

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LOS RESULTADOS DE
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO CON LA TECNOLOGÍA PINT
POINT STIMULATION EN LOS POZOS NUEVOS DEL CAMPO TIBÚ**

WILBERTH LEONARDO GUERRA TORO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2012

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LOS RESULTADOS DE
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO CON LA TECNOLOGÍA PINT
POINT STIMULATION EN LOS POZOS NUEVOS DEL CAMPO TIBÚ**

WILBERTH LEONARDO GUERRA TORO

**Trabajo de Grado Presentado como Requisito para Optar al Título
de Ingeniero de Petróleos**

Director

Ing. Oscar Fernando López

Ingeniero de Petróleos – Docente UIS

Co-Director

Ing. José Luis Jiménez Ríos

Ingeniero de Petróleos

ECOPETROL S.A

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2012

DEDICATORIA

DEDICO ESTE TRABAJO A TODOS UDS. DESDE MI

CORAZÓN:

A DIOS por darme la vida, por siempre acompañarme en este camino y por las personas que ha permitido lleguen a mi vida y por darme la Gracia y su bendición para alcanzar esta Meta.

A la Mamá del Cielo por cuidarme, por protegerme y por darme todo su amor maternal, sus consejos, sus inspiraciones en mi corazón, por su consuelo en los momentos difíciles y por las personas que trajo para que me animaran a seguir adelante.

A mis papitos Gustavo y Nelcy que los AMO con todo mi corazón, con todo mi ser, gracias a Uds. Hoy recibo mi título como ingeniero de Petróleos, por su apoyo incondicional SIEMPRE!, por la paciencia y comprensión en todo este proceso. Todo lo que han hecho por mí y por mi nueva pequeña familia no me bastará la vida entera para agradecerles. Los Amo!.

A mi hermano por su amor, sinceridad, nobleza y apoyo en todo momento. Lo quiero mucho pelao y a cumplir la Misión que tiene en este mundo, su corazón le dirá cual es.

A mis abuelitos Carmen y Leopoldo que tanto han esperado por ver a su nieto, como ingeniero. Gracias abuelitos por sus oraciones, por todo el amor y cariño que me han brindado desde que nací, este triunfo es para Uds. También.

A lo que más AMO en este mundo, a mi hijo Francesco, el motorcito que impulsa mi vida, por el que cada día me animaba con una sonrisa, con un beso y un abrazo a seguir adelante pese a las dificultades, a las circunstancias. TE AMO MI MUÑECO, esto es por tí.

A Marcela, mi novia, mi amiga, mi consejera y muy pronto mi esposa, por todos estos años de Amor, tiempo, paciencia, comprensión, dedicación y entrega por nosotros, su nueva familia. Gracias mi vida por tu apoyo incondicional, por tu sencillez, sinceridad y por ser portadora de vida, por nuestro segundo bebé quién viene en camino. Te Amo mi corazón de melón.

Sin el apoyo de TODOS USTEDES no hubiese podido realizar este objetivo, este sueño. MUCHÍSIMAS GRACIAS!!

WILBERTH LEONARDO GUERRA TORO

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos por la formación recibida en todo este tiempo, cada día se puede ir mejorando en la formación de futuros profesionales.

Al pueblito que más amo de Colombia, El Socorro y a la gente que me recibió y que abrió sus puertas a mí llegada a estas Tierras Santandereanas. Agradecimiento Total!.

A todos los que hicieron parte de este proceso, a Doña Lilia, quién fue como una Madre para mí, en mi paso por El Socorro, a mis grandes amigos Bengi y Kike por la formación y el apoyo espiritual por estar conmigo en buenas y malas. A Jorge, al gemelo –Wilmer-, a Juanito, a Camilin, a mi ahijado Cristian, por todas las experiencias vividas y compartidas especialmente en EL Socorro, por las noches en vela que pasamos estudiando para parciales, las noches de guitarra, de música, las tardes de micro y la consolidación de nuestra amistad en Bucaramanga. A Pasión Juvenil por todo lo que me dio como persona y lo que brindo a otros. Y en general a todos los que me acompañaron en estos años desde mi llegada a Santander.

A Ecopetrol S.A, específicamente a las personas que conforman la Superintendencia de Operaciones Tibú por darme la oportunidad de realizar mi práctica empresarial y tener un contacto de aprendizaje más cercano con el sector.

A los Ingenieros José Luis Jiménez, Pastor Eduardo Mendoza y Juan Antonio Téllez por el tiempo dedicado compartiendo sus conocimientos, su acompañamiento y orientación por hacer de mí un prospecto en la formación como ingeniero y como persona. Al ingeniero Dumar Leal por su espontanea forma de ser y a Erick –el corredor- por su buena voluntad, honestidad y sinceridad como

persona y como compañero de trabajo. Gracias Erick, Ud. me ha dejado una gran enseñanza en el valor que tienen las personas y las cosas.

A los Ingenieros Oscar López, Jorge Sachica y Fernando Calvete por el tiempo dedicado y el apoyo que me brindaron en el desarrollo de mi trabajo de grado.

En general a todos mis compañeros y a cuántos aportaron su granito de arena en la construcción de esta etapa de mi vida.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	16
1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO TIBÚ.....	17
1.1 ANTECEDENTES	17
1.2 LOCALIZACIÓN GEOGRAFICA	17
1.2.1 Cuenca del Catatumbo.....	18
1.2.2 Campo Tibú	18
1.3 CAMPOS ALEDAÑOS.....	19
1.3.1 Campo Petrolea.....	19
1.3.2 Campo Sardinata	20
1.4 GEOLOGIA	20
1.4.1 Ubicación Geológica.....	20
1.4.2 Estratigrafía	21
1.4.3 Geología Estructural.....	24
1.4.4 Geología del Petróleo.....	26
1.5 CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO	29
1.6 ANÁLISIS HISTÓRICO INYECCIÓN – PRODUCCIÓN	29
1.6.1 Antecedentes de la Inyección:	32
1.7 INFORMACIÓN DE LOS POZOS	34
1.8 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	34
2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	36
2.1 HISTORIA	36
2.2 DEFINICIÓN	37
2.3 OBJETIVO DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.....	38
2.4 PARÁMETROS PARA LA SELECCIÓN DE UN POZO CANDIDATO A FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	38
2.5 PARÁMETROS DE DISEÑO PARA FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	39
2.6 FLUIDO DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	40
2.2.1 Características del Fluido de Fracturamiento	41
2.2.2 Tipos de Fluido Fracturante	41
2.7 Propante o Agente de Sostén	45

2.8	MODELOS PARA LA FRACTURA HIDRÁULICA	47
3.	PRE-OPERACIONAL DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO CON LA TECNOLOGÍA PIN POINT STIMULATON.....	51
3.1	TECNOLOGIA COBRAMAX – PIN POINT STIMULATION.....	51
3.2	EQUIPO DE SUPERFICIE	53
3.3	MINIFRAC	57
3.4	CONSIDERACIONES DE DISEÑO PARA TRATAMIENTO ÁCIDO	57
3.5	CONSIDERACIONES DE DISEÑO DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO Y CORTE.....	59
3.6	PRUEBAS DE LABORATORIO.....	60
3.6.1	Metodología.....	61
3.6.2	Evaluación del Fe Acid 7,5% con el crudo de Tibú – 286	63
3.7	FLUIDO DE FRACTURA – DELTA FRAC 140	64
3.7.1	Resultados de las Pruebas de Laboratorio.....	66
3.8	EQUIPOS NECESARIOS PARA FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	67
3.9	PROGRAMA PRE-OPERATIVO.....	68
3.9	GEOMETRÍAS DE FRACTURA PROPUESTAS	73
3.10	Diseño del Propante.....	78
4.	GENERALIDADES DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE WELLFLO	79
4.1	APLICACIONES.....	79
5.	ANÁLISIS TÉCNICO.....	81
6.	ANÁLISIS FINANCIERO	102
7.	CONCLUSIONES	108
8.	RECOMENDACIONES.....	109
9.	REFERENCIAS.....	110

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades del yacimiento	29
Tabla 2. Reservas.....	30
Tabla 3. Estaciones de Recolección e Inyección Campo Tibú	33
Tabla 4. Estado General de los Pozos	34
Tabla 6.Sistemas de Levantamiento Actual de los Pozos	34
Tabla 7. Tipos de Propante	46
Tabla 8. Diseño Ttto. Acido para Fracturamiento	58
Tabla 9. Diseño Ttto. Acido para Corte	58
Tabla 10. Evaluación del Fe Acid 7,5% con el crudo de Tibú – 286	63
Tabla 11. Tiempo de Activación	65
Tabla 12. Propiedades Gel Lineal	66
Tabla 18. Propiedades	82
Tabla 19. Propiedades aplicadas Ec. De Glaso	82
Tabla 20. Parámetros para el modelamiento T-514	83
Tabla 21. Comparación de resultados	84
Tabla 22. Parámetros para el modelamiento T-515	88
Tabla 23. Comparación de resultados	89
Tabla 24. Parámetros para el modelamiento T-516	92
Tabla 25. Comparación de resultados	93
Tabla 27. Intervalos de Interés y PropiedadesT-518.....	95
Tabla 28. Comparación de resultados	96
Tabla 29. Intervalos de Interés y PropiedadesT-518.....	99
Tabla 30. Comparación de resultados	100
Tabla 31. Parámetros de Evaluación.....	104

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Mapa de localización Campo Tibú	19
Figura 2. Localización Geográfica Cuenca Catatumbo	21
Figura 3. Columna Litoestratigráfica cuenca Catatumbo	22
Figura 4. Localización tectónica del Bloque de Maracaibo	26
Figura 5. Subdivisión Operacional en Áreas del Campo Tibú	31
Figura 6. Historial de Producción e Inyección @ Mayo 2010.....	32
Figura 7. Distribución de Pozos Inyectores	33
Figura 8. Gráfica del plano de deformación vertical y horizontal en 2-D para la condición de deformación de la zona productora.	50
Figura 9. CobraMax – Pin Point Stimulation	52
Figura 10. Equipo en cabeza de pozo	53
Figura 11. Equipo de Coiled Tubing	54
Figura 12. Hydrajet Tool	55
Figura 13. Herramienta en Fondo	56
Figura 14. Consideraciones de diseño de Fracturamiento Hidráulico	59
Figura 15. Consideraciones de diseño de Corte.....	60
Figura 16. Prueba de Detergencia	62
Figura 17. Fluido de Fractura Delta Frac 140.....	64
Figura 18. Schedule propuesto primera etapa de Fracturamiento	71
Figura 19. Propiedades Formación Barco.....	74
Figura 20. Análisis Registros GR, Porosidad, Densidad	75
Figura 21. Schedule de Bombeo Primera Etapa-Formación Barco T-514	76
Figura 22. Presiones de Bombeo Frac.	77
Figura 23. Geometría de Fractura.....	77
Figura 24. Propante Carbolita 16/20	78
Figura 25. Sensibilidad al BS&W T-514	84
Figura 26. Comportamiento Producción Vs. Tiempo.....	86
Figura 27. Sensibilidad al BS&W T-515	88

Figura 28. Comportamiento Producción Vs. Tiempo	90
Figura 29. Sensibilidad al BS&W T-516	92
Figura 30. Comportamiento Producción Vs. Tiempo	93
Figura 31. Sensibilidad al BS&W T-518	96
Figura 32. Comportamiento Producción Vs. Tiempo	97
Figura 33. Sensibilidad al corte de agua	100
Figura 34. Comportamiento Producción Vs. Tiempo	101
Figura 35. Inversión de Fracturamiento Hidráulico por pozo	105

RESUMEN

TITULO*: EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LOS RESULTADOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO CON LA TECNOLOGÍA PINT POINT STIMULATION EN LOS POZOS NUEVOS DEL CAMPO TIBÚ

AUTOR: WILBERTH LEONARDO GUERRA TORO**

PALABRAS CLAVES: PCP (CAVITY PROGRESSIVE PUMP), WELLFLO, BS&W (BOTTOM SEDIMENTS AND WATER), VPN (VALOR PRESENTE NETO), DPI (DOLAR POR INVERSIÓN), PAY BACK.

DESCRIPCIÓN:

Actualmente la demanda de petróleo es cada vez mayor respecto a la oferta y los yacimientos de hidrocarburos tienden hacia una declinación inminente mientras los precios del barril de crudo se incrementan haciendo atractiva la explotación de este recurso energético, razón por la cual las compañías líderes se han volcado a invertir y poder recuperar la mayor cantidad de crudo de los campos ya descubiertos, debido al alto nivel de riesgo e incertidumbre que representa encontrar grandes yacimientos y al poco éxito obtenido en nuevos hallazgos.

Por factores como los mencionados anteriormente, entre otros, Ecopetrol S.A. ha iniciado un Proyecto de Desarrollo Adicional del campo Tibú, el cual incluye la perforación de alrededor de 150 pozos de relleno cuyo objetivo principal es la Formación Barco. El completamiento inicial de los primeros 15 pozos perforados ha incluido el Fracturamiento Hidráulico con una tecnología llamada **CobraMax - Pin Point Stimulation** de la compañía de servicios **HALLIBURTON**.

Este estudio se realiza con el objetivo de evaluar los resultados de los Fracturamientos de los pozos nuevos del campo Tibú. La evaluación técnica de los resultados del Fracturamiento Hidráulico en los pozos nuevos del campo Tibú se realizó mediante el software de análisis nodal WELLFLO. A través de esta herramienta se determinaron las curvas IPR a pozos tipo, a condiciones iniciales las cuales se compararon con los resultados reales obtenidos de las pruebas de producción de los pozos Post-Fractura, se observó su comportamiento y se identificaron diversas características que sirvieron de base para concluir el análisis final de estos resultados.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico–Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos.
Oscar Fernando López – José Luis Jiménez Ríos.

ABSTRACT

TITLE*: EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LOS RESULTADOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO CON LA TECNOLOGÍA PINT POINT STIMULATION EN LOS POZOS NUEVOS DEL CAMPO TIBÚ

AUTHOR:** WILBERTH LEONARDO GUERRA TORO

KEYWORDS: PCP (CAVITY PROGRESSIVE PUMP), WELLFLO, BS&W (BOTTOM SEDIMENTS AND WATER), NPV (NET PRESENT VALUE), DPI (DOLLAR BY INVESTMENT), PAY BACK.

ABSTRACT:

Currently the demand for oil is increasing with respect to the offer and the hydrocarbon deposits tend toward a imminent decline while the price of a barrel of crude oil will increase making attractive the exploitation of this energy resource, Which is the reason why the leading companies have turned to invest and be able to recover the greater amount of crude oil from the fields already discovered, due to the high level of risk and uncertainty that represents find large deposits and the little success at new discoveries.

By factors such as those mentioned above, among others, Ecopetrol S.A. has launched an Additional Development Project of the Tibu field, which includes the drilling of 150 wells around fill whose main objective is the Barco formation. The initial completion of the first 15 wells drilled has included the Hydraulic Fracturing with a technology called **CobraMax - Pin Point Stimulation** Services company **HALLIBURTON**. This study is performed with the objective of evaluating the results of the anastomosing fractures of the new wells of the Tibu field. The technical evaluation of the results of the hydraulic fracturing in the new wells of the Tibu field was performed using the software WELLFLO nodal analysis.

Through this tool curves were assessed IPR to wells type, to initial conditions that were compared with the actual results of the tests for production of the wells Post-Fractura , it was observed their behavior and identified several features that served as the basis for concluding the final analysis of these results.

* Graduate Project

** Faculty of Physical - chemical Engineering. Petroleum Engineering School.
Director: Oscar Fernando López – Codirectors: José Luis Jiménez Ríos.

INTRODUCCIÓN

El campo Tibú por ser un campo maduro requiere de la inyección continua de agua, para mantener la presión del yacimiento y mejorar la eficiencia de barrido en el desplazamiento de crudo hacia los pozos. Ecopetrol S.A. ha iniciado un Proyecto de Desarrollo Adicional del campo Tibú, el cual incluye la perforación de alrededor de 150 pozos de relleno cuyo objetivo principal es la Formación Barco. El completamiento inicial de los primeros 15 pozos perforados ha incluido el Fracturamiento Hidráulico.

Este trabajo pretende evaluar los resultados de los Fracturamientos realizados a los pozos perforados mediante la ayuda de la herramienta WellFlo y los datos provenientes de las pruebas de producción de los pozos. Cabe resaltar que el éxito de los resultados depende de muchos factores, entre los cuales se destaca el efecto que la inyección de agua pueda tener sobre la producción de los pozos estimulados por Fracturamiento Hidráulico.

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO TIBÚ

1.1 ANTECEDENTES

El Campo Tibú está ubicado a 120 Km al Norte de la Ciudad de Cúcuta, fue descubierto en el año 1941 por la compañía americana COLPET, contrato celebrado mediante el sistema de Concesión hasta 1976, revirtiendo el campo a Ecopetrol.

Campo Tibú tiene un área de 300 Km², el Pozo descubridor fue Tibú-01 en el Anticlinal Tibú.

Su máxima producción alcanzada fue de 22000 BOPD en 1963, desde entonces se ha implementado la inyección de agua como método para mantener el recobro. Entre 2007 – 2010 se celebró Contrato Colaboración Empresarial entre Ecopetrol S.A. & Petrobras.

En el 2010 Petrobras se retira del Proyecto de Desarrollo adicional del campo Tibú y Ecopetrol S.A. decide continuar la ejecución del Proyecto en forma independiente.

La producción acumulada es de 209MBO.

Actualmente, se inyectan alrededor de 40000 BWPD para producir 2400 BOPD, como plan estratégico se inició una campaña de perforación y de workover desde el 2010 para incrementar la producción a 25000 BOPD al 2015. Recientemente se han perforado 15 pozos nuevos a los cuales se les realizó Fracturamiento Hidráulico como parte del completamiento inicial a la Formación Barco y se implementó como sistema de levantamiento el bombeo por cavidades progresivas.

1.2 LOCALIZACIÓN GEOGRAFICA

1.2.1 Cuenca del Catatumbo

La Cuenca del Catatumbo constituye la extensión suroccidental de la Cuenca de Maracaibo, en la cual están ubicados los campos: Tibú, Río de Oro, Petrolea, Carbonera, Sardinata, Puerto Barco, Yuca, Orú, Río Zulia, Cerrito y Cerro Gordo.

El Área de Operación Directa Tibú, comprende los campos Tibú, Sardinata y Petrolea, los cuales son operados directamente por la Superintendencia de Operaciones Catatumbo Orinoquia, Superintendencia que dentro de la estructura organizacional de Ecopetrol S.A. forma parte de la Gerencia Regional Catatumbo Orinoquia (GCO) de la Vicepresidencia de Producción.

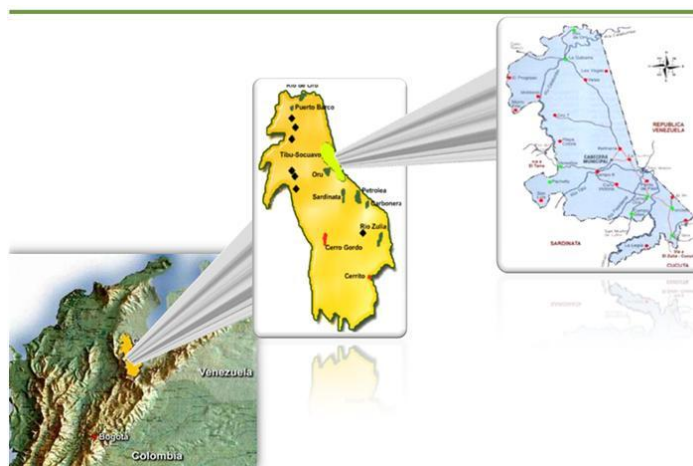
La Superintendencia de Operaciones Catatumbo Orinoquia está localizada en el departamento de Norte de Santander a 96 kilómetros al Norte de la Ciudad de Cúcuta.

1.2.2 Campo Tibú

En los anticlinales Tibú y Socuavó, la producción proviene de las formaciones Carbonera, Barco, Catatumbo y Grupo Uribante. La de mayor producción es la formación Barco que se encuentra a una profundidad promedio de 4500'.

El campo Tibú cuenta con un total de 528 pozos perforados, 144 pozos productores activos, 40 pozos inyectoros activos, 5 abastecedores activos, 88 pozos productores inactivos, 71 inyectoros inactivos, 4 abastecedores inactivos, 148 pozos productores abandonados, 25 inyectoros abandonados y 3 pozos observadores/Temperatura abandonados.

Figura 1. Mapa de localización Campo Tibú



Fuente: Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOT-GCO. ECOPEPETROL S.A

De acuerdo con los estudios realizados y la información obtenida, se actualizó el plan de desarrollo para el campo Tibú, centrándose principalmente en la Formación Barco debido a que esta formación presenta el 80% del aceite in-situ y las reservas remanentes, por lo que la estrategia de desarrollo plantea el incremento del volumen de agua inyectado y la optimización de los perfiles de inyección, además de la perforación de nuevos pozos con reducción de espaciamiento.

1.3 CAMPOS ALEDAÑOS

1.3.1 Campo Petrolea

El campo de Petrolea fue descubierto en el año 1933, tiene una extensión de 21 km², está constituido por 2 domos, siendo el Domo Norte el de mayor explotación. En este campo hay perforados 9 pozos activos, 19 pozos inactivos y 118 pozos abandonados, para un total de 146 pozos terminados. La producción promedio de Petrolea es de 120 BOPD.

1.3.2 Campo Sardinata

El campo Sardinata fue descubierto en el año 1941 (pozo S-1). En este campo se han perforado 52 pozos de los cuales están 9 pozos activos, 10 pozos inactivos y 33 pozos abandonados. La producción promedio de Sardinata es de 660 BOPD.

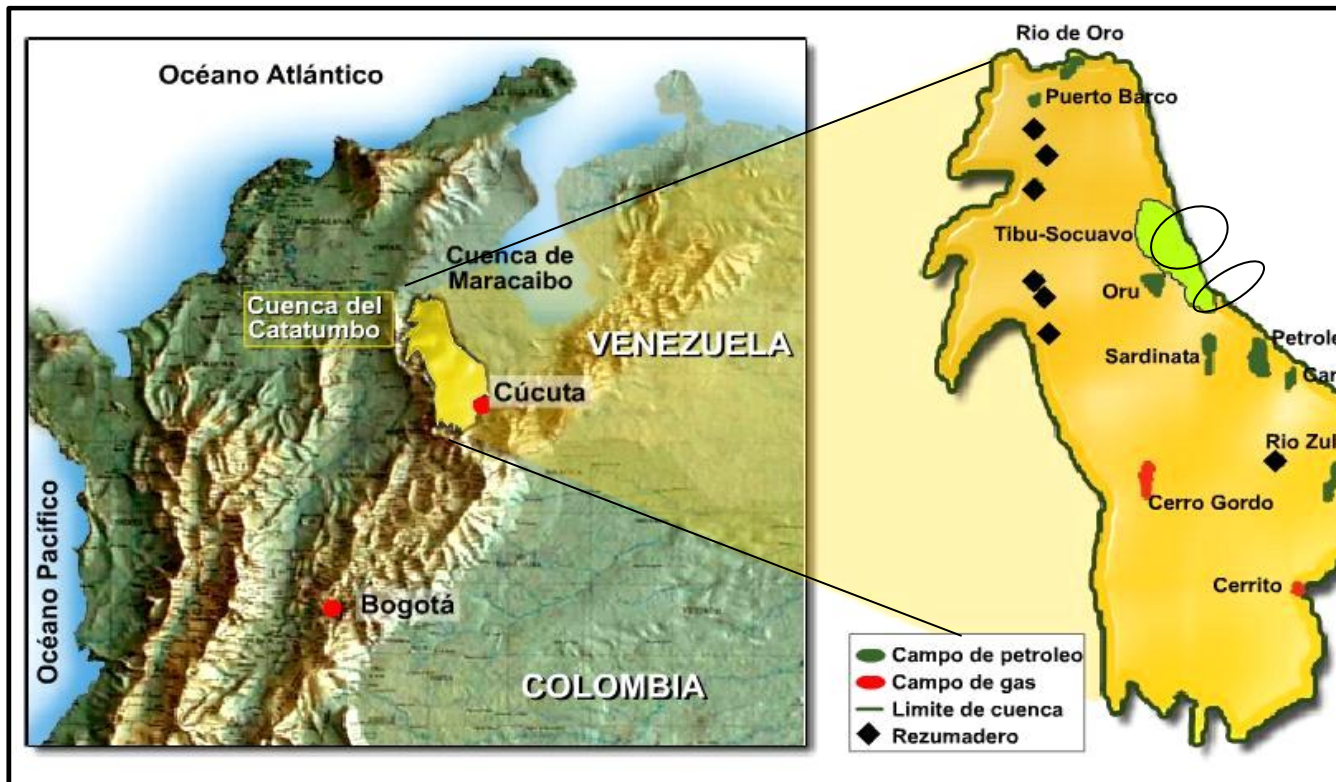
1.4 GEOLOGIA

1.4.1 Ubicación Geológica

El área bajo contrato o bloque TIBU se encuentra ubicado en la parte central de la Cuenca del Catatumbo (Figura 2). La estructura del Campo Tibú se encuentra ubicada en el flanco oriental de la cuenca. El campo puede ser definido desde el punto de vista estructural como dos estructuras independientes de tipo anticlinal asimétrico, con rumbo N-S, y limitados en el flanco occidental por fallas inversas de alto ángulo que buzcan hacia el este.

Los yacimientos principales se encuentran en la Formación Barco de Edad Paleógena, y el Grupo Uribante de Edad Cretácica. Como yacimientos secundarios, se encuentran la Formación Catatumbo de Edad Paleógena y la Formación Carbonera de Edad Neógena.

Figura 2. Localización Geográfica Cuenca Catatumbo



Fuente: Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOT-GCO. ECOPETROL S.A

1.4.2 Estratigrafía

Los Yacimientos del Campo Tibú se clasifican en:

- **Yacimientos Principales:** Formación Barco a 4500 ft TVDSS perteneciente al Terciario y el Grupo Uribante (Aguardiente, Mercedes, Tibú) a 9000 ft TVDSS que pertenece al Cretácico.
- **Yacimientos Secundarios:** Se encuentran las Formaciones Carbonera, Los Cuervos y Catatumbo

Ambiente transicional de tipo deltaico, dominado por ríos con influencia de mareas, Con desarrollo de canales distributarios, bahías interdistributarias, barras proximales y barras de desembocadura.

El espesor varía entre 492' a 912'. El ambiente de depósito es de tipo albufera y estuarino y de tipo fluvial de agua salobre. A excepción del campo Río Zulia, la Formación Barco es el almacenador dominante en los campos del Catatumbo. Específicamente, la Formación Barco es productora en los campos Río de Oro, Sardinata, Petrolea y Tibú, donde en este último es el principal yacimiento.

Para la Formación Barco, el mayor control sobre la producción de hidrocarburos lo ejerce la distribución espacial de las diferentes arenas productoras, donde el control es de tipo estratigráfico haciendo que los diferentes paquetes arenosos hagan “onlap” o se pinchen en sentido este-oeste del campo aproximadamente.

- **Grupo Uribante**

El término Grupo Uribante fue introducido para describir las rocas que afloran cerca al río Uribante en el estado Táchira en Venezuela. El Grupo Uribante presenta un espesor que varía entre los 1.300 y 1.800 pies de espesor y está caracterizado por su baja permeabilidad y porosidad (5% promedio).

- **Formación Tibú (Aptiano)**

La sección tipo de la Formación Tibú está localizada en Colombia en la cabecera del Río Tibú. Litológicamente está constituida por lodolitas de color gris oscuro, negro y marrón con laminación plano paralela, fisibles, con abundantes restos de conchas y de peces; intercalada con pequeños niveles de calizas lumaquéllicas en bancos de 30 cm. con estratificación ondulosa y cuarzoarenitas grises, calcáreas, con abundantes fósiles, bioturbadas en bancos gruesos macizos. El espesor medido por el ICP (1998) en La Don Juana fue de 272' y en Sardinata de 42'. Descansa inconforme sobre el basamento y su contacto superior es concordante con la Formación Mercedes. El ambiente de sedimentación ha sido interpretado

como de origen marino poco profundo. En cuanto a producción, la Formación Tibú es productora en el Anticlinal Tibú.

- **Formación Mercedes (Aptiano)**

La sección tipo de esta unidad se encuentra localizada en el Valle de Las Mercedes en la Concesión Barco. Litológicamente está constituida por calizas arenosas y fosilíferas intercaladas con shales, dolomitas y areniscas. Las calizas clasifican en un rango entre mudstones y grainstones. Se presentan en capas delgadas, ricas en materia orgánica con abundantes foraminíferos planctónicos. El espesor varía entre 149 y 201 m. Su contacto inferior es concordante y neto con la Formación Tibú; el contacto superior es transicional con la Formación Aguardiente. El ambiente de sedimentación es marino. La formación Mercedes es productora en el Campo Tibú.

- **Formación Aguardiente (Aptiano-Albiano)**

El nombre proviene del filo del Aguardiente en la Concesión Barco. A escala regional, consiste predominantemente de cuarzoareniscas de grano grueso con niveles de glauconita y fosfatos intercaladas con shales y calizas. Algunos shales presentan alto contenido de materia orgánica y pueden ser potenciales generadores en el área. Su espesor varía entre 148 y 275 m con tendencia de engrosamiento hacia el sur. La base de la Formación Aguardiente es transicional aunque que puede ser discordante; el contacto superior con la Formación Capacho es concordante y parcialmente gradacional. El ambiente depositacional de esta unidad es marino. La Formación Aguardiente produce en el Campo Tibú principalmente por fracturamiento.

1.4.3 Geología Estructural

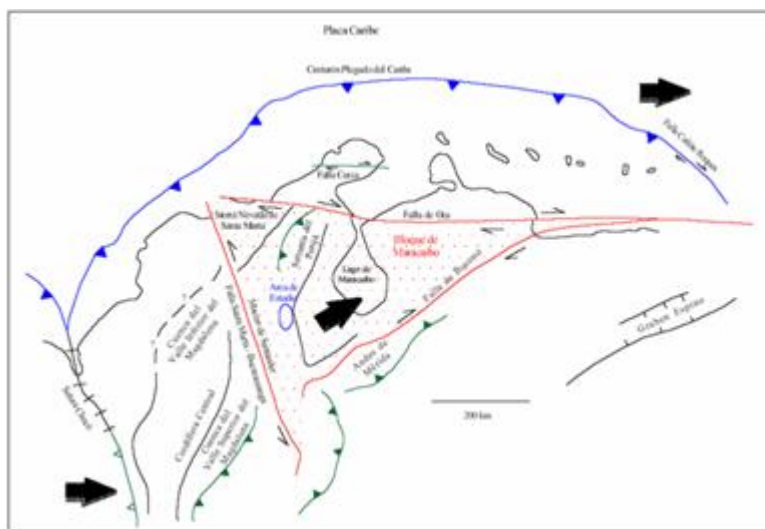
Tectónicamente la cuenca de Catatumbo se localiza en el centro del denominado “Bloque Tectónico de Maracaibo” una cuña tectónica que está “escapando” activamente hacia el norte por la acción conjugada entre los sistemas de fallas de

desplazamiento lateral y de escala regional, que incluye el sistema sinextral de Santa Marta-Bucaramanga, al oeste y el sistema dextral de Boconó, al sur y este (Figura 4). Se estimó un desplazamiento sinistral de 110 km en Mondragón sobre el sistema de fallas de Bucaramanga – Santa Marta y de 150 km en la falla Boconó de desplazamiento dextral en los Andes de Mérida.

La Cuenca del Catatumbo posee una columna estratigráfica que incluye rocas con edades que van desde el Pre-Devónico hasta el Reciente, abarcando un registro sedimentario de tres etapas mayores de evolución tectónica así:

- 1) Fase Extensional durante el Triásico - Jurásico, relacionada con la separación de Norte y Suramérica.
- 2) Fase de margen pasivo durante el Cretácico.
- 3) Fase de Foreland o Antepaís, relacionada a la colisión oblicua de la Placa Caribe contra Suramérica durante el Terciario.

Figura 4. Localización tectónica del Bloque de Maracaibo



Fuente: Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOT-GCO. ECOPETROL S.A

Las flechas sombreadas muestran la dirección del movimiento relativo de los bloques o placas tectónicas respecto al Escudo de Guyana. (Modificado de Villamil and Pindell, 1998, en Arias y Cardona, 2001).

1.4.4 Geología del Petróleo

En el estudio más reciente realizado por Alfonso y Mondragón (2001), proponen la existencia de dos Sistemas Petrolíferos en el área de la cuenca del Catatumbo.

El primer sistema es denominado La Luna-Capacho/Terciario; en el cual el intervalo generador estaría representado por las formaciones La Luna/Capacho, y los yacimientos estarían representados por las Formaciones terciarias de Barco-Mirador principalmente.

El segundo sistema es denominado Grupo Orocué, Allí el intervalo generador estaría restringido a los shales orgánicos y horizontes carbonosos de las formaciones Paleocenas (Catatumbo, Barco y Los Cuervos). El yacimiento estaría representado por los intervalos arenosos de estas mismas formaciones. Adicionalmente el yacimiento podría incluir intervalos más recientes como la Formación Mirador, tal y como lo sugieren los estudios de aceites realizados por Exxon (1994) y CoreLab (1998).

- **Roca Generadora**

Durante mucho tiempo se han considerado como rocas generadoras a las calizas y shales Cretácicos. Las razones que han llevado a esta conclusión son las siguientes:

- ✓ Las rocas Cretácicas son de origen marino y aparentemente ricas en materia orgánica a juzgar por su color oscuro.
- ✓ La similitud litológica entre el Cretáceo de la región del Catatumbo y de la cuenca de Maracaibo, donde se ha determinado que las unidades Cretácicas son generadoras de hidrocarburos especialmente la Formación La Luna. Adicionalmente, otros autores le dan especial importancia por su carácter altamente bituminoso y olor fuerte a petróleo.
- ✓ La baja porosidad y permeabilidad primarias determinadas en núcleos de rocas Cretácicas en aquellos intervalos estratigráficos productores han llevado a la conclusión que estas rocas han sido generadoras pues es improbable la migración de hidrocarburos sobre grandes distancias. Las acumulaciones de hidrocarburos posiblemente se formaron posteriormente al desarrollo de la porosidad secundaria por fracturamiento.

- **Roca Reservorio**

Con excepción de las formaciones Colón, León Shale, Necesidad y Grupo Guayabo, se han encontrado acumulaciones comerciales de hidrocarburos en toda la secuencia estratigráfica incluyendo el basamento Precretácico. Los reservorios Cretácicos predominantemente presentan porosidad y permeabilidad secundaria por fracturas y valores bajos de porosidad y permeabilidad primarias. En contraste, los reservorios terciarios, están caracterizados por presentar porosidad y permeabilidad primaria.

Desde el punto de vista de yacimientos las rocas almacenadoras en la cuenca del Catatumbo se pueden clasificar en dos clases:

➤ **Yacimientos Convencionales.** Este tipo de yacimientos está representado principalmente por rocas terciarias clásticas. Presentan un rango de porosidad entre el 7 y 27%, y de permeabilidad entre los 10 y 720 mD.

Dentro de esta clasificación se encuentran las siguientes formaciones:

- Formación Catatumbo (Paleoceno Temprano)
- Formación Barco (Paleoceno)
- Formación Los Cuervos (Paleoceno)
- Formación Mirador (Eoceno)
- Formación Carbonera (Eoceno Tardío - Mioceno Temprano)

➤ **Yacimientos Naturalmente Fracturados.** Se encuentran representados por areniscas y calizas de edad cretácica, con porosidades bajas y permeabilidades que han sido mejoradas por procesos de fracturamiento natural.

Dentro de esta clasificación se incluyen los siguientes intervalos:

- Grupo Uribante (Aptiano Medio - Albiano Tardío)
- Formación Capacho (Cenomaniano - Turoniano)
- Formación La Luna (Coniaciano - Campaniano Temprano)

- **Roca Sello**

Los shales intraformacionales del Grupo Uribante parecen mostrar suficiente espesor para ser rocas sello de las Formaciones Tibú y Mercedes; los shales de la formación Cogollo (Formación Capacho) pueden ser la roca sello de la formación Aguardiente. La roca reservorio de la formación La Luna está sellada por las formaciones Colón y Mito Juan.

Todos los reservorios Terciarios (Barco, Los Cuervos, Mirador y Carbonera) presentan intercalaciones de shale intraformacional que les sirve de roca sello. El sello más importante para las rocas del Terciario es la formación León Shale. La Formación Mirador es el reservorio que probablemente no tiene una suficiente

obertera de roca sello (shale), ya que en algunos lugares, la arena basal de la Formación Carbonera descansa en contacto neto con la formación Mirador.

- **Trampas**

La cuenca de Catatumbo, en general presenta asociada a yacimientos de hidrocarburos, estructuras anticlinales asimétricas con uno de sus flancos fallados; este tipo de trampas se podrían clasificar como de tipo estructural principalmente (anticlinal asociado a fallamiento) o de tipo combinado (estructural y estratigráfico). Las trampas de tipo estratigráfico han sido identificadas en los campos Orú y La Yuca, principalmente en las formaciones Barco y Catatumbo.

En cuanto al tiempo de acumulación se produjo después del periodo de plegamiento y fallamiento ocurrido a finales del Terciario.

1.5 CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO

Tabla 1. Propiedades del yacimiento

PROPIEDAD	CRETÁCEO	TERCIARIO
Porosidad (%)	4 a 8	15
Permeabilidad (md)	Fracturas	100
Sw (%)	40-50	30
Profundidad (Pies)	8990	4500
Espesor Total Arena (Pies)	120	80
Contacto Agua-Aceite	9216	4553
Hidrocarburo	Parafinico	Parafinico
°API	42-52	32
Mecanismo de empuje	Gas en sln/Condensación	Gas en Solución
Presión Original	4200	2210
Presión Burbuja	4150	1180-1960
Geometría de Pozos	Todos Verticales	Todos Verticales

Fuente: Departamento de Ingeniería y Confiabilidad – SOT-GCO ECOPETROL S.A

1.6 ANÁLISIS HISTÓRICO INYECCIÓN – PRODUCCIÓN

La máxima producción de petróleo que ha sido reportada en el Campo Tibú es de 22000 BOPD en 1963. La producción promedio, para el año 2011 fue de 1900

BOPD, y actualmente el promedio de producción es de 2400 BOPD, 1.5 KPCD y un corte de agua del 88.8% BS&W. Algunos de los pozos del Campo Tibú producen mediante PCP y Plunger Lift y la gran mayoría mediante Bombeo Mecánico.

Tabla 2. Reservas

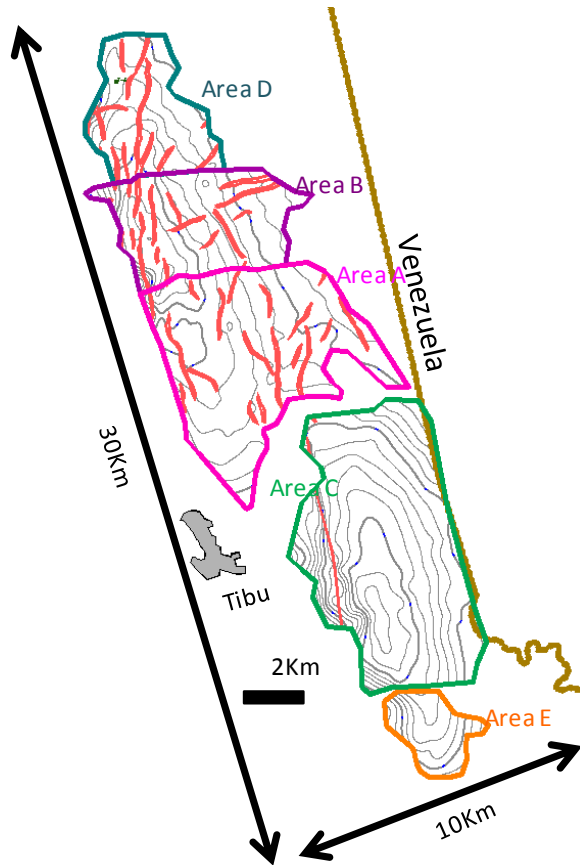
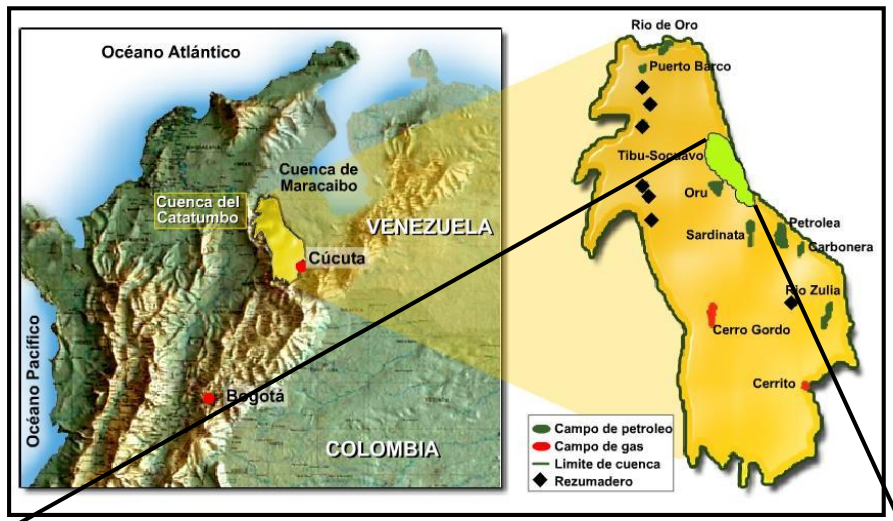
RESERVAS	
OOIP (MMSTB)	1272
Reservas Probadas (MMbbls @ 2004)	256.95
Np (MMSTB) @ Mayo 2010	247.9
F.R (%)	19.49

Fuente: Departamento de Ingeniería y Confiabilidad – SOT-GCO ECOPETROL S.A

El campo fue dividido en cinco áreas, A, B, C, D y E, siendo el área A la que presenta mejor comportamiento de producción y reservas. El anticlinal Socuavó ha sido dividido en las áreas A, B y D, mientras que el anticlinal Tibú en las áreas C y E.

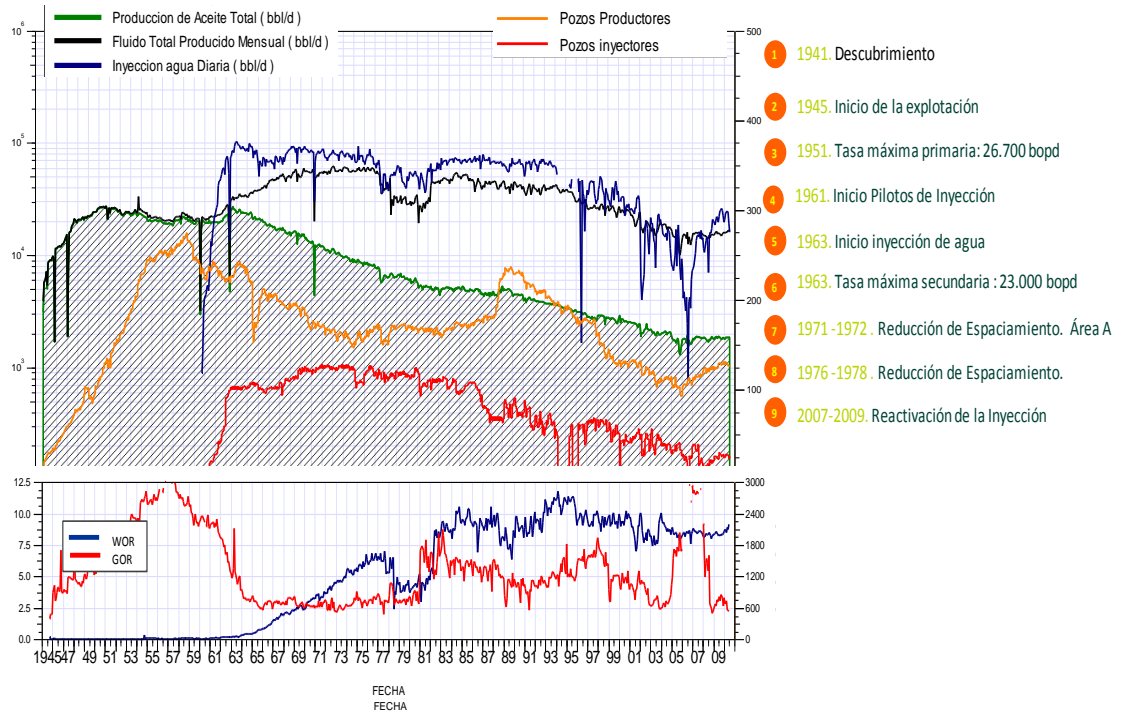
El agua para el proceso de recuperación secundaria proviene de pozos abastecedores completados en la Formación Mirador. En el área A esta el mayor desarrollo del proceso de inyección (Figura 5).

Figura 5. Subdivisión Operacional en Áreas del Campo Tibú



Fuente: Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOT-GCO

Figura 6. Historial de Producción e Inyección @ Mayo 2010

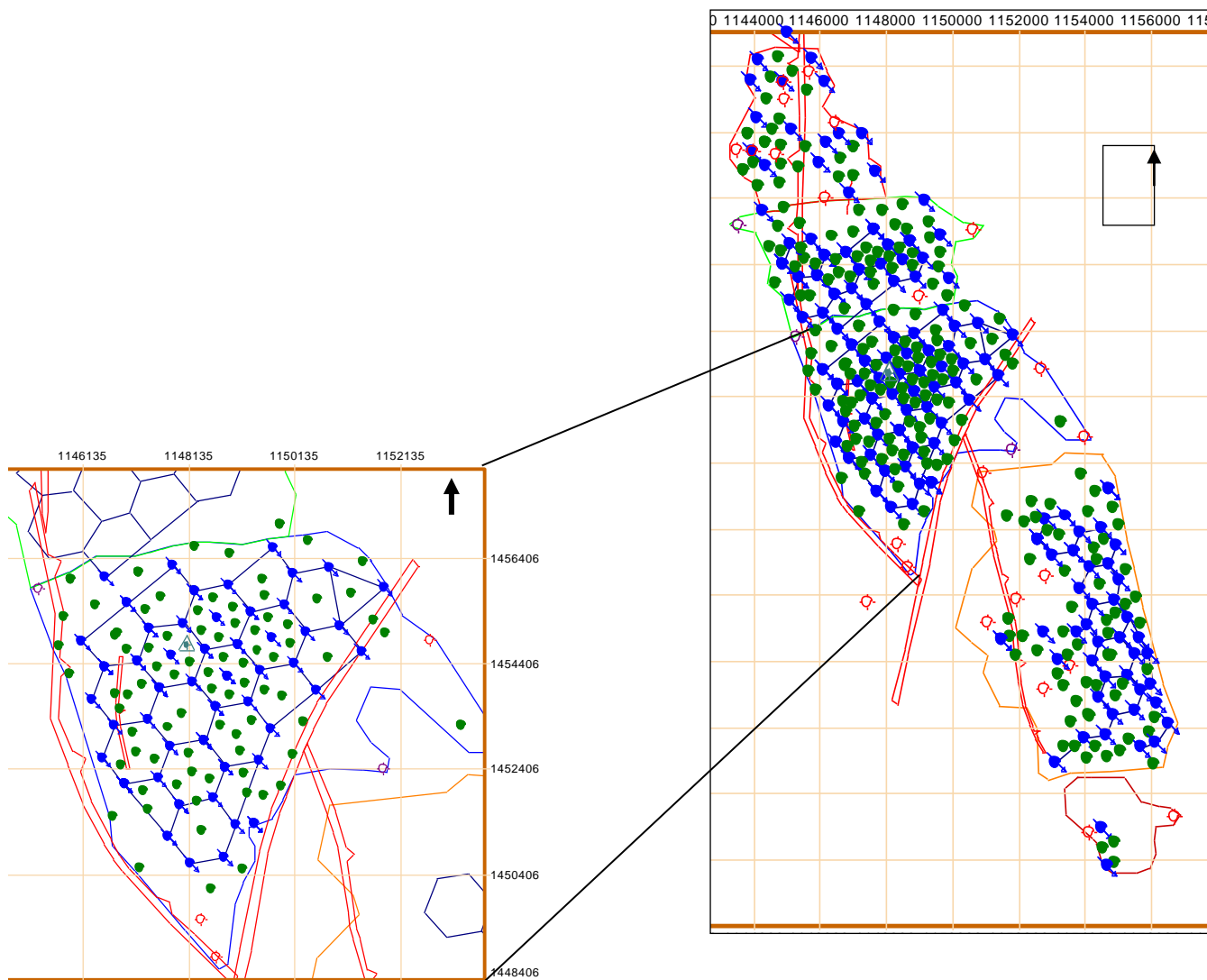


Fuente: Departamento de Producción SOT-GCO ECOPETROL S.A

1.6.1 Antecedentes de la Inyección:

- En 1955 se realizan Pilotos iniciales en el Área C
- Inicio del proyecto en firme en 1960, en las área A, B y C
- Inicio de Inyección en 1970 en Área D.
- Patrones de inyección de 7 puntos-normal (2I/1P)
- Espaciamientos de 90 Ac/650 mts
- Campañas de Reducción de Espaciamiento en Área A a 45 Ac/325 mts en 1971-72, 1976-78 y 1988-89.

Figura 7. Distribución de Pozos Inyectores



Fuente: Departamento de Producción SOT-GCO ECOPETROL S.A

En la actualidad el campo cuenta con ocho estaciones de recolección para el almacenamiento de crudo proveniente de los 144 pozos productores y 4 estaciones de inyección de agua.

Tabla 3. Estaciones de Recolección e Inyección Campo Tibú

ESTACIÓN	CAPACIDAD (BLS) (Tanques)	ESTACIÓN	CAPACIDAD BWIPD
Norte	6300	K-32	3900
K-27	2811	J-25	20000
J-25	1874	M-14	8550
M-24	2728	M-24	7200
M14	2728	TOTAL	39650
J-10	2811		
I-21	130000		

Fuente: Departamento de Producción SOT-GCO ECOPETROL S.A

La estación I-21 es la de mayor capacidad por lo que recibe el crudo proveniente de las 7 baterías, de ella se despacha el crudo para el oleoducto Bellavista.

1.7 INFORMACIÓN DE LOS POZOS

Tabla 4. Estado General de los Pozos

ESTADO DE POZOS			
CLASIFICACIÓN	TOTAL		
	ACTIVOS	INACTIVOS	ABANDONADOS
PRODUCTORES	144	88	148
INYECTORES	40	71	25
ABASTECEDORES	5	4	
OBSERVADORES	3		
TOTAL	528		

Fuente: Departamento de Producción SOT-GCO ECOPETROL S.A

1.8 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Los pozos del Campo Tibú poseen tres tipos de sistemas de levantamiento artificial; levantamiento por unidades de Bombeo Mecánico, levantamiento por unidades PCP y Plunger Lift. Los pozos son direccionados mediante líneas de flujo que comprenden colectores de campo los cuales tiene asociada su respectiva línea de medida o para prueba de pozos.

Tabla 6. Sistemas de Levantamiento Actual de los Pozos

SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL – CAMPO TIBÚ	
Pozos con Bombeo Mecánico	117
Pozos con PCP	23
Pozos con Plunger Lift	4

Fuente: *Departamento de Producción SOT-GCO ECOPETROL S.A*

2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

2.1 HISTORIA ¹

Luego de varios años de experimentación en laboratorio y estudios en el campo, en Marzo de 1949 una Compañía Norteamericana, realizo de forma simultánea los primeros dos tratamientos de Fracturamiento con fines comerciales a pozos marginales en el campo de gas Hugoton en el estado de Kansas. Así comenzó uno de los procesos de estimulación de los pozos más importantes que se haya conocido en la historia de la industria petrolera.

En la década de los 50 realizar este tipo de tratamientos tiene gran impacto tanto en pozos de petróleo como de gas. Posteriormente a mediados de la década de los 80 incrementa, nuevamente la aplicación del Fracturamiento Hidráulico como resultado del conocimiento científico y de los modelos del comportamiento de la fractura de la formación productora; además ayudo el hecho de realizar Fracturamiento Hidráulico masivo (MHF, Massive Hydraulic Fracturing) en los yacimientos. La tendencia en estas décadas fue fracturar formaciones con permeabilidades bajas. Con las capacidades modernas del Fracturamiento mejorado, como es el caso de fracturar formaciones con permeabilidades entre moderadas y altas (HPF, High Permeability Fracturing), con la técnica conocida como “Frac & Pack” o sus variantes y el hecho de disminuir los costos de operación han permitido considerar al tratamiento de Fracturamiento Hidráulico como un tipo de terminación para los pozos petroleros.

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

Actualmente muchos campos existen gracias a esta técnica. Sin el Fracturamiento Hidráulico se hubiera dejado de lado muchos campos productivos considerándolos improductivos o no comerciales.

¹ Fundamentos de la Teoría del Fracturamiento Hidráulico, Jorge Pazmiño Urquizo 2004

Como en todos los descubrimientos se produjeron cambios en el Fracturamiento Hidráulico pues; los primeros tratamientos se mantuvieron dentro de límites muy conservadores. La inyección de volúmenes de 200 a 400 galones de fluido ½ libra de arena por galón a una velocidad de 2 a 4 barriles por minuto era considerada como un tratamiento promedio, y el doble de esas cantidades era ya un trabajo grande.

En ocasiones un operador aventurero realizaba un tratamiento de 1500 a 2000 galones y se lo consideraba como muy arriesgado. Al hacerlo se utilizaban más bombas, lo que resultaba en un aumento de las tasas de inyección. Estos trabajos más grandes y con una tasa de inyección más alta comenzaron a demostrar un aumento de producción mayor y continuo, gradualmente el tamaño de los trabajos y las tasas de inyección aumentaron.

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

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

2.2 DEFINICIÓN ²

² Técnicas de Evaluación del Fracturamiento Hidráulico, Oriente De Venezuela. José Sierra, Halliburton Energy Services, Luis Ortega, PDVSA Exploración y Producción. INGEPET '99 EXPL-5-JS-15.

El Fracturamiento Hidráulico es una técnica de estimulación que consiste en la inyección sostenida de un fluido a una presión tal que provoque la ruptura de la roca del yacimiento, luego se procede a mantenerla abierta con un agente apuntalante o de soporte (arena natural o sintética), con el objeto de crear canales de alta conductividad y de esa forma aumentar la tasa de flujo del pozo una vez que se haya liberado la presión de inyección.

2.3 OBJETIVO DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

El objetivo principal para realizar un tratamiento de fractura es incrementar el índice de productividad del pozo. Mejorando su productividad extendiendo un canal conductivo profundo en la formación. Este aumento se logra, removiendo el daño en las cercanías del pozo ó alterando el patrón de flujo dentro de la formación para reducir la resistencia al mismo.

$$J = \frac{Q_o}{(P_e - P_{wf})}$$

Ecuación 1. Índice de Productividad

Donde:

J=Índice de Productividad

Qo=Tasa de Petróleo

Pe=Presión de Yacimiento

Pwf= Presión de Fondo Fluyendo

2.4 PARÁMETROS PARA LA SELECCIÓN DE UN POZO CANDIDATO A FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

Para realizar una acertada selección de pozos candidatos a Fracturamiento Hidráulico es necesario estudiar previamente una serie de factores determinantes

mediante un modelo que permita hacer una clasificación más detallada y concisa a la hora de tomar decisiones.

- Permeabilidad de la Formación
- Viscosidad del Fluido del Yacimiento
- Presión de Yacimiento
- Factor de Daño
- Reservas de Petróleo o de Gas
- Profundidad
- Estado Mecánico del Pozo

2.5 PARÁMETROS DE DISEÑO PARA FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

Hay diversos criterios que se deben tener en consideración para obtener un diseño óptimo del Fracturamiento Hidráulico, a continuación se mostrarán los más relevantes:

- Fluido Fracturante y aditivos apropiados
- Material de Soporte adecuado – Tipo, Tamaño y Concentración
- Rango de la Tasa de Inyección
- Introducir y ajustar los parámetros que definen el Diseño de Tratamiento en el Simulador

Uno de los criterios más importantes para la optimización del diseño es la producción con su correspondiente impacto económico, de esta forma se tiene que maximizar los beneficios mostrando así una rentabilidad adecuada sobre la inversión realizada en el tratamiento del Fracturamiento Hidráulico.

Por otro lado, la cantidad de fluidos y materiales, así como el modo en que se realiza la inyección de los mismos se refleja en la tasa de inyección y en la presión de inyección, parámetros que están estrechamente relacionados entre sí para determinar el dimensionamiento de la fractura en la formación productora.

Otros criterios que se deben considerar en la selección del fluido fracturante son los siguientes:

- Capacidad de transportar en forma óptima el material soportante, tanto en el sistema de tuberías como dentro de la fractura.
- Evitar cualquier empaquetamiento de material soportante que cause daño en la fractura. Para ello es necesario prestar atención a la adecuada viscosidad aparente del fluido, por esta razón la mayoría de los fluidos fracturantes son de tipo No- Newtonianos.
- La selección del material soportante se enfocará en maximizar el producto de la permeabilidad del empaquetamiento por el ancho de la fractura.

Con respecto a las tasas de inyección se puede decir que:

- Altas tasas de inyección de fluido fracturante dan como resultado altas presiones netas y por lo tanto la posibilidad de fracturar formaciones adyacentes o al menos, tener un ineficiente desarrollo de fractura.
- Si la altura es tolerable; entonces, una mayor tasa de inyección resultará en un menor tiempo de tratamiento, concluyendo en una eficiente propagación de fractura.

Las consideraciones anteriores están afectadas por varias variables que interrelacionadas entre ellas, permite obtener un diseño óptimo.

2.6 FLUIDO DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

La selección del fluido de fractura dependerá del tipo de formación en la que se va a aplicar.

Sus funciones principales son:

- a. Abrir y extender la fractura hidráulica
- b. Transportar el agente soportante a lo largo de la longitud de fractura.

Por consiguiente, las propiedades viscosas del fluido es considerada una de las más importantes, debe haber la menor pérdida de filtrado a la formación para evitar dañarla.

2.2.1 Características del Fluido de Fracturamiento

Se debe tener en cuenta los siguientes factores, entre otros:

- Compatibilidad con la Roca
- Compatibilidad con el fluido formación (Evitar emulsiones)
- Capacidad de transporte del agente de soporte (Viscosidad)
- Baja pérdida por fricción en la tubería
- Baja pérdida de fluido en la formación
- Propagación de la fractura.

2.2.2 Tipos de Fluido Fracturante

Los fluidos más relevantes son los geles para Fracturamiento Hidráulico que son compuestos a partir de una gran variedad de aditivos que permiten obtener un fluido con las propiedades deseadas.

Los fluidos fracturantes se clasifican en la siguiente categoría:

- **Geles Base Agua**

Debido a su bajo costo, acción alta y facilidad de manejo, los fluidos base-agua son los más ampliamente usados en los fluidos de fracturamiento. Los problemas potenciales con los fluidos de este tipo son daño a la formación de zonas sensibles al agua y el daño causado por el polímero irrompible y aditivos.

En cuanto a las ventajas de los geles base agua se tiene:

- ✓ Mejor capacidad de transporte (Viscosidad)
- ✓ Cabeza hidrostática mayor, por lo cual requiere menor caballaje
- ✓ Disponibilidad del fluido base a menor costo
- ✓ Mayor seguridad debido a su condición de fluido no inflamable
- ✓ Facilidad de manejo de desechos

✓ Permiten ser mezclados en forma continua utilizando materiales efectivamente bombeados al pozo.

Entre los aditivos principales se tiene:

- **Cloruro de Potasio (KCl).** Usado normalmente al 2% por peso de agua. Inhibe el hinchamiento de arcillas.

- **Bactericidas.** Disminuyen la tasa de crecimiento bacterial en el gel, previniendo la pérdida de viscosidad, su rompimiento prematuro y el daño por bacterias anaeróbicas en la formación.

- **Aditivos de Control de pH.** Se utiliza para ajustar y controlar el pH del fluido base para lograr la gelificación completa, controlar el tiempo y eficacia del activador (Cross-Linker).

- **Gelificante.** Aditivos para dar viscosidad (gelificar) al fluido base. Al hidratarse se forman cadenas lineales, las cuales producen el efecto de viscosidad.

- **Activadores.** (Cross-Linkers). Producen unos enlaces por ion metálico entre las cadenas lineales del gel base, lo cual incrementa su viscosidad en un orden de magnitud de diez veces. Es importante verificar el rango de temperaturas para el cual el sistema de fluidos y su activador son estables.

- **Surfactantes.** Todo fluido base agua bombeado a la formación deberá incorporar el surfactante apropiado para evitar emulsiones y/o bloqueos por agua. Los surfactantes reducen la presión capilar permitiendo una mejor recuperación del fluido de tratamiento, una vez culminado el trabajo y roto el gel.

- **Rompedores.** Permiten, una vez acomodado el apuntalante dentro de la fractura, que el gel rompa a una viscosidad igual o muy cercana a la del fluido base (agua en este caso) esto permitirá recuperar el fluido de tratamiento al colocar el pozo a producción.

Controladores de Pérdida del Filtrado. Para poder generar una geometría de fractura apropiada (ancho y largo principalmente), se debe evitar que el gel o por lo menos parte de este, se filtre a la formación a través de las paredes de la fractura inducida. Esto se logra mediante un aditivo de control de pérdida de filtrado (sólido en suspensión), el cual a la vez, deberá ofrecer propiedades que minimicen el potencial de daño en la fractura y en la matriz de la formación.

Este aditivo y su concentración deberán ser cuidadosamente seleccionados basándose en las propiedades de la formación (permeabilidad, tipo de fluido, temperatura) y su interacción con el gel que contenga este aditivo (pruebas de filtrado dinámicas con muestras representativas de la formación).

La eficiencia de fluido y volumen de colchón (gel viscoso sin arena) requerido dependerá de la selección adecuada de este aditivo. Los parámetros que afectan la eficiencia del fluido son la viscosidad del fluido de tratamiento, compresibilidad del fluido de formación, combinación de los anteriores.

Una vez formada la “torta” de aditivo de control de filtrado sobre la cara de la fractura, este será el factor gobernante para controlar la eficiencia de fluido.

La eficiencia de fluido n es:

$$n = \frac{\text{Volumen en la fractura}}{\text{Volumen inyectado}} = \frac{\text{Vol.iny} - \text{Vol filtrado}}{\text{Vol.inyectado}}$$

La efectividad del aditivo para controlar filtrado es función de la permeabilidad, el tipo, tamaño de partículas y concentración del aditivo.

Reductores de Fricción. De gran importancia para permitir presiones en cabeza por debajo de los máximos limitantes por las condiciones mecánicas del pozo. De no ofrecer bajas propiedades fricciónales el fluido de fracturamiento, se requeriría de una potencia hidráulica disponible en cabeza fuera de los límites económicos de cualquier operación.

Generalmente, los gelificantes para fluidos base agua son colateralmente excelentes reductores de pérdidas de fricción por lo tanto no se requieren aditivos adicionales para este fin.

Otros Aditivos. Normalmente en el pre-colchón se utilizan aditivos como estabilizadores de arcillas y controladores de hierro.

Divergentes. De tipo químico o mecánico para ayudar a diversificar el tratamiento a lo largo de todo el intervalo productor. Se diseña el tratamiento por etapas, separando cada una de estas etapas con estos divergentes. Se entiende que en este caso cada etapa constará de:

- Volumen de pre-colchón
- Volumen de colchón
- Volúmenes con apuntalante

Se recomienda utilizar divergentes cuando el intervalo a tratar es muy grande y no permisible una tasa de bombeo muy alta.

- **Geles Base Aceite**

El uso de los geles base aceite se da cuando el contenido de arcillas de la formación es alto, del orden del 20% o más, o preferiblemente cuando las pruebas de laboratorio o pruebas de inmersión demuestran una alta sensibilidad de la formación a fluidos base agua.

Los geles base agua ofrecen varias ventajas sobre los geles base aceite, estos se recomiendan solo cuando se comprueba incompatibilidades de los primeros con la formación.

2.7 Propante o Agente de Sostén

Seleccionar el agente de sostén adecuado es un factor muy importante que influirá en los resultados del Fracturamiento Hidráulico. Su función además de sostener las paredes de la formación, es crear canales de alta conductividad para aumentar el índice de productividad del pozo.

La experiencia ha demostrado que después de poner un pozo en producción al que se realizó Fracturamiento Hidráulico, este tiende a cerrar la fractura y confinar el apuntalante reduciendo significativamente los canales de flujo (conductividad). De manera que se requiere conocer la presión de cierre para seleccionar adecuadamente un apuntalante que tenga un rango de resistencia superior a dicha presión.

La concentración del material soportante en suspensión depende de la habilidad de transporte del mismo con el fluido y la capacidad de aceptación del yacimiento y la creación de la fractura. Una concentración excesiva dificulta el transporte del material soportante. El que exista alto filtrado puede causar heterogeneidades en el yacimiento, tales como fisuras naturales.

Las principales categorías de material soportante son arenas, cerámicos, y baucitas.

La arena natural es el material soportante comúnmente utilizado, especialmente en formaciones con esfuerzos bajos.

Por el contrario, las baucitas se utilizan en situaciones de altos esfuerzos en las formaciones.

En la siguiente tabla se muestra de forma general los apuntalantes mas utilizados hoy en la industria, clasificados de acuerdo a la resistencia (presión de cierre) máxima (teórica) que podrían soportar:

Tabla 7. Tipos de Propante

PROPANTE	PRESIÓN DE CIERRE (PSI)
Arena	<5000
Arena Recubierta (Res)	4000-8000
Intermedio (Materiales)	5000-12000
Baucita Sinterizada	10000-15000

Fuente: *Fundamentos de la Teoría del Fracturamiento Hidráulico*

Si la presión de cierre supera el rango de resistencia máxima del apuntalante, este triturará resultando en una pérdida total de la conductividad de la fractura

Según el Dr. Ali Daneshy, (Profesor de Ingeniería Química y Biomolecular de la Universidad de Houston) en estudios referentes al transporte del apuntalante en la fractura dice que:

1. En fluidos de baja viscosidad (10 – 20 Cp)
 - El apuntalante se decantará al fondo de la fractura tal como se comprobó con investigaciones anteriores.
 - La cama de arena puede ser irregular cuando se utilizan apuntalantes de diferente tamaño durante el tratamiento.

2. En fluidos de viscosidad media (50 – 200 Cp)
 - Buen transporte, pero no perfecto

- Las camas de arena pueden ser irregulares
- Estos fluidos pueden transportar arena malla 20/40 (ó menor) por grandes distancias.
- Arena de malla mayor a 20/40 se decantarán más rápidamente.

3. En fluidos de alta viscosidad (> 300 Cp)

- Estos fluidos acarrear cualquier tamaño de apuntalante con un mínimo de asentamiento.
- La fractura resultante será muy uniforme.
- Toda la altura sometida al tratamiento será efectivamente sustentada.

Los factores que afectan la velocidad de asentamiento de la arena son:

- Viscosidad del fluido
- Relación de gravedades específicas del fluido apuntalante
- Diámetro del apuntalante: A mayor diámetro más rápidamente cae el grano.
- Concentración del apuntalante: La mayor concentración hace más tortuosa la caída del apuntalante, por lo tanto disminuye la velocidad de asentamiento.

2.8 MODELOS PARA LA FRACTURA HIDRÁULICA

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

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

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

Estos conceptos son necesarios no solamente para la construcción del modelo del proceso de la fractura en sí, sino también en la predicción del crecimiento de la fractura.

Existen tres familias para modelos de Fracturamiento Hidráulico:

- 1) Modelos en dos dimensiones (2-D)
- 2) Modelos en pseudos-tres-dimensionales (p-3-D)
- 3) Modelos totalmente en tres dimensionales (3-D).

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

Modelos en Dos Dimensiones

Se denominan modelos en dos dimensiones porque ellos determinan el ancho w , y la longitud x_f , de la fractura, parámetros que constituyen las dimensiones de la fractura con base en las hipótesis que se considera como un paralelepípedo.

Los modelos 2-D son aproximaciones analíticas que suponen altura constante y conocida. Para las aplicaciones en ingeniería petrolera, dos tipos son frecuentemente utilizados.

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

Se considera que:

$$x_f \gg h_f$$

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

$$h_f \gg x_f$$

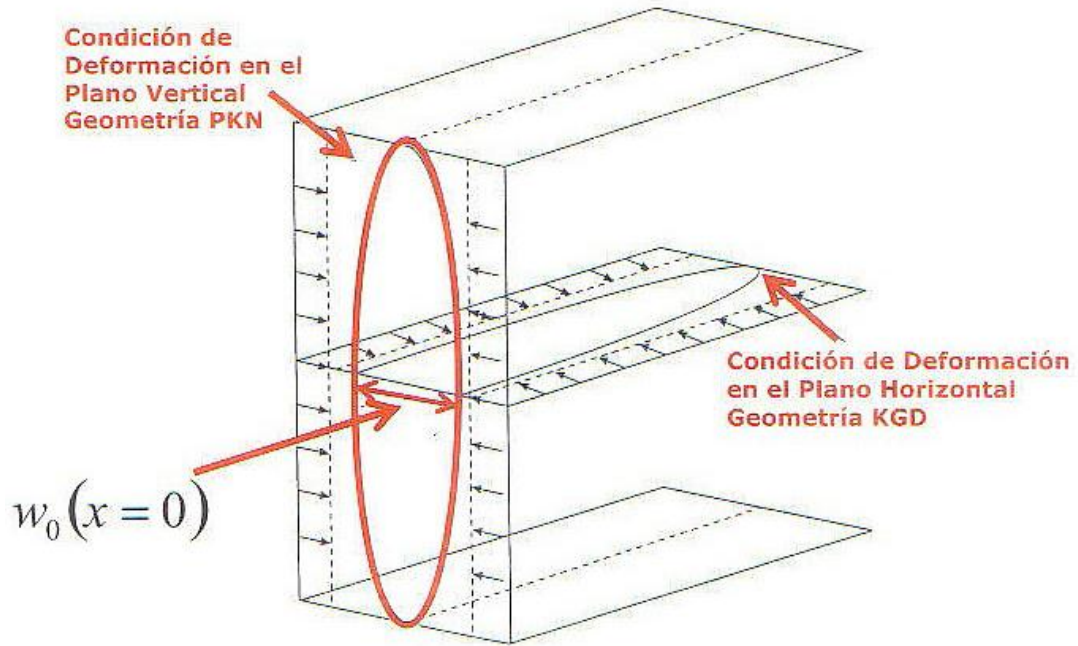
Un caso especial se tiene cuando la altura es igual a dos veces la longitud de fractura, conocida como modelo radial.

La altura de fractura utilizada aquí es el valor dinámico que significa que la altura de la fractura crece al mismo tiempo que crece la longitud de la fractura. Aquí:

$$2x_f = h_f$$

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

Figura 8. Gráfica del plano de deformación vertical y horizontal en 2-D para la condición de deformación de la zona productora.



Fuente: *Fundamentos de la Teoría del Fracturamiento Hidráulico*, Jorge Pazmiño Urquiza, 2004

3. PRE-OPERACIONAL DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO CON LA TECNOLOGÍA PIN POINT STIMULATON

Este capítulo se presentará el Plan del Programa Pre-Operacional Técnico para la intervención de uno de los pozos nuevos del campo Tibú, en este caso el pozo Tibu-514. De forma general se puede decir que este procedimiento fue el implementado para el Fracturamiento Hidráulico en los pozos recién perforados (nuevos) del campo Tibú.

3.1 TECNOLOGIA COBRAMAX – PIN POINT STIMULATION

Esta tecnología consta de varias etapas descritas en la figura 9. La cual permite fracturar el mayor número de intervalos maximizando de esta forma la producción del pozo:

- **Perforar con Hydrajet:** Se perfora y se realiza el Breakdown mediante la Hydrajet (chorro a alta presión) a través del Coiled Tubing (CT).

- **Fracturar por Anular:** El fluido de tratamiento se bombea a través del anular, permitiendo tasas mucho más altas (hasta 37 BPM) que las que se obtienen a través del CT.

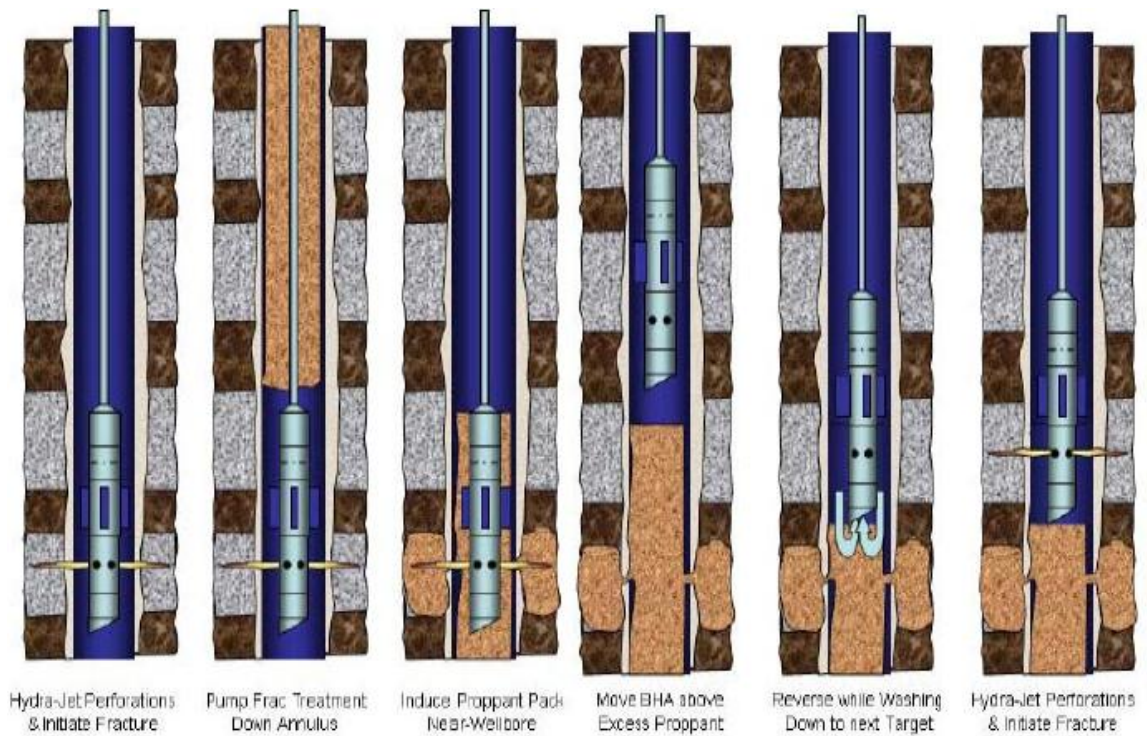
Durante el Fracturamiento Hidráulico el CT sirve para monitorear el comportamiento de la Presión en fondo.

- **Arenar Fracturamiento:** Se empaqueta la cara del pozo con el propante, con el proposito de mantener la fractura abierta.

- **Limpiar Exceso de Arena:** El exceso de propante se remueve a través del CT.

- **Perforar Segunda Etapa:** El proceso se repite.

Figura 9. CobraMax – Pin Point Stimulationccc



Fuente: Halliburton – Ecopetrol S.A

Algunas de las ventajas de usar esta tecnología son:

- ✓ No requiere el uso de empaques
- ✓ No requiere taladro de Workover
- ✓ Se pueden realizar múltiples cortes y fracturas en diferentes zonas, en menor tiempo y en una sola intervención
- ✓ Se realiza Fracturamiento Hidráulico a través del anular, lo que permite alcanzar mayores presiones en fondo al reducirse la pérdida de fricción por tubería
- ✓ Se calcula durante todo el Fracturamiento Hidráulico la presión en fondo real, ya que el Coiled Tubing actúa como un “Dead String”

3.2 EQUIPO DE SUPERFICIE

Figura 10. Equipo en cabeza de pozo



Fuente: Halliburton

Figura 11. Equipo de Coiled Tubing



Fuente: Halliburton

- **Coiled Tubing (CT)**

El Coiled Tubing (CT) es una tubería flexible construida a base de una aleación especial de Carbón y Acero, permitiéndole características de flexibilidad resistencia, anti-oxidación, entre otras. El Coiled Tubing conecta una serie de equipos en superficie y tiene diversas aplicaciones en trabajos de perforación,

reparación, completamiento y reacondicionamiento de pozos, tanto Onshore como OffShore.

Las características físicas del Coiled Tubing presentan ventajas que agilizan la eficiencia y rendimiento en cada aplicación representada en tiempo y costos.








No es necesario estibarla tramo por tramo para bajarla o retirarla del pozo, ya que se le desenrolla o enrolla en un carrete accionado mecánicamente como si fuera una manguera (Ver Figura 11.), permitiendo así un mejor y más rápido almacenamiento y transporte. Por ser una tubería rígida flexible puede ser introducida en el pozo con mucha más facilidad desde la superficie, esta característica la hace atractiva para ser utilizada en los pozos muy desviados y horizontales.

Figura 12. Hydrajet Tool



Fuente: Halliburton

Figura 13. Herramienta en Fondo

HALLIBURTON		Bottom Hole Assembly Sheet - Cobra Max				
		TIBU-514				
Item	Descripción de la Herramienta		Tool O/D [in]	Tool I/D [in]	Longitud [ft]	Conexión
1	CT Connector		3.20	1.750	0.720	1.75-in CT Pipe - 2 3/8-in. API IF - Pin
2	Knuckle Joint		3.20	1.750	0.958	2 3/8 - in. API IF - Box x Pin
3	CT Disconnect (4 pines x 5K Lb)		3.20	1.750	0.792	2 3/8 - in. API IF - Box x Pin
4	Centralizer		5.65	1.750	1.000	2 3/8 - in. API IF - Box x Pin
5	Hydra Jet (Jet Sub)		4.50	1.750	1.000	3 1/2 EUE - in. API IF - Box x Pin
			Nota: Distancia Desde los Orificios del Jet a Pata de Mula de la Herramienta = 2.005 ft			
6	Ball Sub		3.20	1.750	1.200	2 3/8 - in. API IF - Box x Pin
8	Mule Shoe		3.20	1.750	0.792	2 3/8 - in. API IF - Box
Longitud Total del B.H.A. :					6.462 ft	
						OBSERVACIONES
Diámetro del Orificio de los Jet:				3 /16"		
Número de Jet Utilizados para Realizar los Punzados:				3		
Desfásaje de los Jet en el Porta Jet:				120		

Fuente: Halliburton – Ecopetrol S.A

Los orificios creados en el casing, cemento y formación, se realiza a través del Coiled Tubing y del BHA antes descrito. Dichos orificios son creados por la

erosión del agente sostén bombeado a alta presión a través de tres Jets (Hydrajet) de 3/16" a 120 grados.

3.3 MINIFRAC

El MiniFrac es un Fracturamiento previo de diagnóstico y evaluación, con un volumen menor pero representativo del tratamiento principal, es decir, al mismo caudal y con el mismo fluido de fractura, aunque con muy pequeña cantidad de agente apuntalante. El MiniFrac finaliza con un periodo de cierre para observar la disipación de la presión. Durante la operación se registran las presiones de tratamiento en superficie, aunque en algunos casos especiales se han registrado también presiones de fondo.

El objetivo principal del MiniFrac es conocer las condiciones específicas de Fracturamiento de cada yacimiento en particular, determinando los parámetros operativos como: presión de fractura, eficiencia del fluido fracturante, tortuosidad y restricciones de la completación, presión de cierre y tiempo de cierre de la fractura.

Otro objetivo igualmente importante es estimar la altura de la fractura mediante el perfil de temperatura. Toda esta información permite rediseñar el fracturamiento principal y reducir su incertidumbre operativa.

3.4 CONSIDERACIONES DE DISEÑO PARA TRATAMIENTO ÁCIDO

En cada una de las etapas se planea intervenir el pozo con un tratamiento ácido previo al Fracturamiento Hidráulico de cada una de las zonas, con el objetivo de diluir las escamas o depósitos inorgánicos que existían en la cara del pozo.

El sistema a utilizar en las etapas de fractura es un sistema ácido base HF (Ácido Fluorhídrico), K Spar Acid. Este tratamiento fue probado por el laboratorio de estimulación de HALLIBURTON obteniendo un fluido que muestra pruebas de compatibilidad libre de emulsiones y sludge con el crudo de formación.

La formulación propuesta de **K SPAR ACID** es la siguiente:

Tabla 8. Diseño Ttto. Acido para Fracturamiento

FE ACID 7.5%		
PRODUCTO	DESCRIPCIÓN	CONCENTRACIÓN
Agua	Fluido Base	610 gpt
Hai 85M	Inhibidor de Corrosión	3 gpt
HCl	Ácido Inorgánico	286 gpt
HBF	Sal	133 gpt
Fe-1A	Ácido Orgánico	30 gpt
Musol	Solvente Mutua	50 gpt
Lusorf-300M	Surfactante	2 gpt
Pen-88 HT	Agente Penetrante	2 gpt
Clasta FS	Estabilizador de Arcillas	10 gpt

Fuente: Halliburton – Ecopetrol S.A

El sistema ácido a emplear en las etapas de corte es un sistema ácido base HCl (Ácido Clorhídrico), Fe Acid 7,5%. Este tratamiento fue probado por el laboratorio de estimulación de HALLIBURTON obteniendo un fluido que muestra pruebas de compatibilidad libre de emulsiones y sludge con el crudo de formación.

La formulación propuesta de **Fe Acid 7,5%** es la siguiente:

Tabla 9. Diseño Ttto. Acido para Corte

FE ACID 7.5%		
PRODUCTO	DESCRIPCIÓN	CONCENTRACIÓN
Agua	Fluido Base	713.3 gpt
Fe-2	Agente Controlador de Hierro	50 gpt
Hai 85M	Inhibidor de Corrosión	3 gpt
HCl	Ácido Inorgánico	213.5 gpt
Fe-1A	Ácido Orgánico	10 gpt
Musol	Solvente Mutua	50 gpt
Lusorf-300M	Surfactante	2 gpt
Pen-88 HT	Agente Penetrante	2 gpt
Clasta FS	Estabilizador de Arcillas	10 gpt
Ferchek	Reductor de Hierro	50 gpt

Fuente: Halliburton – Ecopetrol S.A

3.5 CONSIDERACIONES DE DISEÑO DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO Y CORTE

- Caudal de Bombeo** El máximo caudal al que se puede bombear por el anular para el Fracturamiento Hidráulico para no causar erosión de las partes expuestas a la presión es de 37,3 BPM.

Figura 14. Consideraciones de diseño de Fracturamiento Hidráulico

Tubing Calculations			Annulus Calculations				
Flow Rate Down Tubing	3.00 BPM		Flow Rate Down the Annulus	35.000 BPM			
	126.0 gpm			3.2752 ft ³ /s			
	0.2807 ft ³ /s			1470.0 gpm			
Dimensions			Dimensions				
Tool OD	4.500 in		ID of flow Cross Inlets	4.000 in			
Tool ID	2.25 in		Number of Inlets (Dual=2, Quad=4, etc)	2			
Casing ID	6.184 in		BOP I.D.	7.063 in			
Tubing OD	1.750 in		Minimum I.D. - Casing Restriction	6.184 in			
Tubing Wall thickness	0.156 in		Depth to Top of Current Perforations	5015.0 ft			
I.D. of Coiled Tubing Swivel	1.75 in						
Tubing Reference Depth	5015.0 ft						
Total Coiled Tubing on Reel	8000.0 ft						
Velocities							
	Velocity (ft/s)	Max Velocity (ft/s)	Max Rate (BPM)	Velocity (ft/s)	Max Velocity (ft/s)	Max Rate (BPM)	
Velocity Through Coil ID	24.89	35.0	4.22	Velocity Impinging on the Coil	18.77	20.0	37.30
Velocity through Swivel	16.81	35.0	6.25	Velocity through BOP Annulus	12.83	20.0	54.57
Velocity in ID of Tool	10.17	80.0	23.61	Velocity in Annulus of Casing and CT	17.07	35.0	71.77
Maximum Rate Through Coiled Tubing			4.22	Velocity through Restriction by OD of CT	17.07	35.0	71.77
				Velocity in Annulus by Tools	33.38	60.0	62.92
				Maximum Treatment Rate Based on Velocity		37.30	

Fuente: Halliburton – Ecopetrol S.A

- DISEÑO ETAPAS DE CORTE**

Para cada una de las etapas de corte, se va a emplear la herramienta de fondo Hydrjet con 3 Nozzles (Jets) de 3/16” alineados a 120 grados. Se requiere en cada etapa de **10 sacos de arena erosiva**, Nacional 20/40 bombeados a través del Coiled Tubing a 1ppg con gel lineal de 17#.

Figura 15. Consideraciones de diseño de Corte

HELP
Required Data
Reset to Default
English Values

English Metric

HydraJet Tool 4.50" O.D. - 21 Hole 120°

Casing Size (in) 7.000

Casing Grade P-110

Casing Weight (lb/ft) 29.00

Desired Penetration Depth into Formation (in) 5

Jet Nozzle Size (in) 3/16

Number of Nozzles 3

Cd 0.9

Total Tubing Flow Rate (BPM) 3.000

Base Fluid Density (lb/gal) 8.43

Prop Concentration (lb/gal) 1

Specific Volume of Sand Brady Sand 20/40

RESULTS

Internal Diameter of Casing	6.184 in
Drift Diameter	6.059 in
Pipe Wall	0.408 in
Standoff Assume Centralized	0.842 in
Calculated Time to Notch Formation	11.6 min
Flow Rate Total	126 gal/min
Flow Rate Each Nozzle	42.0 gal/min
Density of Fluid with Sand	9.02 lb/gal
Sand Rate	121 lb/min
Flow Rate Base Fluid	121 gal/min
Pressure Drop through each Nozzle	2,138 psi
Nozzle Exit Velocity	488.0 ft/s

Jetting Time to Penetrate Steel (min)	3.9 min
Recommended Jetting Time of a 1 ppg Stage to Cut Single Perforations (min)	15.4 min
Brady Sand 20/40 needed based on the calculated jet time.	1,860 lb 18.08 sacks
Clean Fluid Volume for Jetting.	1860 gal 44.28 bbl
Total Jetting Fluid Dirty Volume	1944 gal 46.29 bbl

Fuente: Halliburton – Ecopetrol S.A

Antes de la Operación de Armado de Coiled Tubing para CobraMax se debe: Instalar cabezal para Fracturamiento de 7 1/16" x 10M. La Presión de estallido del casing de 7", de grado P-110 y con un peso de 29 #/ft es de **11220 psi**.

El 80% de la Presión de estallido sería entonces **8976 psi**. Considerando que exista cemento detrás del revestimiento y la presión de poro, esta es una presión máxima de trabajo segura.

3.6 PRUEBAS DE LABORATORIO

Es necesario realizar diferentes tipos de pruebas en laboratorio entre los fluidos de estimulación, la formación y los fluidos de la misma para obtener un óptimo diseño del tratamiento de Fracturamiento Hidráulico.

A continuación se presentarán los factores que se deben tener en cuenta para el diseño de los fluidos de estimulación y fractura que se utilizarán en el Fracturamiento Hidráulico a realizarse en el campo Tibú.

- a) Realizar la caracterización básica del crudo del pozo más cercano al pozo Tibú-514, para este caso, se tomó el Tibú-286.
- b) Realizar las pruebas de compatibilidad entre el crudo proveniente del pozo Tibú-286 y los tratamientos: Fe Acid 7,5%, K Spar Acid, Salmuera de KCl 2%, Salmuera Clayfix II, Gel Lineal 17# (KCl y Clayfix II) y Delta Frac 140 Roto.
- c) Realizar las pruebas de Mojabilidad y Detergencia para los tratamientos propuestos.
- d) Realizar las pruebas de Tensión Interfacial entre el crudo del pozo Tibú-286 y los tratamientos propuestos.
- e) Realizar la verificación del perfil reológico del fluido de fractura Delta Frac 140 @ 145 °F, utilizando la muestra de agua recibida del acueducto de Tibú, la cual se empleará durante el Fracturamiento Hidráulico.

3.6.1 Metodología

- **Pruebas de Compatibilidad.**

Entre los fluidos de la formación (crudo y agua) y los tratamientos de estimulación propuestos se realizan en las proporciones 50/50 y 80/20 a las condiciones de temperatura estática del yacimiento, monitoreando el tiempo de rompimiento del 100% de la emulsión generada al inicio de la prueba.

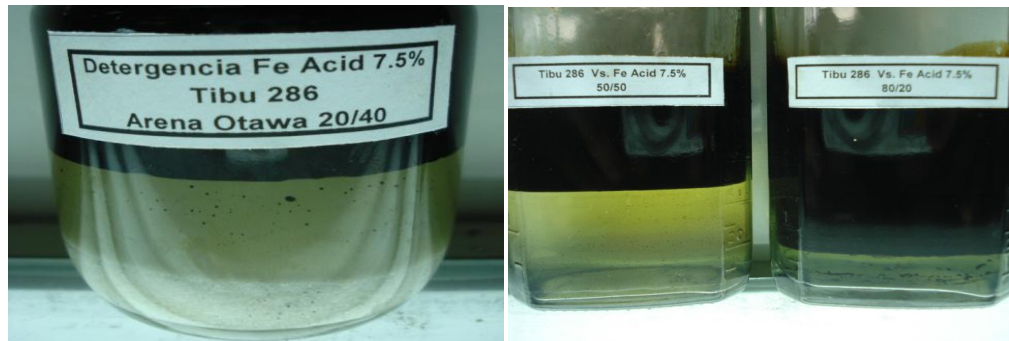
- **Pruebas de Mojabilidad Visual.**

El objetivo de esta prueba es determinar la preferencia al mojado por agua o por aceite que experimentará la roca una vez el tratamiento de estimulación haya entrado en contacto con la formación. La prueba consiste en colocar la arena de formación en contacto con el tratamiento propuesto y observar si los granos de arena humectados con el tratamiento se dispersan o aglomeran al pasar a través de una probeta con agua y varsol. La dispersión en agua es indicativo de que las

arenas quedan preferencialmente mojadas al agua. Por el contrario si las arenas se aglomeran en agua y dispersan en varsol significa que las arenas tienen preferencia a ser mojadas por aceite. En algunos casos es posible observar que las arenas se dispersan en agua y aceite, indicando una mojabilidad mixta.

- **Prueba de Detergencia.**

Figura 16. Prueba de Detergencia



Fuente: Halliburton

El objetivo de esta prueba es determinar el poder detergente o de limpieza del surfactante que se está utilizando en el fluido de estimulación. La prueba consiste en colocar en contacto la arena de formación con el tratamiento que se está evaluando, posteriormente se adiciona el crudo y se agita suavemente la mezcla, asegurando que los granos de la arena pasen a través del crudo. La mezcla es posteriormente colocada en reposo a la temperatura de prueba. Se evalúa entonces la acción detergente del surfactante para dejar la arena limpia o libre de crudo.

- **Tensión Interfacial.**

El objetivo de esta prueba es determinar la tensión interfacial entre los fluidos de la formación y los tratamientos de estimulación. La prueba es realizada por el método del anillo de DüNouy en un tensiómetro Kruss – modelo K100. La obtención de bajas tensiones interfaciales garantiza que se generarán bajas

presiones capilares en la matriz mejorando el recobro de los fluidos posterior a un trabajo de estimulación.

- **Evaluación Reológica de los Fluidos de Fractura.**

La evaluación de los fluidos de fractura en condiciones dinámicas es realizada en un Reómetro Chandler 5550. En esta prueba se evalúa el desempeño del perfil de viscosidad bajo las condiciones de temperatura y esfuerzo de corte de acuerdo a las consideraciones del diseño del fluido de fractura. La optimización de la formulación adecuada del fluido de fractura es realizada con base en los valores observados de: tiempo de activación, estabilidad de la viscosidad y tiempo de rompimiento del fluido.

3.6.2 Evaluación del Fe Acid 7,5% con el crudo de Tibú – 286

En la tabla 10. Se puede observar los resultados de las pruebas de laboratorio realizado a uno de los fluidos del tratamiento (acido).

Tabla 10. Evaluación del Fe Acid 7,5% con el crudo de Tibú – 286

Fe Acid 7.5% Vs. Crudo Tibú - 286		
1. Pruebas de Compatibilidad		
Tiempo (Min.)	Rompimiento de la Emulsión (%)	
	50/50	80/20
5	10	0
15	30	20
30	70	50
45	100	80
60	100	100
2. Detergencia		
Buena: La arena se observo limpia de crudo		
3. Mojabilidad		
Al agua: La arena se dispersa en agua y se aglomera en varsol		
4. Homogeneidad del Sistema		
Compatibilidad entre todos los aditivos del sistema formando una soa fase homogénea		

Fuente: Halliburton – Ecopetrol S.A

3.7 FLUIDO DE FRACTURA – DELTA FRAC 140

Figura 17. Fluido de Fractura Delta Frac 140



Fuente: *Instituto Colombiano del Petróleo (ICP)*

- **Descripción del Fluido**

El sistema Delta Frac 140 es un fluido desarrollado específicamente para aplicaciones dentro de un rango de temperatura de 80 a 140 °F aproximadamente. Es una nueva opción debido a que en pozos con baja temperatura de fondo se han presentado inconvenientes para lograr un buen rompimiento de los fluidos boratos. El sistema está diseñado para ser utilizado con un agente gelificante de “guar” de 15 a 30 lb/mgal, un activador no-retardante de Boro y un rompedor que puede ser de tipo oxidante, de enzimas y ácidos de acción retardada. El pH final del sistema Delta Frac está entre 8 – 9.

Las ventajas que presenta este sistema son:

- ✓ Reducir la carga de polímero requerida para obtener la viscosidad necesaria. Se ha alcanzado de un 17 a un 40% de reducción de polímero, las cargas típicas de gel son de 15 a 30 lb/mgal dependiendo de la temperatura y la viscosidad requerida.
- ✓ Es un sistema simple de usar, mejora la calidad y ayuda a reducir el tiempo en la localización.
- ✓ Ayuda a reducir los costos del fluido comparado con los sistemas de fluido de Fracturamiento convencional.
- ✓ Ayuda a reducir el daño de formación.
- ✓ Excelente compatibilidad.
- ✓ Compatible con agente de sostén cubiertos con resina.
- ✓ Excelente estabilidad al corte.
- ✓ Excelente transporte y una mayor capacidad de suspensión del agente de sostén.
- ✓ Limpieza completa y rompimiento total.
- ✓ El Delta Frac puede ser usado con agua fresca, salmuera, agua fresca con KCl o sustitutos del KCl.

Después de realizar los ensayos en laboratorio de los perfiles reológicos del fluido Delta Frac 140 a diferentes concentraciones de rompedor Sp Breaker, se determino que la siguiente formulación cumple con los parámetros deseados.

Tabla 11. Tiempo de Activación

FLUIDO	CONCENTRACIÓN (bc-140)	TEMPERATURA (°F)	TIEMPO DE ACTIVACIÓN (mm:ss)
Delta Frac 140	2.5 gpt	80 °F	00:12

Fuente: Halliburton – Ecopetrol S.A

Viscosidad del Gel Lineal

Las mediciones de viscosidad del gel lineal se realizaron utilizando un viscosímetro Fann-35^a @ 511 sec-1.

Tabla 12. Propiedades Gel Lineal

CONCENTRACIÓN WG 35	TEMPERATURA (°F)	VISCOSIDAD (cP)
25 ppt	80 °F	23

Fuente: Halliburton – Ecopetrol S.A

3.7.1 Resultados de las Pruebas de Laboratorio

- ✓ Se realizó la determinación del BS&W de la muestra de crudo recibida del pozo Tibú-286. El crudo presentó una emulsión del 20%, la cual rompe por efecto del surfactante Hyflo IVM y el efecto de la temperatura de prueba @ 145°F. Una vez rota la emulsión se obtuvo el 24% de agua liberada de la emulsión.
- ✓ En las pruebas de compatibilidad realizadas entre el crudo proveniente del pozo Tibú-286 y los tratamientos: Fe Acid 7,5%, Salmuera de KCL 2%, Salmuera Clayfix II, Gel Lineal 17# (KCl y Clayfix II) y Delta Frac 140 Roto, se observó el rompimiento de la emulsión y separación de las fases del 100% luego de 1 hora a temperatura de 145 °F, para las proporciones 50/50 y 80/20.
- ✓ En las pruebas de mojabilidad visual los tratamientos presentan tendencia a mojar el agua. Esta evaluación se realizó con Arena Ottawa 20/40.
- ✓ Los tratamientos evaluados presentaron buena detergencia en las pruebas realizadas en las pruebas realizadas con Arena Ottawa 20/40 y el crudo proveniente del pozo Tibú-286.

✓ En las pruebas de tensión interfacial realizadas entre el crudo proveniente del pozo Tibú-286 y los tratamientos; Fe Acid 7,5%, Salmuera de KCl 2%, Salmuera Clayfix II, Gel Lineal 17# (KCl y Clayfix) y Dela Frac 140 Roto, se obtuvieron valores de tensión interfacial menores a 2 mN/m en todos los casos. Las mediciones de tensión interfacial fueron realizadas utilizando un tensiómetro Kruss modelo K-100.

✓ De acuerdo a las pruebas reológicas realizadas, el fluido de fractura Delta Frac 140 con 25# de polímero presenta buenas propiedades de activación y un tiempo de rompimiento en condiciones dinámicas de aproximadamente 1 hora.

3.8 EQUIPOS NECESARIOS PARA FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

➤ Equipo de Fracturamiento y Limpieza

- Coiled Tubing 38K
- Grúa 30 Ton
- Blender 75 bpm
- PreBlender
- Twin Panther
- Camión 600 con grúa
- Frac Tank 500 Bls
- Fracturadores (con 2 bombas HT-400)
- Unidad de Bombeo Grizzly
- Unidad de filtrado
- Tráiler de ácido (Para almacenamiento de Pildoras)
- Volqueta para el apuntalante

➤ Equipo de Comunicación y Registro de Datos

- Compupac (Back up)

- Densómetro en el Blender 6"
- Densómetro en la línea
- Flow meter
- Frac van con Compupac
- Radios
- Transductor de Presión

➤ **Equipo de Laboratorio**

- Frac Lab
- Balanza de Precisión
- Baño de María
- Espectrofotómetro
- Mezcladora API
- Medidor de pH
- Viscosímetro, Fann 35

3.9 PROGRAMA PRE-OPERATIVO

1. Movilizar tanques de retorno y Frac Tanks, limpiar cuidadosamente los tanques de almacenamiento de fluidos y los carrotanques utilizados para el transporte del agua. Una vez ubicados en la locación, llenar inmediatamente, asegurando la calidad del agua, la limpieza de los tanques y el bactericida correspondiente.

2. Sentamiento de Tapón y corrida de registro de integridad del cemento (CBL)

3. Armar equipos para CobraMax en el pozo.
 - Montar válvula esclusa (Gate Valve) 7 1/16" – 10K
 - Montar Flow Cross 7 1/16" – 10 K con salidas laterales 4 1/16" a 4"

- Montar Flange 7 1/16" – 10K a 3 1/16" – 10K
 - Montar conjunto Stripper, Inyector 38K y Cuello de Ganso
4. Realizar Pull Test al Tubing Connector. Armar BHA para CobraMax: CT Connector, Knuckle Joint, CT Disconnect, Centralizer, Jet Sub, Ball Sub y Mule Shoe. Medir BHA a correr en el pozo.
 5. Circular bombas. Probar líneas de superficie con 1000 psi, 3000psi, 8500 psi por 10 minutos. Setear PRV con 8500 psi. Llenar Coiled Tubing y probar Coiled Tubing y probar equipos de superficie hasta Gate Valve con 10000 psi.
 6. Bajar Coiled Tubing bombeando Salmuera Clayfix a 0,5 bpm, tocar fondo de pozo y correlacionar profundidad de Coiled Tubing según última medida de CT.
 7. Fracturamiento Hidráulico del Intervalo I con primer corte a 5015-5016 Ft y segundo corte a 5000-5001Ft. Iniciar etapa de corte con herramienta Jet Sub posicionada en 5015 Ft bombeando 19 Bls de Gel Lineal Delta Frac 140 de 17# a 1, 2 y 3 – 3.2 bpm por Coiled Tubing (o el volumen necesario para obtener estabilización de caudal), esperar estabilización de presión en cada caudal y registrarlos, cuando se tenga este último caudal, bombear 24 barriles de gel lineal de 17# con 1lb/gal de Arena nacional 20/40 (10 sacos). Contar 10 minutos de corte a 1ppg.
 8. Desplazar con 24 barriles de 17# a 3 bpm – 3.2 bpm. Este volumen corresponde a 19 barriles de capacidad de Coiled Tubing más 5 barriles para desplazar la arena de corte en el anular en el anular.
 9. Cuando haya salido toda la arena de corte frente al primer perforado, disminuir caudal hasta 2 bpm y subir Coiled Tubing hasta 5000 Ft y recuperar caudal hasta 3 bpm.

10. Con herramienta Jet Sub posicionada en 5000 Ft bombear 19 barriles de gel lineal Delta Frac 140 de 17# a 1, 2 y 3 – 3.2 bpm por Coiled Tubing (o el volumen necesario para obtener estabilización de caudal), esperar estabilización de presión en cada caudal y registrarlos, cuando se tenga este último caudal, bombear 24 barriles de gel lineal de 17# con 1lb/gal de Arena nacional 20/40 (10 sacos). Contar 10 minutos de corte a 1ppg.

11. Desplazar con 24 barriles de 17# a 3 bpm – 3.2 bpm. Este volumen corresponde a 19 barriles de capacidad de Coiled Tubing más 5 barriles para desplazar la arena de corte en el anular.

12. Bombear 10 barriles de K Spar Acid a 2.5 bpm.

13. Desplazar acido con 19 barriles de gel lineal de 17# a 2.5 bpm.

14. Una vez desplazada la capacidad del Coiled Tubing con gel lineal y el acido se encuentre en el anular, continuar el bombeo por Coiled Tubing a 2bpm, observar presión anular hasta obtener Breakdown.

15. Una vez observado el Breakdown, disminuir caudal en Coiled Tubing hasta 0.5 bpm, comenzar a sacar Coiled Tubing a 5 Ft/min. Comenzar Minifrac una vez se encuentre el Coiled Tubing en movimiento.

16. Bombear 100 barriles de Delta Frac 25# a caudal de fractura hasta 25 bpm. Desplazar con 170 barriles de gel lineal. Realizar Análisis Minifrac. Esperar declinación de presión. Durante operaciones de bombeo por anular el Coiled Tubing se sacará a 40 ft/min y será ubicado a 3500 ft manteniendo un caudal de 0.5 bpm de gel lineal de 17#.

Nota: De acuerdo con los resultados e interpretación del Minifrac se realizará el programa final del Fracturamiento Hidráulico, con todas sus etapas, volúmenes y

concentraciones del fluido sostén. Para el pozo Tibú-514 se propuso realizar solamente Minifrac en la primera etapa.

17. Verificar ajuste de la válvula de alivio principal con 8500 psi y acondiciona fluidos para el Fracturamiento Hidráulico.

18. Iniciar Fracturamiento Hidráulico bombeando a caudal de fractura por anular, según Schedule propuesto:

Figura 18. Schedule propuesto primera etapa de Fracturamiento

Stage	Stage Type	Flow Rate (bpm)	Prop Conc (ppg)	Clean Vol (gal)	Stage Length (min)	Cumul Time (min:sec)	Fluid Type	Proppant Type
1	Main frac pad	25.00	0.00	3,360	3.20	3:12	DF14025G2K	
2	Main frac slurry	25.00	2.00	1,800	1.87	5:04	DF14025G2K	Brady Sand 16/30
3	Main frac slurry	25.00	3.00	1,800	1.95	7:01	DF14025G2K	Brady Sand 16/30
4	Main frac slurry	25.00	4.00	1,900	2.14	9:09	DF14025G2K	Brady Sand 16/30
5	Main frac slurry	25.00	5.00	1,900	2.22	11:22	DF14025G2K	Brady Sand 16/30
6	Main frac flush	25.00	0.00	7,000	6.67	18:02	WG3515cP	
7	Shut-in	0.00	0.00	0	60.00	78:02	Shut-in	
8	----	0.00	0.00	0	0.00			
9	----	0.00	0.00	0	0.00			
10	----	0.00	0.00	0	0.00			

Treatment Type: No foam CO2 N2 N2 & CO2
 Prop Mode: Staged Ramped Proprietary
 Calculate ...: Bhole from Surface Surface from Bhole
 Calculate ...: Volume from Time Time from Volume
 Wbore Volume: 7,239 (gal)
 Include Stage Aliases

Fuente: Halliburton – Ecopetrol S.A

Nota: Mantener caudal de bombeo por CT a 0.5 bpm (gel lineal) y sacar Coiled Tubing hasta 3500' así:

Teniendo en cuenta que toda la arena de la fractura quede en el pozo (250 sacos)

19. Desplazar la fractura y dejar tapón de arena. Lograr Screen Out: Bombear tapón con 4 ppg de Brady Sand 16/30. Si no se logra Screen Out buscar disminuir caudal. Dejar tope de tapón a 4950 Ft con 45 sacos (si el fondo se encuentra a 5161.5 Ft).

20. Dejar pozo cerrado por espacio de 1.5 horas, esperando decantamiento de la arena destinada para el tapón.

21. Bajar Coiled Tubing para tocar tapón de arena, probar hermeticidad del mismo por el Casing. Se considera un buen tapón de arena cuando se obtiene una caída de presión menor a 2000 psi por 5 minutos.

22. Bajar Coiled Tubing reversando arena (si es el caso) y ubicar Coiled Tubing hasta la profundidad del próximo perforado (**4865' MD**).

Nota: Durante toda la operación para el segundo corte se debe mantener el anular chocado de tal forma que se tenga una presión 500 psi mayor al ISIP para no levantar el tapón de arena.

Para el segundo y tercer intervalo se realiza el mismo procedimiento.

23. Finalizar la jornada de trabajo con el Coiled Tubing en superficie.

24. Para el desmonte final de equipo de Coiled Tubing y Fractura:

- ✓ Recuperar Coiled Tubing a superficie.
- ✓ Cerrar válvula esclusa 7 1/16" -10K. Superior. Liberar presión.
- ✓ Desmontar conjunto cabeza inyectora, BOP y lubricador.
- ✓ Cambiar BHA, Bajar Coiled Tubing con BHA para limpieza de arena, una vez se ejecuten las 2 etapas de Fracturamiento hidráulico.

25. Proceder al desmontaje de cross flow de fractura y BOP simple.

26. Retirar válvula esclusa de cabeza de pozo (entregar a Halliburton).

27. La limpieza de arena se realizara con el equipo de Workover inmediatamente finalice las etapas de Fracturamiento Hidráulico y Jetting

3.9 GEOMETRÍAS DE FRACTURA PROPUESTAS

Las geometrías de fractura que se quieren obtener operativamente dependen principalmente de las propiedades mecánicas de las rocas, el completamiento del pozo y el diseño de la fractura. Antes de realizar la simulación del comportamiento productivo del pozo post-frac es necesario determinar cuáles son las geometrías del mismo.

La simulación de las operaciones de Fracturamiento y la experiencia han demostrado que, en la gran mayoría de los casos, la altura de las fracturas generadas no supera los 140' y están localizadas en el tope del intervalo cañoneado. La longitud de la fractura alcanzable depende de la permeabilidad del reservorio y el volumen del tratamiento, estando generalmente entre 80 y 250'.

De acuerdo información suministrada por el Departamento de Yacimientos de Ecopetrol:

Figura 19. Propiedades Formación Barco

Ciclo	Tope	Base	Gross	Net	K (md)	Presion promedio	Porosidad (%)	Prof. Jetting (ft)
II.10	4988	5025	37	37	8-10	1219.3 @ 5018	10%-15%	5000
II.10					8-10	1339.2 @ 4999	10%-15%	5015
III.20	4828	4870	42	29	10-12	2427.5 @ 4854	8%-10%	4845
III.20					10-12		8%-10%	4865
IV.30	4725	4752	27	12	5	2382 @ 4752	8%	4734
III.10	4872	4903	31	12	5	No se tomaron puntos		
III.30	4819	4824	5	5	15	No se tomaron puntos		
II.20	4964	4969	5	5	10	No se tomaron puntos		

Rw = 68 ppm - 120 ppm

T fondo = 163 F

Poisson= 0.343

M Young

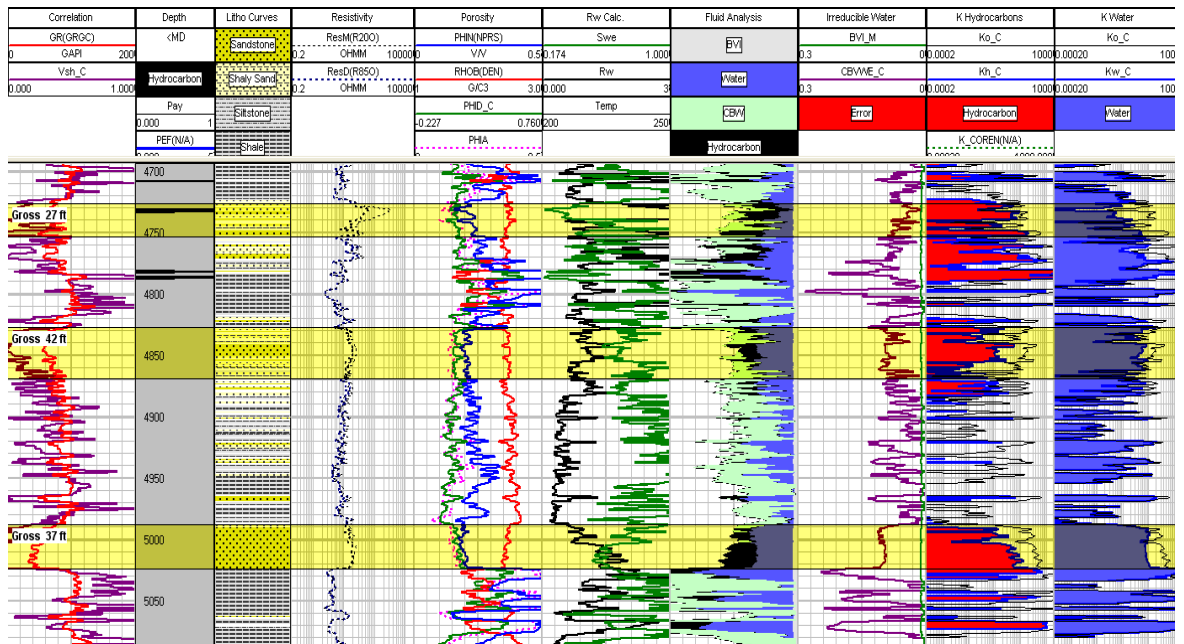
Dinamico= 2.23 x 10⁶

Fuente: Superintendencia de Yacimientos – Ecopetrol S.A

Se realiza análisis de registro GR, Resistividad, Porosidad Neutrón, Densidad y Sonico en Software PrizM y se obtienen las propiedades promedio.

El análisis del Registro se presenta a continuación:

Figura 20. Análisis Registros GR, Porosidad, Densidad



Fuente: Halliburton – Ecopetrol S.A

Este registro procesado se carga en el software FracPro PT con el siguiente Schedule de bombeo para la primera etapa con cortes en **5015'-5016'** y **5000'-5001'**:

Figura 21. Schedule de Bombeo Primera Etapa-Formación Barco T-514

Design Treatment Schedule | Treatment Totals

Treatment Info Cumul Time Wellbore Fluid DF14025G2K

	Stage Type	Flow Rate (bpm)	Prop Conc (ppg)	Clean Vol (gal)	Stage Length (min)	Cumul Time (min:sec)	Fluid Type	Proppant Type
1	Main frac pad	25.00	0.00	3,360	3.20	3:12	DF14025G2K	
2	Main frac slurry	25.00	2.00	1,800	1.87	5:04	DF14025G2K	Brady Sand 16/30
3	Main frac slurry	25.00	3.00	1,800	1.95	7:01	DF14025G2K	Brady Sand 16/30
4	Main frac slurry	25.00	4.00	1,900	2.14	9:09	DF14025G2K	Brady Sand 16/30
5	Main frac slurry	25.00	5.00	1,900	2.22	11:22	DF14025G2K	Brady Sand 16/30
6	Main frac flush	25.00	0.00	7,000	6.67	18:02	WG3515cP	
7	Shut-in	0.00	0.00	0	60.00	78:02	Shut-in	
8	---	0.00	0.00	0	0.00			
9	---	0.00	0.00	0	0.00			
10	---	0.00	0.00	0	0.00			

Treatment Type: No foam CO2 N2 N2 & CO2

Prop Mode: Staged Ramped Proprietary

Calculate ... Bhole from Surface Surface from Bhole

Calculate ... Volume from Time Time from Volume

Wbore Volume 7,239 (gal)

Include Stage Aliases

Design Treatment Schedule | Treatment Totals

Totals for: Design Schedule Actual Data

Totals split by: Materials Injection

Include Storage Units

Fluid Tank Vol 0.0 (bbls) Incl. Tank Bottoms 0.0 (bbls) N2 Strg Vol 0 (Mscf)

Prop Sack Wt 0 (lbs) CO2 Storage Vol 0 (klbs)

Include Wb Vol in Pad Include Cost

Treatment Specs

Pad Fraction 28.1 (%) Clean Volume (Main Frac) 422.9 (bbls) Total Proppant (Main Frac) 26.1 (klbs)

Pad Volume 80.0 (bbls) Slurry Volume (Main Frac) 451.1 (bbls) Flush Volume 166.7 (bbls)

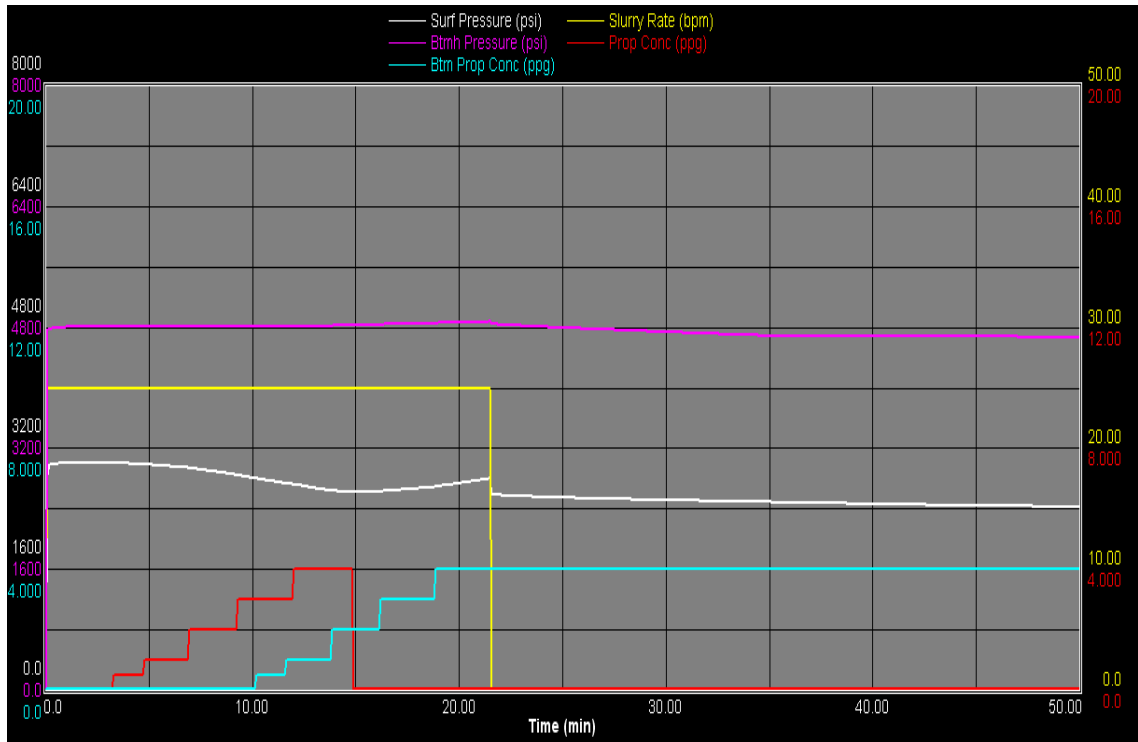
Proppant and Fluid

	Material	Quantity	Units	Unit Cost (\$)	Discnt (%)	Cost (\$)
1	DF14025G2K	256.19	bbls	0.00	0.0	0.00
2	WG3515cP	166.67	bbls	0.00	0.0	0.00
3	Brady Sand 16/30	26.10	klbs	0.00	0.0	0.00

Fuente: Halliburton

Las presiones de Bombeo estimadas son:

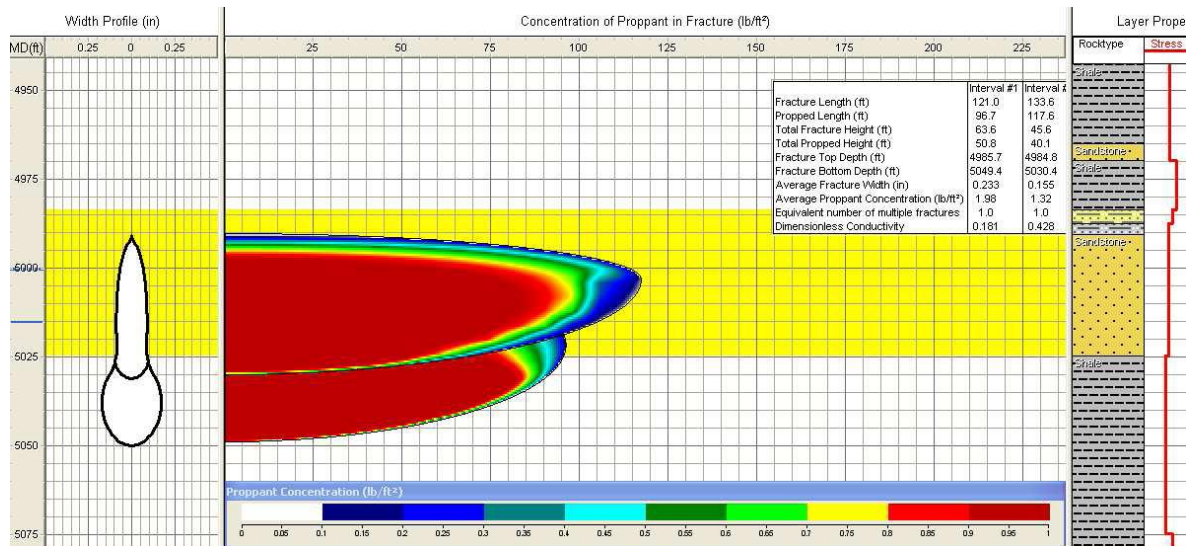
Figura 22. Presiones de Bombeo Frac.



Fuente: Halliburton

La geometría de fractura para este Schedule de Bombeo sería:

Figura 23. Geometría de Fractura



Fuente: Halliburton

Tope de fractura, MD: 4985.4 ft

Base de fractura, MD: 5032.5 ft

Longitud de fractura apuntalada: 117.2 ft

Altura de fractura apuntalada: 41.5 ft

Ancho de fractura promedio: 0.12 in

Concentración areal en la cara de la fractura: 1.4 lb/ft²

3.10 Diseño del Propante

Según la experiencia de Fracturamiento que se tiene en el área, los valores de gradientes de esfuerzos de cierre son del orden de 0.7 psi/ft a 0.98 psi/ft. Considerando un valor alto de esfuerzo de cierre, se estima que el propante estará sometido a un esfuerzo de 5000 psi. Para estas condiciones se determino realizar el Fracturamiento en el primer pozo con la técnica CobraMax con propante Brady Sand 16/30 y el segundo trabajo en el pozo Tibu 515 con Carbolita 16/20.

Figura 24. Propante Carbolita 16/20



Fuente: *Instituto Colombiano del Petróleo (ICP)*

4. GENERALIDADES DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE WELLFLO

Esta herramienta de análisis de sistemas WELLFLO es una aplicación que utiliza las técnicas de Análisis Nodal fáciles de usar para diseñar, modelar, optimizar e identificar problemas de pozos individuales de crudo y gas, ya sean naturalmente fluyentes o levantados artificialmente.

Los modelos de pozos que se construyen mediante esta herramienta muestran el comportamiento del influjo del yacimiento, tubing del pozo y flujo de la tubería de superficie para cualquier fluido del yacimiento. El uso de este software mejora el diseño de los pozos, reduce los gastos operativos encontrando y aliviando los problemas de producción y mejora los ingresos al mejorar el desempeño del pozo.

4.1 APLICACIONES

Las aplicaciones para las cuales WellFlo puede ser usado incluyen:

- Diseño de configuración de pozo para máximo desempeño a lo largo de la vida útil del pozo.
 - Vertical Vs. Desviado Vs. Horizontal
 - Horizontal Vs Fracturado
 - Multicapa Vs. Una sola capa
 - Multilateral

- Diseño de completación para maximizar el desempeño de flujo de salida del pozo a lo largo de su vida útil
 - Estrategia de Perforación
 - Casing, tamaño de tubing y Liner
 - Locación, efectos del pozo, válvulas de seguridad

- Diseño de levantamiento artificial

- Predicción de temperaturas y presiones de flujo en pozos y líneas, así como en equipos de superficie para cálculos de diseño óptimo
- Monitoreo de yacimiento, pozo y línea de flujo
- Generación de curvas de desempeño de levantamiento vertical para uso en simuladores de yacimiento

Existen dos sub-aplicaciones internas clave que pueden ser usadas de forma autónoma del resto del programa.

- **Modelado detallado de desempeño de influjo de yacimiento**
 - Múltiples modelos de completación y perforación
 - Análisis detallado de Skin
- **Modelado detallado de PVT de fluidos**
 - Modelos de crudo negro para petróleo y gas
 - Modelos de Ecuación de Estado para crudo condensado y volátil
 - Ajuste de data de laboratorio
 - Predicción de comportamiento del fluido

El influjo de pozo es un factor importante en el desempeño de un pozo. WellFlo permite ingresar un IP (J), presión de yacimiento y modelo de influjo tal como Vogel, si la información es limitada. De igual forma se puede ingresar, data detallada de completación, incluyendo zona dañada, desviación del pozo, penetración parcial, información de empaque de grava y geometría de la fractura puede ser toda ingresada para predecir el efecto sobre la productividad de pozos verticales u horizontales.

5. ANÁLISIS TÉCNICO

La evaluación técnica de los resultados del Fracturamiento Hidráulico en los pozos nuevos del campo Tibú se realizó mediante el software de análisis nodal WELLFLO.

Dado que no se cuenta con un historial de producción previo al Fracturamiento Hidráulico ya que se trata de pozos recién perforados, se realizó el pronóstico o la predicción de los potenciales basado en el historial de producción del campo y en la producción de los pozos cercanos, además del soporte necesario de inyección de agua que se requería para alcanzar la producción propuesta, de esta manera se determinó que cada pozo nuevo debería colocar en promedio 60 BOPD, una vez fracturado su incremental debía estar por el orden de los 28 a 30 BOPD. A través de la herramienta WELLFLO se determinaron las curvas IPR a pozos tipo, a condiciones iniciales las cuales se compararon con los resultados reales obtenidos de las pruebas de producción de los pozos Post-Fractura, se observó su comportamiento y se identificaron diversas características que sirvieron de base para concluir el análisis final de estos resultados.

Los intervalos de los pozos fracturados pertenecen a la Fm. Barco y están sometidos al efecto de recuperación secundaria mediante la inyección de agua con el fin de mantener la presión del yacimiento y obtener un mejor barrido en el desplazamiento de los fluidos que van a ser producidos. El sistema de levantamiento artificial aplicado para estos pozos es de Bombeo por Cavidades Progresivas.

El estudio técnico se efectuó así:

La superintendencia de Yacimientos de Ecopetrol S.A de acuerdo a sus estudios estimó una media en la que cada pozo fracturado debía producir entre 88 - 90 BOPD. Adicionalmente se estudió las curvas IPR de los pozos nuevos calculados con la herramienta WellFlo, con el objeto de conocer el caudal de fluido y el caudal de aceite que tendría el pozo Fracturado Hidráulicamente, tomando en cuenta una

presión de fondo fluyendo estimada a 400 psi, a cada uno de los pozos tipo se le realizó la sensibilidad al corte de agua bajo las siguientes condiciones iniciales:

Tabla 18. Propiedades

Condiciones de modelamiento	
API	32
GOR (scf/stb)	300
PB (psi)	1100
T (°F)	143

Fuente: Ecopetrol S.A

Tabla 19. Propiedades aplicadas Ec. De Glaso

Presión (psi)	GOR (scf/stb)	Bo	Uo (Cp)	Ug (Cp)
500	137,537	1,07717	2,71	0,012001
700	189,778	1,10113	2,394	0,012632
900	243,83	1,12742	2,12	0,013409
1100	300	1,15604	1,881	0,014459
1300	300	1,15276	1,905	0,015765
1500	300	1,15037	1,929	0,017439
2000	300	1,14648	1,989	0,021679

Fuente: Ecopetrol S.A

Con los datos de las pruebas reales de producción de los pozos estimulados por Fracturamiento Hidráulico se hizo un análisis comparativo de estos resultados con los obtenidos mediante las curvas IPR dadas por WellFlo.

Cabe resaltar que en los pozos nuevos del campo Tibú se han presentado una serie de inconvenientes dejando los pozos FUERA DE SEVICIO, generando así intervenciones frecuentes que impactan directa y negativamente la producción del

campo. Algunos de los problemas más comunes son: el hurto continuo de acometidas, la desviación de los pozos ha propiciado múltiples servicios a pozo en los que se evidencia varilla partida, varilla desconectada y tubería rota, algunos pozos trabajan temporizados por bajos niveles a falta de soporte en la inyección de agua.

Con todo y estos factores que se deben tener en cuenta, se determinará si la producción alcanzada cumplió las expectativas del proyecto lo cual será analizado en el siguiente capítulo cuando se tengan los resultados de la evaluación financiera.

- **POZO TIBU – 514**

En este pozo se realizaron dos etapas de Fracturamiento Hidráulico y una de Jetting.

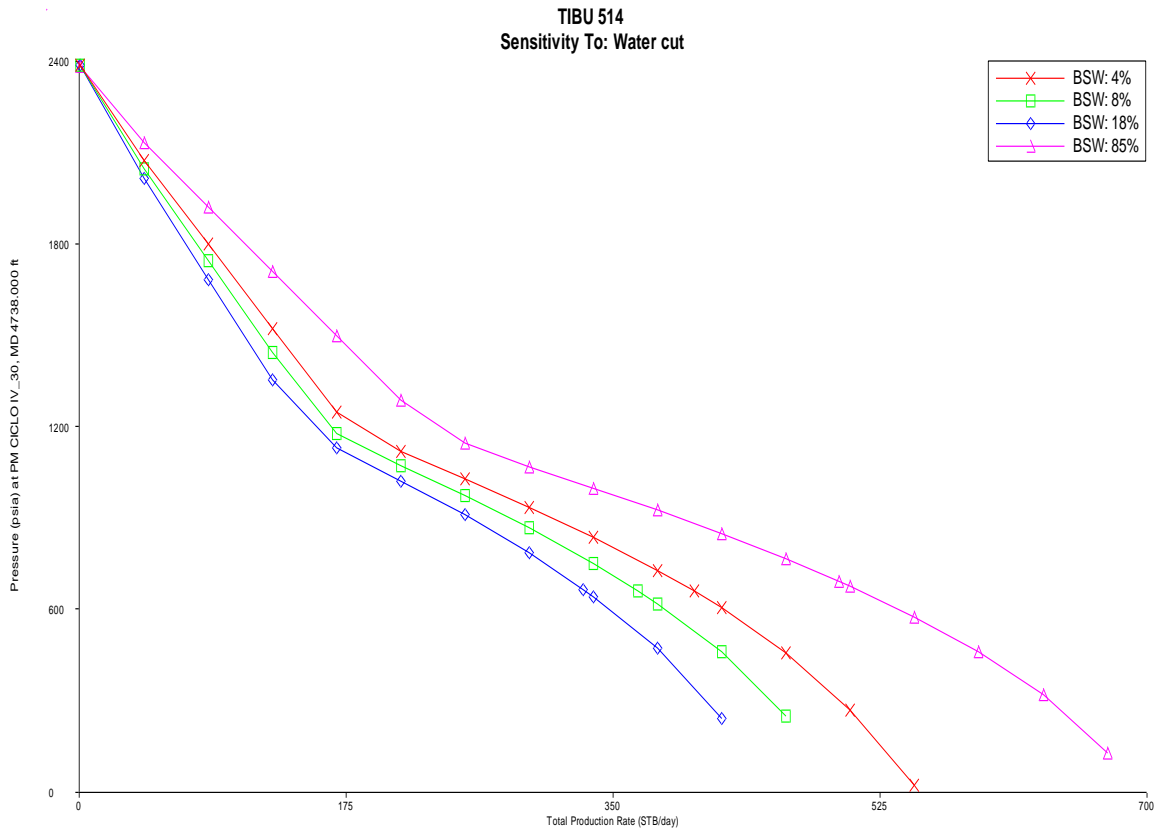
- El pozo inició en producción primaria.
- Presión de yacimiento está entre 1500 – 2200 psi.
- Actualmente el pozo inyector T-256 presenta bajo potencial de inyección (30 BWPD), lo que afecta la producción del T-514.

Tabla 20. Parámetros para el modelamiento T-514

Nombre de la unidad	Arena Neta (ft)	Jetting (puntos de corte)		Presión (psi)	BSW (%)	Etapa	Ko (mD)	Comentario
		Tope	Base					
Ciclo IV_30 Tope 4723 ft Base 4753 ft	30	4735	4736	2300	85	3	7	Fractura
		4745	4746					
Ciclo III_20 Tope 4828 ft Base 4870 ft	29	4845	4846	2427.5 @ 4854	85	2	15	Jetting
		4865	4866					
Ciclo II_10 Tope 4988 ft Base 5025 ft	37	5000	5001	1339.2 @ 4999	85	1	25	Fractura
		5015	5016	1219.3 @ 5018				

Fuente: Superintendencia de Yacimientos – Ecopetrol S.A

Figura 25. Sensibilidad al BS&W T-514



Fuente: Guerra, W.L

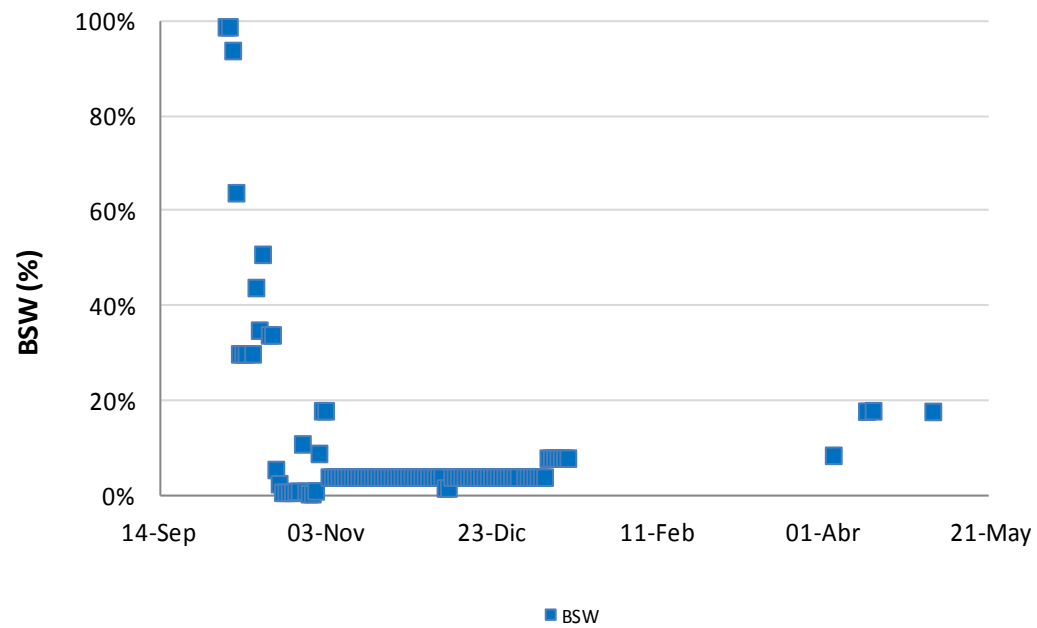
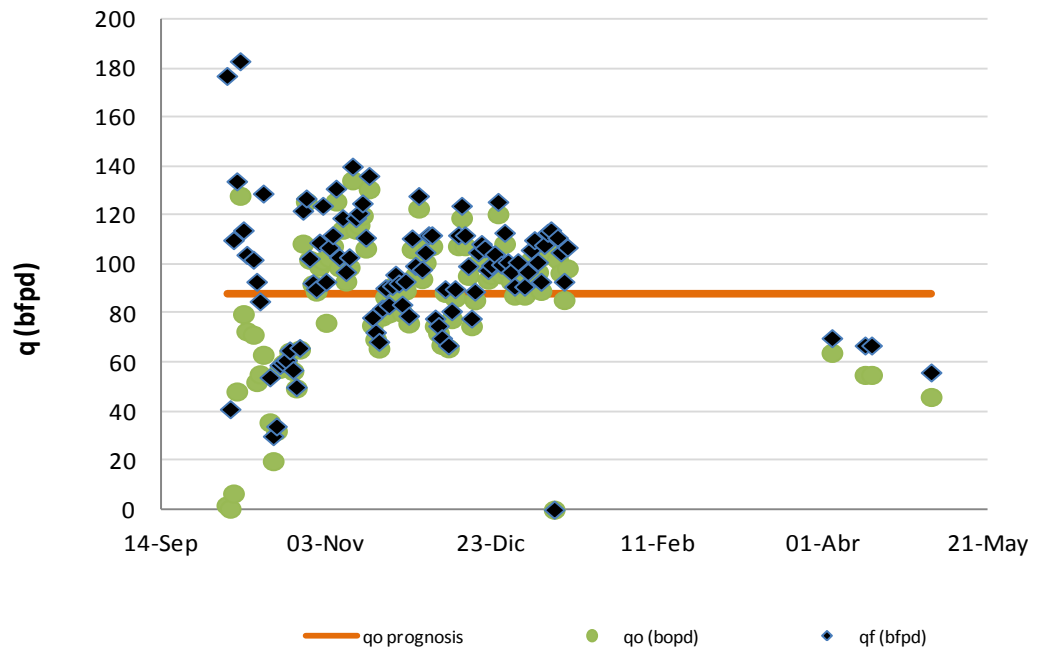
Tabla 21. Comparación de resultados

BS&W (%)	Qf (bfpd) @ 400 psi	Qo (bopd)	IP (stb/psi)
4	403	386	0,4803
8	366	337	0,4374
18	330	270	0,3964
85	497	74	0,6145

BS&W (%)	Qf Real @ 400 psi (bfpd)	Qo Real (bopd)
4	101	97
8	104	96
18	62	51
85	NA	NA

Fuente: Guerra, W.L

Figura 26. Comportamiento Producción Vs. Tiempo



Fuente: Superintendencia de Yacimientos – Ecopetrol S.A

Al comparar los resultados obtenidos de la sensibilidad al BS&W en la curva IPR con las pruebas de producción de los pozos se puede observar que, el caudal de fluido es muy superior a lo que está aportando el pozo en campo. Aunque se cumple con la meta propuesta por Yacimientos de producir en promedio 90 BOPD, es muy inferior a lo simulado en WellFlo. Una de las razones por las que no se alcanza los niveles de producción dados por la herramienta es por el bajo volumen de inyección de agua que afecte positivamente a este pozo, de seguir en la misma condición la producción de fluido seguirá cayendo como se manifiesta en la Figura 26.

Adicionalmente, el pozo T-514 trabaja temporizado debido a los bajos niveles de fluido que presenta -producto de la falta de soporte en la inyección-, la Pwf actual del pozo es de 400 psi con un caudal alrededor de 100 BFPD, se puede concluir que según el pronóstico de producción (Línea color naranja Figura 26) aparentemente los resultados en términos generales se podrían calificar como óptimos teniendo en cuenta que el pozo permanece diariamente fuera de servicio 4 hrs.

Se recomienda realizar seguimiento en el soporte de la inyección y reactivar la inyección potencial del pozo T-256 con el fin de aumentar el barrido de crudo remanente e incrementar los niveles en la producción de crudo.

- **POZO TIBU – 515**

En este pozo se realizaron dos etapas de Jetting y dos etapas de Fracturamiento.

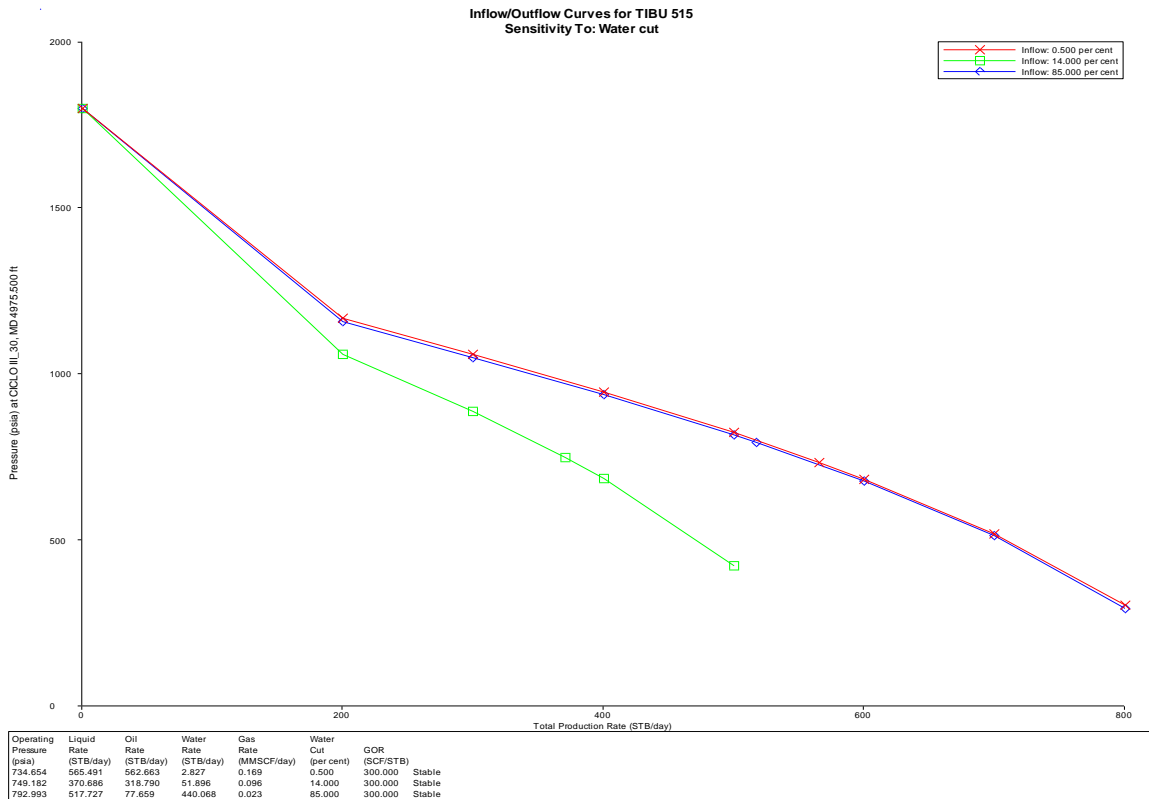
- Inició en producción primaria
- Presión de yacimiento entre 1400 – 1800 psi
- Pwf actual 800 psi

Tabla 22. Parámetros para el modelamiento T-515

Nombre de la unidad	Arena Neta (ft)	Jetting (puntos de corte)		Presión (psi)	Ko (mD)	Etapa	
		Tope	Base				
Ciclo IV_30 Tope 4965	23	4970	4971	1800	7	4	Jett
		4980	4981				
Ciclo III_30 Tope 5068 ft	29	5070	5071	1420	25	3	Frac
		5080	5081				
Ciclo II_20 Tope 5169 ft	44	5178	5179	1420	20	2	Frac
		5185	5186				
Ciclo II_10 Tope 5266 ft	23	5278	5279	1470	30	1	Jett
		5285	5286				

Fuente: Superintendencia de Yacimientos - Ecopetrol S.A

Figura 27. Sensibilidad al BS&W T-515



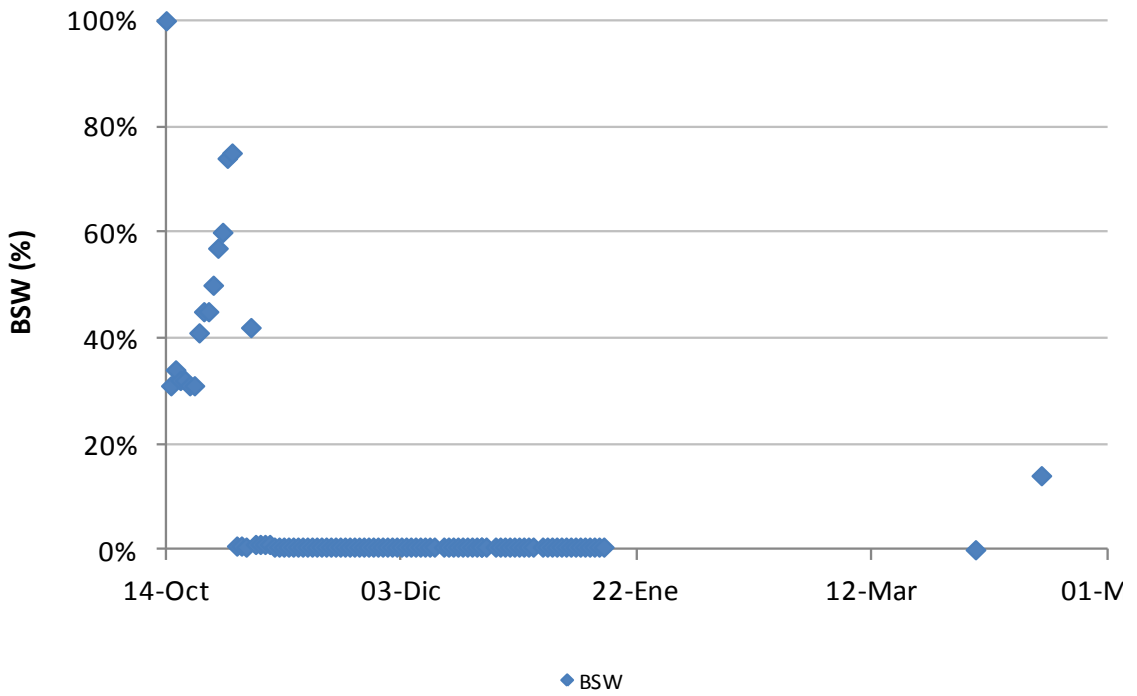
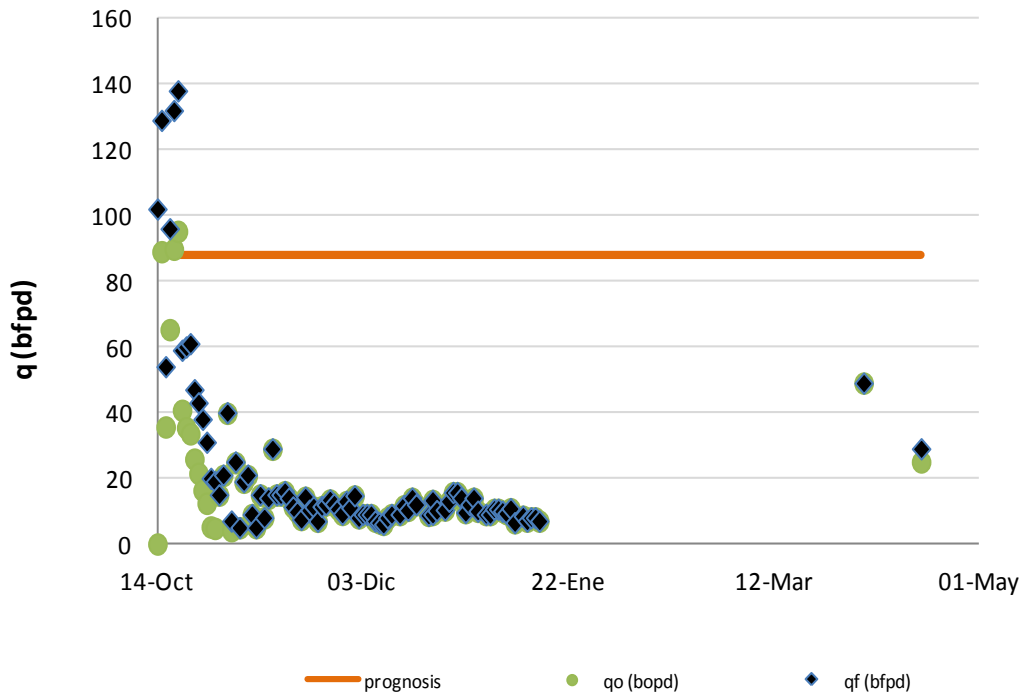
Fuente: Guerra, W.L

Tabla 23. Comparación de resultados

BS&W (%)	Qf Real (bopd) @	800 psi	517		77	0,120 85 NA	NA IP (stb/psi)
<i>N</i>	AREA A		<i>N</i>				0,5
565	562	0,93	0,5		12	12	14
370	318	0,53	30		29	25	85

Fuente: Guerra, W.L

Figura 28. Comportamiento Producción Vs. Tiempo



Fuente: Superintendencia de Yacimientos - Ecopetrol S.A

Al comparar los resultados obtenidos de la sensibilidad al BS&W en la curva IPR con las pruebas de producción de los pozos se puede observar que, el caudal de fluido es muy superior a lo que está aportando el pozo en campo. Esto se manifiesta en razón de la falta de soporte en la inyección de agua para la recuperación de crudo.

Actualmente el pozo trabaja temporizado por bajos niveles quedando en promedio 22 hrs fuera de servicio por día, afectado negativamente por falta de soporte de la inyección del pozo T-256.

Se recomienda activar pozos inyectoros que garanticen la continuidad de la inyección y revisar la Presión de yacimiento estimada con la real según el soporte de inyección que este teniendo el pozo.

Realizar prueba PBU, evaluar daño y efectividad de fracturas. De acuerdo a los resultados y teniendo en cuenta baja permeabilidad (K) estimular el pozo y aumentar inyectividad T-256.

Se concluye que no es posible realizar una evaluación objetiva y confiable de este pozo ya que las pruebas del pozo son temporizadas (pruebas no representativas), lo cual castiga el potencial máximo del pozo en BPD.

- **POZO T – 516**

En el pozo T-516 se realizaron dos etapas de Fracturamiento y dos de Jetting.

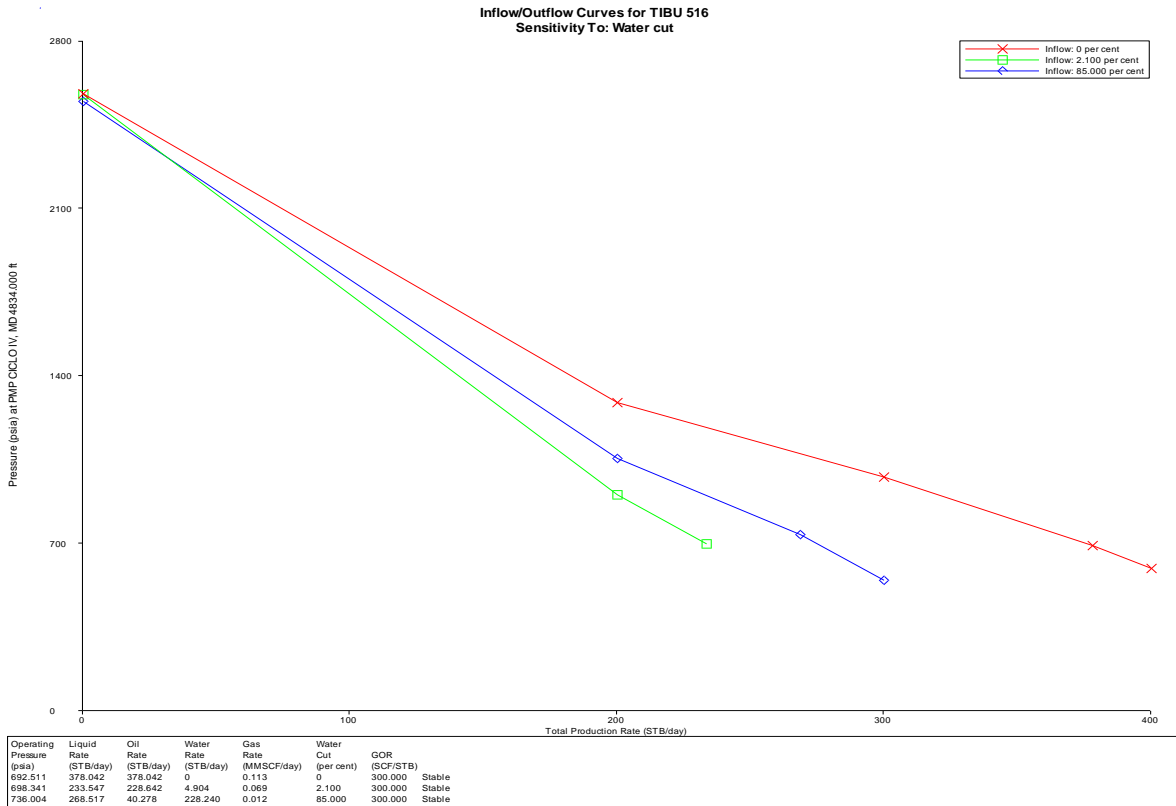
- Pozo en producción primaria sin efecto de la inyección. Requiere efecto de la inyección para alcanzar el potencial estimado.
- Produce conjuntamente de la Fm. Barco y Catatumbo
- Presión de yacimiento entre 1700 – 2200 psi
- Correlaciona con los inyectoros T-116 (productor) y T-378 (abandonado)

Tabla 24. Parámetros para el modelamiento T-516

Nombre de la unidad	Arena Neta (ft)	Jetting (puntos de corte)		Presión (psi)	Ko (mD)	BSW (%)	Etapa	Comentario
		Tope	Base					
Ciclo IV_40 Tope 4827 ft Base 4841 ft	10	4835	4836	2200	8	85%	4	Jetting
Ciclo III_20 Tope 5025 ft Base 5057 ft	21	5035	5036	1700	15	85%	3	Fractura
Ciclo III_10 Tope 5127 ft Base 5159 ft	16	5131	5132	2200	10	85%	2	Jetting
Catatumbo Tope 5491ft Base 5502 ft	11	5496	5497	2750	8	10%	1	Fractura

Fuente: Superintendencia de Yacimientos - Ecopetrol S.A

Figura 29. Sensibilidad al BS&W T-516



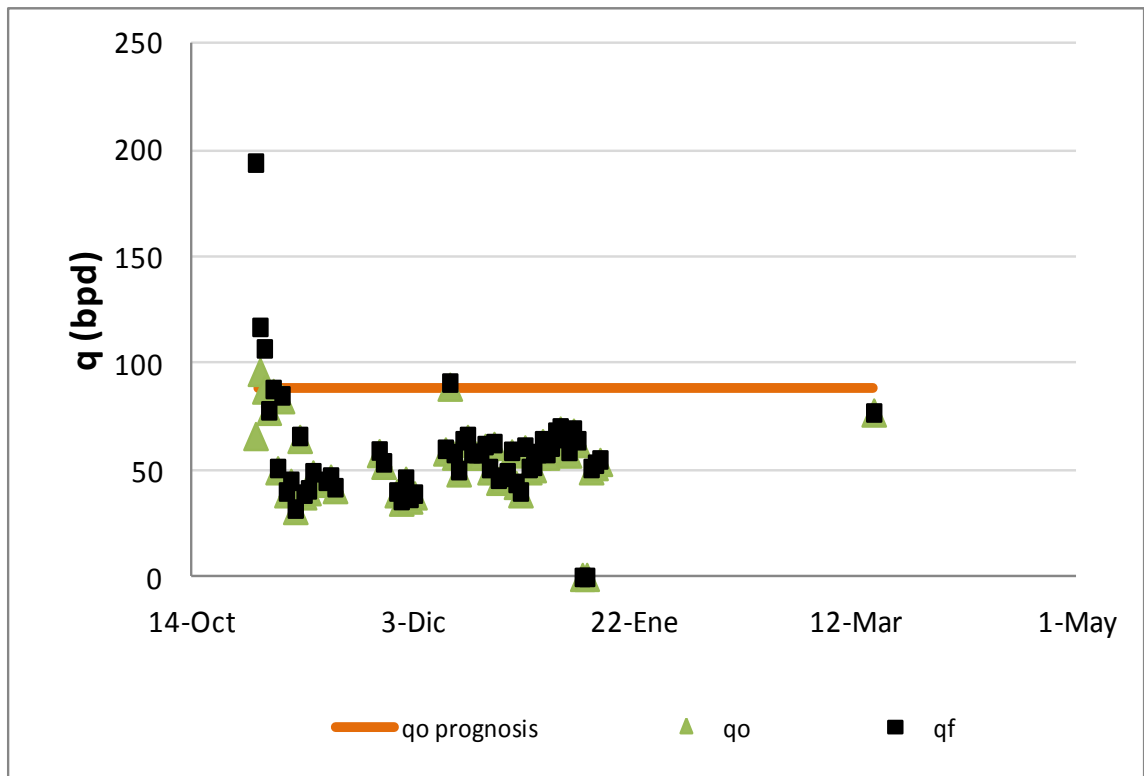
Fuente: Guerra, W.L

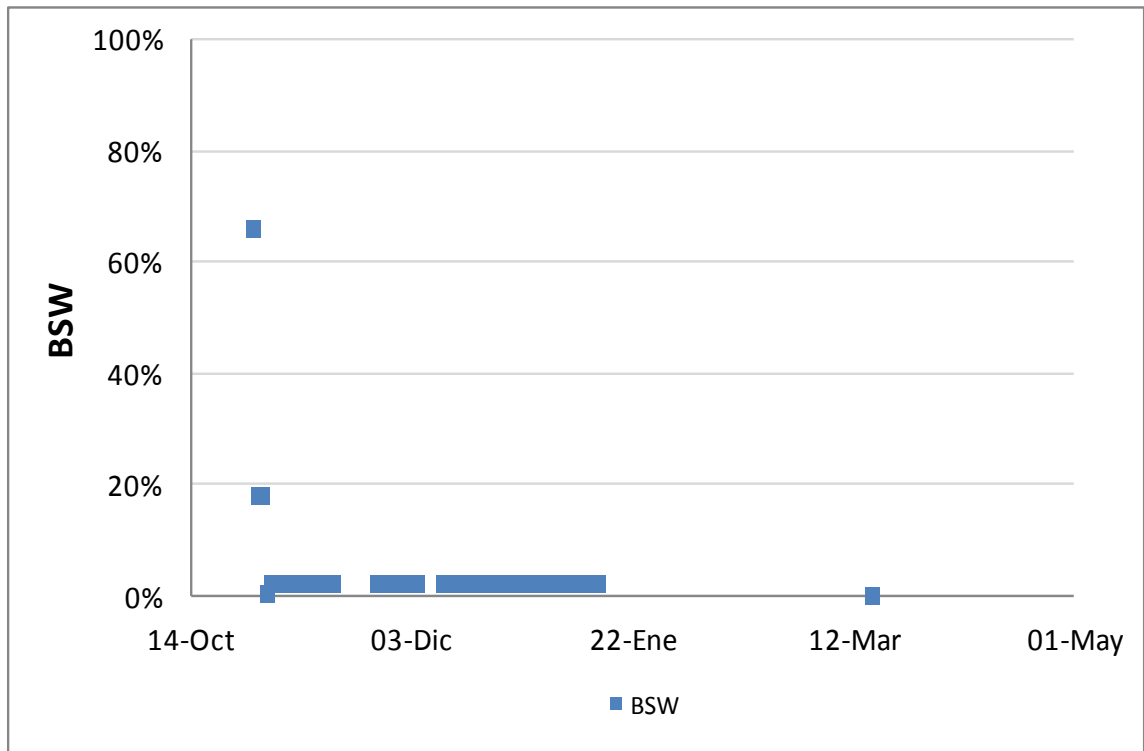
Tabla 25. Comparación de resultados

BS&W(%)	Qf (bfpd) @ 400 psi	Qo (bfpd)	IP (stb/psi)	BS&W(%)	Qf (bfpd) @ 400 psi	Qo (bfpd)
0	378	378	0,29	0	77	77
2,1	269	229	0,176	2,1	58	57
85	269	40	0,03	85	NA	NA

Fuente: Guerra, W.L

Figura 30. Comportamiento Producción Vs. Tiempo





Fuente: Superintendencia de Yacimientos - Ecopetrol S.A

El pozo Tibú-516 no cuenta con inyección de agua, aun así registra pruebas de producción por el orden de los 60 y 70 BOPD.

El Pozo T-516 según monitoreo de ECHOMETER se ha visto afectado por bajo nivel de fluido sobre la bomba lo que ha llevado a tener al pozo temporizado, con 5 horas diarias en funcionamiento. Ha estado fuera de servicio por problemas en el BHA de producción. El pozo no registra pruebas, se encuentra fuera de servicio desde el mes de marzo por daño en la bomba.

Estos inconvenientes han dificultado realizar un seguimiento constante a las pruebas del pozo durante los últimos meses, por lo cual, no es posible realizar una evaluación objetiva y confiable de este pozo.

Una vez reactivada la producción del pozo se recomienda darle soporte de inyección para alcanzar el potencial estimado.

Se recomienda realizar conversión a inyector del pozo T-116 y asegurar el continuo funcionamiento del SLA.

- **POZO T – 518**

En el pozo T-518 se realizaron dos etapas de Fracturamiento y una de Jetting

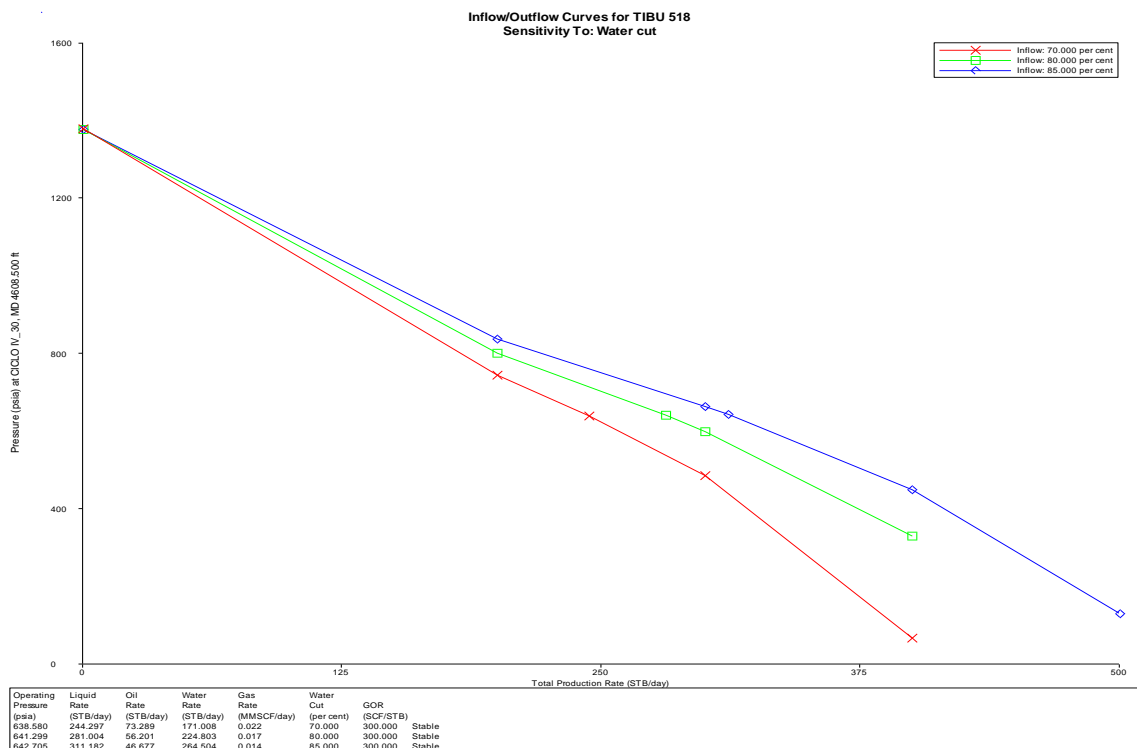
- Presión de yacimiento entre 1000 – 1400 psi
- Influenciado por el pozo T-253.

Tabla 27. Intervalos de Interés y Propiedades T-518

Nombre de la unidad	Arena	Jetting puntos de		Presión (psi)	Ko (mD)	BS&W (%)	Etapa	Comentario
	Neta (ft)	Tope (ft)	Base (ft)					
Ciclo IV_10 Tope 4600 ft Base 4617 ft	17	4608	4609	1150	5	85	3	Jetting
Ciclo III_10F Tope 4784 ft Base 4802 ft	18	4793	4794	1453	20	90	2	Fractura
Ciclo II_10F Tope 4896 ft Base 4916 ft	20	4906	4907	1170	20	85	1	Fractura

Fuente: Superintendencia de Yacimientos - Ecopetrol S.A

Figura 31. Sensibilidad al BS&W T-518



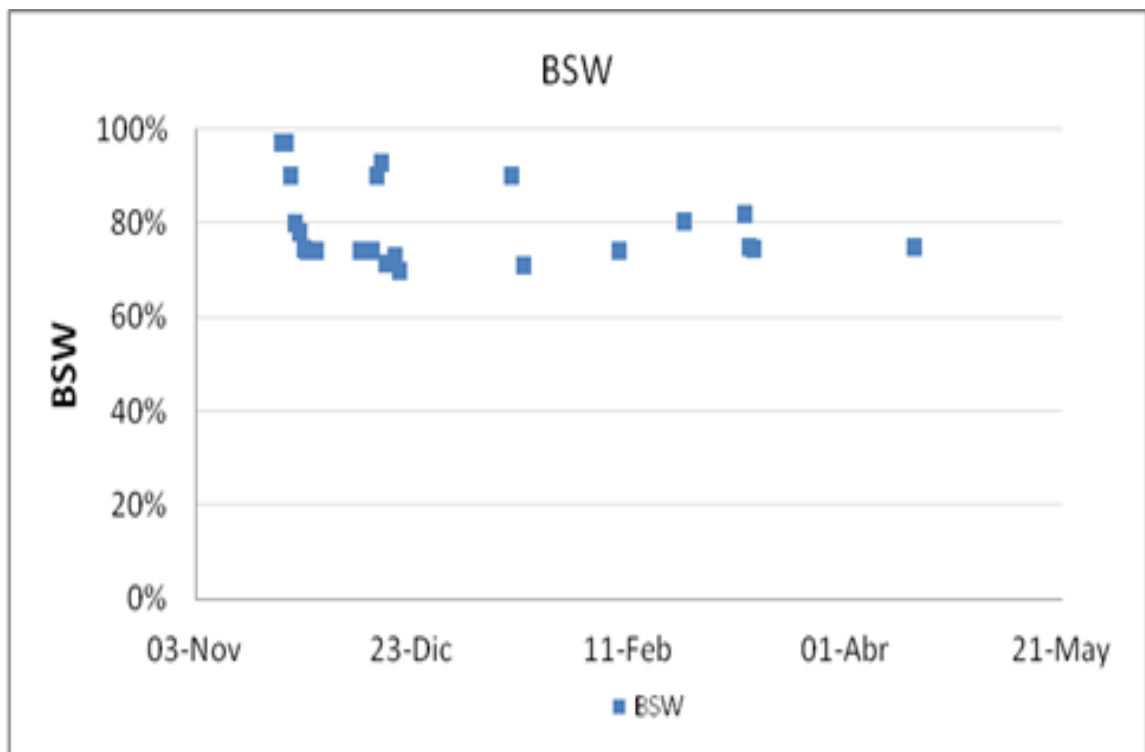
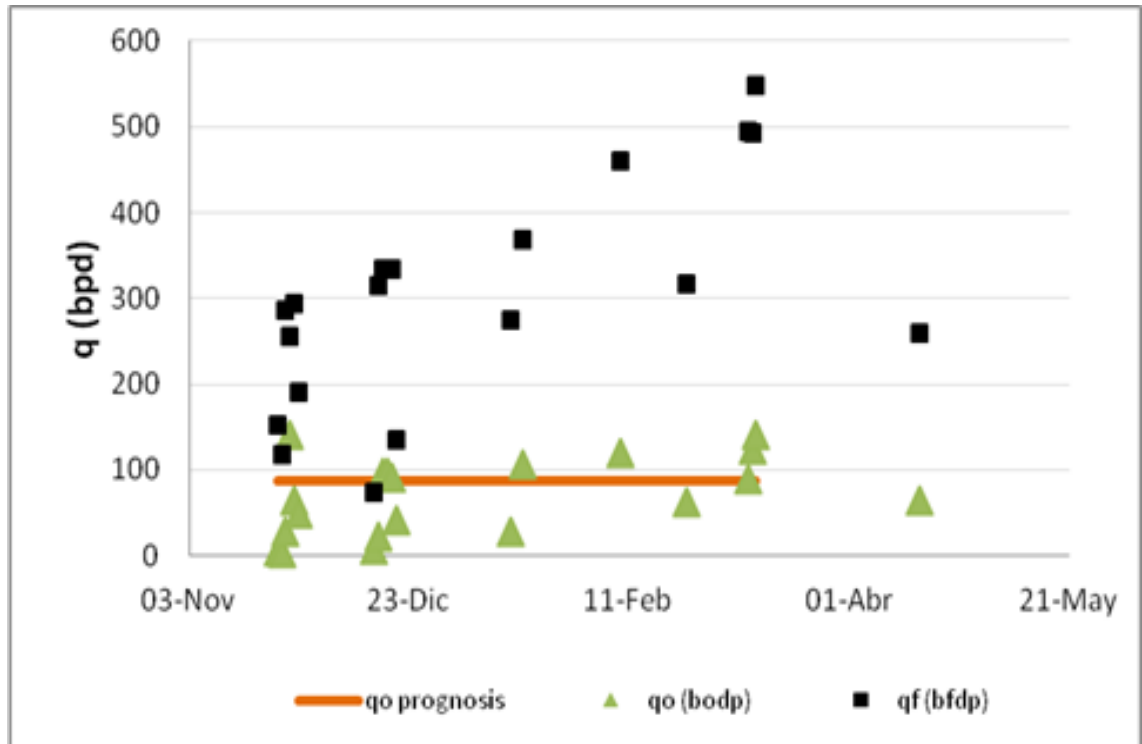
Fuente: Guerra, W.L

Tabla 28. Comparación de resultados

BS&W (%)	Qf (bfpd) @ 400 psi	Qo (bopd)	IP (stb/psi)	BS&W (%)	Qf (bfpd) @ 900 psi	Qo (bopd)
70	244	73	0,5605	70	334	92
80	281	56	0,6498	80	380	75
85	311	47	0,7226	85	NA	NA

Fuente: Guerra, W.L

Figura 32. Comportamiento Producción Vs. Tiempo



Fuente: Superintendencia de Yacimientos - Ecopetrol S.A

Al comparar los resultados obtenidos de la sensibilidad al BS&W en la curva IPR con las pruebas de producción de los pozos se puede observar que, el pozo Tibú-518 presenta un comportamiento efectivo, ya que se esperaba un caudal de fluido y de crudo menor -según WellFlo- a lo que produce el pozo en campo, a esto se puede sumar que la Pwf real es de 900 psi, muy superior a la estimada (400 psi).

El pozo tiene soporte de inyección con un BS&W por el orden del 75%, estuvo fuera de servicio dos veces por falla en el BHA de producción (39 días). Desde entonces su desempeño ha sido constante.

En la figura 32. Se puede ver que cuando se tiene un BS&W estable del 70% el caudal de petróleo está por encima del pronóstico (88 barriles), mientras que cuando el BS&W está sobre el 80% la producción de crudo cae por debajo del caudal pronosticado.

Se recomienda realizar seguimiento a la sumergencia de la bomba y a las RPM con el fin de mantener el BS&W en un nivel estable que permita la mayor recuperación de petróleo.

- **POZO T – 519**

En el pozo T-519 se realizaron dos etapas de Fracturamiento y cinco etapas de Jetting.

Este pozo ha resultado ser el más efectivo en su funcionamiento y rendimiento, ha sido el pozo que más continuidad tiene, es el que más pruebas de producción reporta.

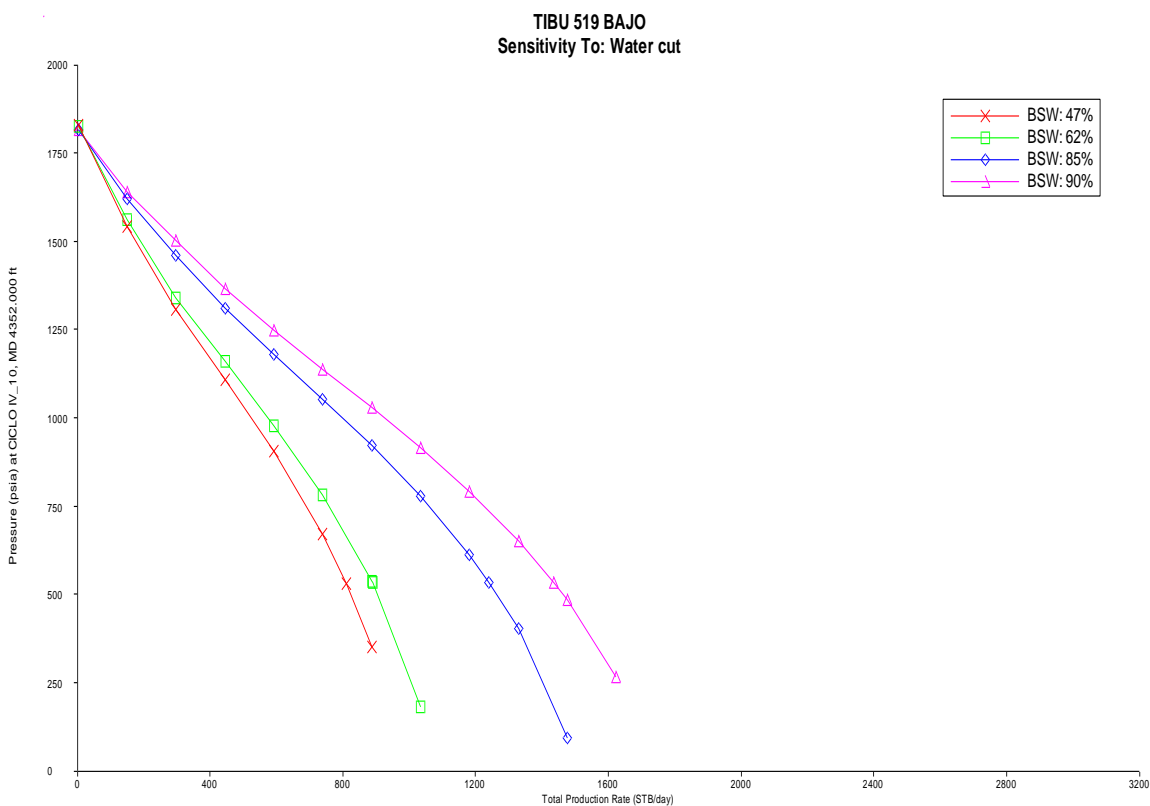
- h neto: 148 ft
- Q teórico: 94 BOPD, 630 BFPD
- BS&W: 85%
- Pozo influenciado por los inyectores T-93 y T-121 mediante sarta selectiva.

Tabla 29. Intervalos de Interés y Propiedades T-518

Nombre de la unidad	Arena Neta (ft)	Jetting puntos de corte)		Presión (psi)	Ko (mD)	BS&W (%)	Etapas	Comentario
		Tope (ft)	Base (ft)					
Ciclo IV_10 Tope 4342 ft Base 4362 ft	20	4359	4360	1500	5	85	6	Jetting
Ciclo III_20 Tope 4445 ft Base 4499 ft	36	4472	4473	1850	18	85	5	Fractura
Ciclo III_10 Tope 4518 ft Base 4568 ft	22	4543	4544	1420	18	85	4	Fractura
Ciclo II_20 Tope 4600 ft Base 4639 ft	25	4608	4609	1900	18	85	3	Jetting
Ciclo II_10 Tope 4650 ft Base 4684 ft	34	4655	4656	1900	18	85	2	Jetting
		4670	4671					
Ciclo I_20 Tope 4788 ft Base 4799 ft	11	4795	4796	2000	20	85	1	Jetting

Fuente: Superintendencia de Yacimientos - Ecopetrol S.A

Figura 33. Sensibilidad al corte de agua



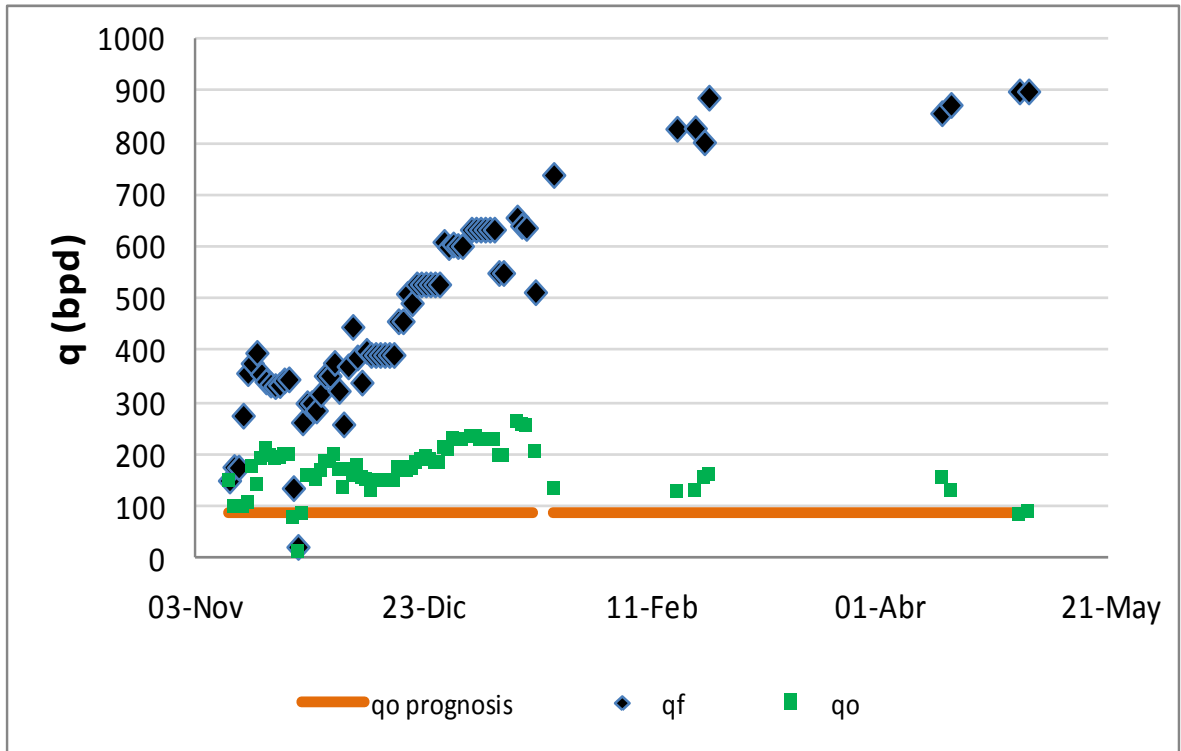
Fuente: Guerra, W.L

Tabla 30. Comparación de resultados

BS&W (%)	Qf (bfpd) @ 1200 psi	Qo (bopd)	Qf (bfpd) @ 400 psi	Qo (bopd)	BS&W (%)	Qf Real (bfpd) @ 1200 psi	Qo Real (bopd)
47	373	198	861	456	47	352	187
62	406	154	941	358	62	392	149
85	565	85	1331	200	85	828	128
90	655	66	66	1529	90	900	90

Fuente: Guerra, W.L

Figura 34. Comportamiento Producción Vs. Tiempo



Fuente: Superintendencia de Yacimientos - Ecopetrol S.A

El pozo T-519 tiene un pronóstico de 94 BOPD, se le realizó el estudio de sensibilidad al corte de agua mediante WellFlo con una P_{wf} inicial equivalente a 400 psi (Tabla), actualmente el pozo reporta una P_{wf}^* de 1200 psi de esta manera se realizó la simulación nuevamente a esa Presión de fondo fluyendo obteniendo unos caudales de fluido total y de aceite por día, se procedió a comparar los resultados con los caudales reales de las pruebas realizadas en campo (Ver figura 34), donde se puede observar que este pozo tiene un cumplimiento por encima del 100% de lo esperado.

El Pozo presenta alta sumergencia (2900 ft), se debe optimizar extracción. Se recomienda mantener el efecto de la inyección continua y aumentar gradualmente RPM monitoreando tendencia de sumergencia contra los parámetros en el variador hasta estabilizar el sistema, con el fin de determinar la eficiencia del bombeo evaluando mediante prueba de producción.

6. ANÁLISIS FINANCIERO

En el análisis Financiero se tuvo en cuenta las inversiones del trabajo por Fracturamiento Hidráulico, el Valor Presente Neto (VPN), Dólar Por Inversión (DPI o relación costo - beneficio), Pay Back que son los utilizados por Ecopetrol S.A para la evaluación de proyectos. Para realizar los cálculos se tuvieron en cuenta los costos generados por la inversión inicial del Fracturamiento Hidráulico con la tecnología Pin Point Stimulation - CobraMax. De esta manera se determina si la efectividad del proyecto se alinea a los objetivos propuestos.

Los índices económicos se calcularon mediante el recurso informático utilizado por la compañía para la evaluación de proyectos. Es de aclarar que los costos por trabajos de Fracturamiento Hidráulico son los mismos para cada pozo seleccionado.

- **VALOR PRESENTE NETO (VPN)** ³

Permite determinar si una inversión cumple con el objetivo básico financiero. Se puede definir como la ganancia extraordinaria que genera el proyecto, medido en valores al día de hoy – o en el tiempo igual a cero-, que corresponde a la sumatoria de los flujos de caja neto actualizados.

Es importante tener en cuenta que el valor del Valor Presente Neto depende de las siguientes variables: La inversión inicial previa, las inversiones durante la operación, los flujos netos de efectivo, la tasa de descuento y el número de periodos que dure el proyecto.

Ese cambio en el valor estimado puede ser positivo, negativo o continuar igual lo que determinará si el proyecto debe o no ejecutarse.

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_o$$

Donde:

VPN, es el valor presente neto del proyecto, US\$

³ Tomado de PYMES FUTURO –GERENCIA-FINANZAS-PROYECTOS www.pymesfuturo.com/vpneto.htm

V_t , es el flujo de caja libre en cada periodo de tiempo, US\$

K , es la tasa de descuento

I_0 , es el valor de desembolso inicial de la inversión.

- **PAY BACK** ⁴

Es el tiempo en el que se espera recuperar la inversión inicial a través de los flujos de caja netos -ingresos menos gastos-, obtenidos con el proyecto.

Consiste en dividir la inversión inicial más los gastos que origine entre los distintos flujos de caja positivos que origina el proyecto.

$$P \& B = \frac{\sum A}{\sum Q}$$

Donde:

$P \& B$, es el pay back o tiempo de recuperación de la inversión. (Años)

A , suma de la inversión inicial así como todos los flujos negativos. (US\$)

Q , suma de todos los flujos positivos (ingresos) originados por el proyecto de inversión. (US\$)

- **RELACIÓN COSTO BENEFICIO O DÓLAR POR INVERSIÓN**

La relación costo - beneficio toma los ingresos y egresos presentes netos del estado de resultado, para determinar cuáles son los beneficios por cada dólar que se sacrifica en el proyecto.

$$DPI = \frac{\sum B}{\sum A}$$

Donde:

DPI , dólar por inversión.

A , suma de la inversión inicial así como todos los flujos negativos. (US\$)

⁴ Pay Back – Definción www.areadepymes.com

B, suma de todos los flujos positivos (ingresos) originados por el proyecto de inversión. (US\$)

Para realizar este análisis se consideraron los siguientes indicadores:

Tabla 31. Parámetros de Evaluación

Parámetros de Producción		
Declinación Historica	0,2	año-1
Declinación Esperada	0,2	año-1
PoTencial esperado Post-Frac	20	BOPD

Regalías de Prod. Básica		
8		
%		
Tasa de Descuento		
11,1	27,7	US\$/BL
6,59	US\$/BL	60
US\$/BL	33	%

Fuente: *Ecopetrol S.A*

El tiempo medio de falla para realizar la evaluación del proyecto es de 12 meses.

6.1 INVERSIÓN POR POZO FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Figura 35. Inversión de Fracturamiento Hidráulico por pozo

REFERENCIA PRECIO		REFERENCIA SECUNDARIA O No. PARTE	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDADES	CANTIDAD	UNIDADES	PRECIO UNITARIO	VALOR
HALLIBURTON									
COLOMBIA			TIQUETE DE SERVICIO/ VENTAS			No. 66771			
CLIENTE: ECOPETROL			PSL PE & BC			FECHA: ENERO 4/12			
POZO: TIBU 525			CAMPO: TIBU		POBLACION: TIBU		DPTO: NORTE DE SANTANDER		
BASE: NEIVA			EQUIPO: CT - SET DE FRAC			Sales Order: 9110642		Delivery	
DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO: COBRAMAX									
MOVILIZACION COBRAMAX									
\$ 15.700,00									
Tabla 3			Movilización hasta 4000 HHP (Desde Barranca a Tibu)		GLOBAL	1,00	GLOBAL	45.000,00	-
Tabla 3			Movilización hasta 4000 HHP (entre pozos área Tibu)	-	GLOBAL	1,00	GLOBAL	20.000,00	-
Tabla 5			Movilización equipo de CT (Desde Barranca a Tibu)		GLOBAL	1,00	GLOBAL	32.500,00	-
Tabla 5			Movilización equipo de CT (entre pozos área Tibu)	-	GLOBAL	1,00	GLOBAL	9.156,00	-
Tabla 7			Movilización carga adicional (Desde Neiva a Tibu)	1	Carga	1,00	Carga	8.400,00	8.400,00
Tabla 7			Movilización carga adicional (Desde Barranca a Tibu)	1	Carga	1,00	Carga	7.300,00	7.300,00
Tabla 7			Movilización carga adicional (entre pozos área Tibu)		Carga	1,00	Carga	2.000,00	-
SERVICIOS COBRAMAX									
\$ 172.500,00									
EST-SERV-02			Servicio fracturamiento hasta 4000 HHP	1	Operación	1,00	Operación	27.500,00	27.500,00
EST-SERV-06			Fracturamiento hasta 4000 HHP - Etapa adicional		Etapa	1,00	Etapa	12.000,00	-
EST-SERV-13			Servicio de Iluminación (torre tipo estadio)	2	EA	1,00	Día	300,00	600,00
EST-SERV-19			Unidad de filtración		EA	1,00	Día	700,00	-
CT-SER-18			Fracturamiento selectivo con Coiled Tubing. Por etapa.	2	Etapa	1,00	Etapa	70.000,00	140.000,00
CT-SER-04			Operación Unidad de CT 1.75"	-	Día	1,00	Día	12.705,00	-
CT-SER-20			Cargo por profundidad CT hasta 2"	5.000	ft	1,00	ft	0,88	4.400,00
Serv Adicionales			Mezcla y Bombeo de No Acidis	-	Gal	1,00	Gal	0,30	-
Tabla 9			Tarifa de espera de equipo en locación por día en Tibu (4000 hhp)		Día	1,00	Día	5.200,00	-
Tabla 9			Tarifa de espera de equipo en locación por día en Tibu (CT 1.75")		Día	1,00	Día	4.000,00	-
Serv Adicionales			Hydrajetting perforating		etapa	1,00	Etapa	10.000,00	-
PERSONAL COBRAMAX									
\$ 19.500,00									
Tabla 8			Tarifa de personal operativo por día en Tibu (4000 hhp)	3	Día	1,00	Día	5.000,00	15.000,00
Tabla 8			Tarifa de personal operativo por día en Tibu (CT todos los diámetros)	3	Día	1,00	Día	1.500,00	4.500,00
Tabla 8			Operador en Tibu		Ea	1,00	Día	700,00	-
Tabla 8			Ayudante en Tibu		Ea	1,00	Día	350,00	-
Tabla 10			Tarifa de espera de personal por día en Tibu (4000 hhp)		Día	1,00	Día	2.500,00	-
Tabla 10			Tarifa de espera de personal por día en Tibu (CT todos los diámetros)		Día	1,00	Día	750,00	-
Tabla 10			Operador en espera por día en Tibu		Ea	1,00	Día	350,00	-
Tabla 10			Ayudante en espera por día en Tibu		Ea	1,00	Día	175,00	-
MATERIALES COBRAMAX									
\$ 115.963,10									
MAT-02			Fluido de Fractura Base Agua Temp <180° F (21-25 PPT de carga polimérica)	43.722	Gal	1,00	Gal	0,85	37.163,70
MAT-08			Gel Lineal Base Agua (No Crosslinkeado) de 15 a 20 PPT de carga polimérica	19.530	Gal	1,00	Gal	0,70	13.671,00
MAT-23			Carbolita, todas las mallas	-	Lb	1,00	Lb	1,10	-
MAT-37			Arena Resinada	-	Lb	1,00	Lb	1,10	-
MAT-25			Arena Nacional, todas las mallas	16.400	Lb	1,00	Lb	0,40	6.560,00
MAT-26			Arena Natural (Tipo Otawa/Jordan) todas las mallas	71.500	Lb	1,00	Lb	0,60	42.900,00
MAT-48			Sustituto liquido del KCl	90	Gal	1,00	Gal	28,00	2.520,00
MAT-71			Lo Surf 300	90	Gal	1,00	Gal	96,76	8.708,40
MAT-83			Bactericida	12	Lb	1,00	Lb	195,00	2.340,00
MAT-49			Fe Acid	840	Gal	1,00	Gal	2,50	2.100,00
MAT-14			Material para Conductivity Enhancer (Sandwedge)	-	Gal	1,00	Gal	108,00	-
TOTAL								USD 323.663,10	
total +iva								USD 375.449,20	
SANDRA LILIANA GARCIA									
REPRESENTANTE DE HALLIBURTON			REPRESENTANTE DE HALLIBURTON						
(NOMBRE EN LETRA IMPRINTA)			FIRMA						
JORGE ITALO BAHAMON									
CLIENTE O SU REPRESENTANTE			CLIENTE O SU REPRESENTANTE			FECHA FIRMA CLIENTE (DD/MM/AA)			
(NOMBRE EN LETRA IMPRINTA)			FIRMA						

Fuente: Halliburton

6.2 RESULTADOS EVALUACIÓN FINANCIERA

Como se muestra en la figura anterior la inversión inicial por Fracturamiento Hidráulico para cada pozo es de US\$ 375.449. A continuación se mostrarán los resultados otorgados por la herramienta informática usada por Ecopetrol S.A para evaluar proyectos. El periodo de tiempo que se consideró para la evaluación del proyecto fue de 12 meses.

- **Pozo Tibú - 514**

Inversión: US\$ (-) 375.449

VPN: US\$ (+) 9.670

DPI: (+) 0.03

Pay Back: 12 meses

Si se recupera la inversión en el periodo de tiempo planteado.

- **Pozo Tibú - 515**

Inversión: US\$ (-) 375.449

VPN: US\$ (-) 301.961

DPI: (-) 0.78

Pay Back: 25 meses

No se recupera la inversión en el periodo de tiempo planteado.

- **Pozo Tibú – 516**

Inversión: US\$ (-) 375.449

VPN: US\$ (-) 106.672

DPI: (-) 0.28

Pay Back: 18 meses

No se recupera la inversión en el periodo de tiempo planteado.

- **Pozo Tibú – 518**

Inversión: US\$ (-) 375.449

VPN: US\$ (-) 31.881

DPI: (-) 0.08

Pay Back: 14 meses

No se recupera la inversión en el periodo de tiempo planteado.

- **Pozo Tibú – 519**

Inversión: US\$ (-) 375.449

VPN: US\$ (+) 196.649

DPI: (+) 0.51

Pay Back: 8 meses

Si se recupera la inversión en el periodo de tiempo planteado.

7. CONCLUSIONES

- Teniendo en cuenta los resultados del análisis técnico se puede concluir que, los pozos nuevos del campo Tibú no están aportando el potencial esperado por falta de soporte en la inyección de agua, los bajos volúmenes inyectados están afectando directamente la producción, por lo que se hace necesario, convertir pozos de abandono o productores de bajo potencial a pozos inyectoros de agua.
- Una de las causas que más ha afectado negativamente la producción son las continuas intervenciones realizadas a los pozos fuera de servicio. Así como los cierres de los pozos (temporizados) durante algunas horas del día por bajos niveles de fluido en los pozos.
- En pozos temporizados no es posible realizar una evaluación objetiva y confiable ya que las pruebas son temporizadas (pruebas no representativas), lo cual castiga el potencial máximo del pozo en BPD.
- Para recuperar la producción diferida se requiere optimizar la extracción de los pozos y asegurar el buen funcionamiento de los sistemas de levantamiento.
- A pesar de que los resultados para los pozos del campo Tibú no fueron los esperados, se debe tomar este piloto como una primera fase y tener como alternativa la continuidad de aplicar la CobraMax en otros campos con mayor potencial de producción, teniendo en cuenta que mediante esta tecnología se obtienen mayores ventajas en tiempos, reducción de problemas operacionales a la hora de fracturar varias zonas y obviamente reflejado en los costos.
- Con los resultados obtenidos del análisis técnico y financiero se puede decir que el proyecto de estimulación de pozos mediante Fracturamiento Hidráulico no ha sido rentable, la inversión no se ha recuperado por múltiples factores que impactan negativamente la producción.

8. **RECOMENDACIONES**

- Replantear si el sistema de levantamiento actual del pozo -PCP- es el más apto para las características del pozo y el volumen de fluido que está levantando.
- Reactivar y convertir pozos que estén interconectados, con el fin de garantizar el potencial de inyección que permita aumentar el barrido de crudo remanente e incrementar los niveles en la producción de petróleo.
- Realizar prueba PBU, evaluar daño y efectividad de fracturas. De acuerdo a los resultados y teniendo en cuenta la baja permeabilidad (K), estimular el pozo y aumentar inyectividad.
- Los pozos ubicados en la zona de sartas selectivas han mostrado buena respuesta a la inyección selectiva, por lo cual se recomienda implementar esta tecnología como alternativa para los pozos que aún no tienen apoyo de inyección de agua.

9. REFERENCIAS

Agentes Apuntalantes - Aspectos a considerar en el diseño de fracturamiento hidráulico, <http://blogpetrolero.blogspot.com/2011/12/agentes-apuntalantes-aspectos.html>

Baker Oil Tools, Coiled Tubing Handbook - www.coiledtubingsolutions.com, Baker Hughes Company

CEVALLOS, Yonathan Paúl. Tesis de grado “*Optimización de la Producción mediante Fracturamiento Hidráulico al Reservorio M-1 del Pozo Y*”. Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2009

Fundamentos de la teoría del fracturamiento hidráulico, Jorge Pazmiño Urquiza, 2004

Preventing Proppant and Formation-Sand Production in High Water Cut, Heavy-Oil Wells: A Field Study from Argentina, 2003. IPTC 13174

“Proppant Distribution and Flowback in Off-Balance Hydraulic Fractures,” SPE 89889 presented at the SPE ATCE, Houston TX, 26 – 29 Sept.

Pin Point Stimulation Cobramax, 2011 Halliburton Latín América

TOAPANTA, Henry. Tesis de grado “*Estudio del Incremento de la Producción mediante la Selección de Pozos candidatos para Fracturamiento Hidráulico del campo Cononaco*”. Quito: Universidad Central del Ecuador, 2009