

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA PRODUCTIVIDAD EN CAMPO DINA
TERCIARIO A PARTIR DE LA IMPLEMENTACIÓN EN TRABAJOS DE
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO Y TRATAMIENTO MATRICIAL ÁCIDO**

**ISRAEL ANDRÉS CASTAÑEDA FIERRO
PEDRO LUIS CANTE BAHAMÓN**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETROLEOS
NEIVA
2012**

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA PRODUCTIVIDAD EN CAMPO DINA
TERCIARIO A PARTIR DE LA IMPLEMENTACIÓN EN TRABAJOS DE
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO Y TRATAMIENTO MATRICIAL ÁCIDO**

**ISRAEL ANDRÉS CASTAÑEDA FIERRO
PEDRO LUIS CANTE BAHAMÓN**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

Ing. ERICH GASCA GÓNGORA

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2012**

AGRADECIMIENTOS

Principalmente a Dios por permitirnos llegar a este punto de nuestras vidas, y darnos la fuerza para poder cumplir con todas las expectativas fijadas para este proyecto.

Al Ingeniero de Petróleos Erich Gasca Góngora por confiar en nosotros en la ejecución de este proyecto, por todo su apoyo y recomendaciones durante el tiempo en que este se llevó a cabo.

Al Ingeniero de Fluidos Stephane Pichon por su valiosa colaboración y apoyo para la realización de este proyecto.

A todo el personal del equipo de workover PETROWORKS 107 por su disposición y enseñanzas recibidas durante todas las visitas a campo.

A PETROMINERALES COLOMBIA LTD por esta gran oportunidad de hacernos parte de este gran equipo de trabajo en forma de tesis; por la logística y toda la información requerida para la realización de este proyecto.

A la Universidad Surcolombiana por todas sus enseñanzas, por ser parte de nuestra formación integral y profesional.

DEDICATORIA

*A Dios por darme la vida y la fuerza para poder cumplir este sueño
tan anhelado.*

A mi padre Israel Castañeda y a mi madre Ilda María Fierro por su apoyo incondicional, por sus valores, por su comprensión, por confiar siempre en mí, por todos aquellos consejos que me han permitido ser una mejor persona y sobre todo por ese amor infinito. Espero estén muy orgullosos de este triunfo y sepan que este es el principio de muchos más triunfos que lograre en mi vida. Los Amo.

A mis hermanos Alexa, Juan, a mi cuñado Gustavo, a mis dos sobrinos Juan Diego y Julian Camilo que siempre tuvieron la esperanza en mí, gracias por su apoyo incondicional, por estar siempre conmigo brindándome alegrías y ánimo para salir adelante.

A mi novia Lina Maria que la amo con todo mi corazón y a ti mi querida Isabella que eres el centro de toda mi vida, espero formar una hermosa familia y ser el mejor padre y esposo del mundo.

A mis amigos, con quienes he vivido esta etapa que está culminando y con quienes espero compartir muchos triunfos más.

ISRAEL ANDRÉS CASTAÑEDA FIERRO

DEDICATORIA

A Dios por ser mi guía y llenarme de bendiciones en todo momento, dándome la oportunidad de luchar y cumplir mis sueños.

A mis queridos padres, Pedro Cante y Ligia Bahamón por creer incondicionalmente en mí, por su sacrificio, por llenar mi vida de tanta alegría y tanto amor. Gracias por permitirme cumplir esta meta, que me ayudara a cumplir un gran sueño en donde ustedes también son parte. Me siento orgulloso de ser su hijo, y hoy quiero que se sientan orgullosos de ser los mejores padres.

A mi hermano Sebastián que es uno de mis mayores motivos para continuar, a mi familia, y amigos que compartieron esta hermosa etapa de universidad y aprendizaje.

A mi amada novia Sindy que siempre creyó en mí y me apoyo en momentos de debilidad y fortaleza, siempre lleno mi vida de sonrisas y esperanzas. Te amo y hoy más que nunca te agradezco.

A la vida por permitir disfrutar de todo lo que me ofrece día a día, por poner en mi camino a personas tan maravillosas que hacen de esto la satisfacción del deber cumplido.

PEDRO LUIS CANTE BAHAMÓN

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. GENERALIDADES DE CAMPO DINA TERCIARIO.	2
1.1 Geología y petrofísica.	3
1.1.1 Breve descripción Geológica del Área del Contrato.	3
1.1.2 Breve descripción del modelo estructural.	5
1.1.3 Breve descripción del modelo y columna estratigráfica del área.	6
1.1.4 Breve descripción del modelo sedimentario.	9
1.1.5 Breve descripción del análisis petrofísico.	10
1.1.6 Metodología usada para la interpretación petrofísica.	11
2. ESTIMULACIÓN.	13
2.1 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.	13
2.1.1 Cuando se Debe Fracturar.	15
2.1.1.1 Pozos Marginales.	16
2.1.1.2 Zona de Poco Espesor.	16
2.1.1.3 Distribución de los Pozos.	16
2.1.2 Aplicaciones de Fracturamiento Hidráulico.	17
2.1.2.1 Aumento en la Producción.	17
2.1.2.2 Desarrollo comercial de Yacimientos con Baja Permeabilidad.	19
2.1.2.3 Inyección de Fluidos a la Formación.	19
2.2 TRATAMIENTO MATRICIAL ÁCIDO.	19
2.2.1 Distancia de penetración del ácido.	20

2.2.2	Velocidad de Reacción.	20
2.2.3	Velocidad de pérdida de fluido.	20
2.2.4	Ancho de Fractura.	21
2.2.5	Relación Área/Volumen.	21
2.2.6	Temperatura.	21
2.2.7	Tipo de Formación.	22
2.2.8	Composición de la Roca.	22
2.2.9	Viscosidad.	23
2.2.10	Tipo de ácido y aditivos.	23
3.	EVALUACIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS.	25
3.1	EVALUACIÓN DE LOS POZOS DE LA FORMACIÓN HONDA.	27
3.1.1	ESTADO DE LOS POZOS ANÁLIZADOS PARA LA FORMACIÓN HONDA ANTES DE REALIZAR EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.	28
3.1.2	POZO A.	30
3.1.2.1	ESTADO DEL POZO DESPUÉS DE REALIZAR EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.	30
3.1.2.2	EVALUACIÓN ECONÓMICA.	34
3.1.3	POZO B	34
3.1.3.1	ESTADO DEL POZO DESPUÉS DE REALIZAR EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.	34
3.1.3.2	EVALUACIÓN ECONÓMICA.	39
3.1.4	POZO C.	39
3.1.4.1	ESTADO DEL POZO DESPUÉS DE REALIZAR EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.	39
3.1.4.2	EVALUACIÓN ECONÓMICA.	43
3.2	EVALUACIÓN DE LOS POZOS FORMACIÓN DOIMA	

CHICORAL.	43
3.2.1 ESTADO DE LOS POZOS ANÁLIZADOS PARA LA FORMACIÓN DOIMA-CHICORAL ANTES DE REALIZAR EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.	45
3.2.2 POZO D.	47
3.2.2.1 ESTADO DEL POZO DESPUÉS DE REALIZAR EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.	47
3.2.2.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA.	50
3.2.3 POZO E.	51
3.2.3.1 ESTADO DEL POZO DESPUÉS DE REALIZAR EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.	51
3.2.3.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA.	55
3.2.4 POZO F - POZO HORIZONTAL.	56
3.2.4.1 ESTADO DEL POZO DESPUÉS DE REALIZAR EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.	56
3.2.4.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA.	60
3.3 EVALUACIÓN DE LOS POZOS DE LA FORMACIÓN MONSERRATE	61
3.3.1 ESTADO DE LOS POZOS ANÁLIZADOS PARA LA FORMACIÓN DOIMA-CHICORAL ANTES DE REALIZAR EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.	62
3.3.2 POZO G.	64
3.3.2.1 ESTADO DEL POZO DESPUÉS DE REALIZAR EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.	64
3.3.2.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA.	68
3.3.3 POZO H.	68
3.3.3.1 ESTADO DEL POZO DESPUÉS DE REALIZAR EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.	68
3.3.3.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA.	72

3.4 ANÁLISIS GENERAL POR FORMACIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS	74
3.4.1 ANÁLISIS GENERAL DE LOS POZOS DE LA FORMACIÓN HONDA	74
3.4.2 ANÁLISIS GENERAL DE LOS POZOS DE LA FORMACIÓN DOIMA-CHICORAL	76
3.4.3 ANÁLISIS GENERAL DE LOS POZOS DE LA FORMACIÓN MONSERRATE	78
CONCLUSIONES	80
RECOMENDACIONES	82
BIBLIOGRAFÍA	84
ANEXOS	86

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1 Ubicación geográfica del campo Dina Terciario.	3
Figura 1.2 Esquema estructural del campo Dina Terciario.	5
Figura 1.3 Esquema estructural -x- sección oeste este del campo Dina Terciario.	6
Figura 1.4 Columna estratigráfica del campo Dina Terciario.	7
Figura 1.5 Columna estratigráfica generalizada del Valle Superior del Magdalena.	8
Figura 1.6 Modelo sedimentológico para la formación Honda Superior.	10
Figura 2.1 Diseño de fracturo normal horizontal.	14
Figura 2.2 Esquemas de fracturas cortas y largas.	17
Figura 3.1 Curva de producción para campo Dina Terciario.	26
Figura 3.2 Curva de declinación de la Formación Honda.	28
Figura 3.3 Curva de declinación del pozo A post fractura.	30
Figura 3.4 Comportamiento de producción pozo A.	31
Figura 3.5 Índice de productividad pozo A.	32
Figura 3.6 Curva de declinación del pozo B post fractura.	35
Figura 3.7 Comportamiento de producción pozo B.	36
Figura 3.8 Índice de productividad pozo B.	37
Figura 3.9 Curva de declinación del pozo C post fractura.	39
Figura 3.10 Comportamiento de producción pozo C.	41
Figura 3.11 Índice de productividad pozo C.	41
Figura 3.12 Curva de declinación de la formación Doima-Chicoral.	44
Figura 3.13 Curva de declinación pozo del D post fractura.	47
Figura 3.14 Comportamiento de producción pozo D.	48
Figura 3.15 Índice de productividad pozo D.	49
Figura 3.16 Curva de declinación del pozo E post fractura.	52

Figura 3.17	Comportamiento de producción pozo E.	53
Figura 3.18	Índice de productividad pozo E.	54
Figura 3.19	Curva de declinación pozo F post fractura.	57
Figura 3.20	Comportamiento de producción pozo F.	58
Figura 3.21	Índice de productividad pozo F.	58
Figura 3.22	Curva de declinación de la formación Monserrate.	61
Figura 3.23	Curva de declinación pozo G post tratamiento matricial ácido.	64
Figura 3.24	Comportamiento de producción pozo G.	65
Figura 3.25	Índice de productividad pozo G.	66
Figura 3.26	Curva de declinación pozo H post tratamiento matricial ácido.	69
Figura 3.27	Comportamiento de producción pozo H.	70
Figura 3.28	Índice de productividad pozo H.	71
Figura A.1	Gráfica de la tasa de Producción Vs Drawdown.	88
Figura A.2	Representación gráfica del IP.	89
Figura A.3	Relación de comportamiento del flujo a la entrada (IPR).	90
Figura A.4	Valor inicial del IP.	95
Figura A.5	Curva del IPR futuro.	97
Figura A.6	Curvas típicas de tasa de Producción Vs Presión obtenida con la ecuación 3.15.	97
Figura A.7	Tasa de producción contra una malla de Drawdown.	98
Figura A.8	Extrapolación usando una tasa de producción con un drawdown de referencia.	99
Figura B 1.	Representación del flujo efectivo.	103
Figura B 2.	Comportamiento de un costo fijo respecto a la producción.	106
Figura B 3.	Comportamiento de un costo variable respecto a la producción.	107

Figura B 4. Comportamiento de un costo semi-variable mixto respecto a la producción.	108
Figura B 5. Comportamiento de un costo semi-variable escalonado respecto a la producción.	109
Figura B 6. Diagrama de cálculo de los ingresos.	109
Figura B 7. Representación del valor presente.	110
Figura E 1. Curva IPR antes y después de la estimulación del pozo D.	122
Figura F 1. Comportamiento de la presión durante el fracturamiento.	127
Figura F 2. Comportamiento de la presión durante el fracturamiento.	128
Figura F 3. Comportamiento de la presión durante el fracturamiento.	129
Figura F 4. Comportamiento de la presión durante el fracturamiento.	131
Figura F 5. Comportamiento de la presión durante el fracturamiento.	132
Figura F 6. Comportamiento de la presión durante el fracturamiento.	133
Figura F 7. Estado mecánico del pozo B.	135
Figura F 8. Comportamiento de la presión durante el fracturamiento.	139
Figura F 9. Comportamiento de la presión durante el fracturamiento.	140
Figura F 10. Comportamiento de la presión durante el fracturamiento.	141
Figura F 11. Comportamiento de la presión durante el fracturamiento.	142
Figura F 12. Comportamiento de la presión durante el fracturamiento.	143
Figura F 13. Comportamiento de la presión durante el fracturamiento.	144
Figura F 14. Comportamiento de la presión durante el fracturamiento.	145
Figura F 15. Comportamiento de la presión durante el fracturamiento.	146
Figura F 16. Comportamiento de la presión durante el fracturamiento.	147
Figura F 17. Comportamiento de la presión durante el fracturamiento.	149
Figura F 18. Comportamiento de la presión durante el fracturamiento.	150
Figura F 19. Estado mecánico del pozo D.	152
Figura F 20. Comportamiento de la presión durante el tratamiento matricial ácido.	160
Figura F 21. Comportamiento de la presión durante el tratamiento	

matricial ácido.

161

Figura F 22. Estado mecánico del pozo H.

162

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1.1 Complemento Información técnica del campo Dina Terciario.	4
Tabla 1.2 Formaciones productoras del campo Dina Terciario.	4
Tabla 1.3 Propiedades petrofísicas de las formaciones productoras en el campo Dina Terciario	12
Tabla 3.1 Estado de las perforaciones Formación Honda.	29
Tabla 3.2 Variables para calcular el IPR.	33
Tabla 3.3 Criterios económicos evaluados pozo A.	34
Tabla 3.4 Variables para calcular el IPR.	38
Tabla 3.5 Criterios económicos evaluados pozo B.	39
Tabla 3.6 Variables para calcular el IPR.	42
Tabla 3.7 Criterios económicos evaluados pozo C.	43
Tabla 3.8 Estado de las perforaciones Formación Doima-Chicoral.	46
Tabla 3.9 Variables para calcular el IPR.	50
Tabla 3.10 Criterios económicos evaluados pozo D.	51
Tabla 3.11 Variables para calcular el IPR.	55
Tabla 3.12 Criterios económicos evaluados pozo E.	56
Tabla 3.13 Variables para calcular el IPR.	59
Tabla 3.14 Criterios económicos evaluados pozo F.	60
Tabla 3.15 Estado de las perforaciones Formación Monserrate.	63
Tabla 3.16 Variables para calcular el IPR.	67
Tabla 3.17 Criterios económicos evaluados pozo G.	68
Tabla 3.18 Variables para calcular el IPR.	72
Tabla 3.19 Criterios económicos evaluados pozo H.	73
Tabla 3.20 Parámetros para el análisis de los pozos de la formación Honda	74

Tabla 3.21	Parámetros para el análisis de los pozos de la formación Doima-Chicoral	76
Tabla 3.22	Parámetros para el análisis de los pozos de la formación Monserrate	78
Tabla D 1.	Resultados económicos pozo D.	117
Tabla D 2.	Costos totales.	118
Tabla E 1.	Datos 1 para la construcción de IPR pozo D.	120
Tabla E 2.	Datos 2 para la construcción de IPR pozo D.	121
Tabla E 3.	Datos para la construcción de IPR pozo D.	122
Tabla F 1.	Intervalos a fracturar.	124
Tabla F 2.	Zonas cañoneadas.	125
Tabla F 3.	Intervalos para acidificar.	155
Tabla F 4.	Descripción de herramienta usada.	157

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD	87
ANEXO B CRITERIOS ECONÓMICOS PARA EVALUACION DE PROYECTOS.	102
ANEXO C CONTRATO DE PRODUCCIÓN INCREMENTAL. CPI DINA TERCIARIO	115
ANEXO D CALCULOS ECONÓMICOS.	116
ANEXO E CONSTRUCCIÓN CURVAS IPR POZO D.	120
ANEXO F DESCRIPCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS PARA EL ANÁLISIS.	123

RESUMEN

TITULO: “ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA PRODUCTIVIDAD EN CAMPO DINA TERCIARIO A PARTIR DE LA IMPLEMENTACIÓN EN TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO Y TRATAMIENTO MATRICIAL ACIDO”.

*

AUTOR: ISRAEL ANDRES CASTAÑEDA FIERRO
PEDRO LUIS CANTE BAHAMÓN **

PALABRAS CLAVES: Fracturamiento hidráulico, Tratamiento matricial ácido, Campo Dina Terciario, Índice de Productividad, Evaluación Económica.

DESCRIPCIÓN:

Existen diversos factores que deben ser analizados e implementados antes de realizar un fracturamiento hidráulico o tratamiento matricial ácido como por ejemplo la metodología usada para la selección de pozos a fracturar o acidificar, otro aspecto fundamental que se tiene en cuenta son los altos costos que esta técnica implica, para analizar la viabilidad económica del proyecto.

En este trabajo se realizará el respectivo análisis comparativo de los pozos a los que se le implementaron los dos tipos de estimulación anteriormente nombrados, determinando cuál de ellos es el más efectivo y cómo se comportan según el tipo de formación geológica en la que se encuentra, además se estudiará el comportamiento de las curvas de índice de productividad, de declinación y de producción para determinar el incremento del caudal que es lo que se espera al finalizar el trabajo de estimulación, para evaluar si este se paga o nó.

* Trabajo de Grado.

**Facultad de Ingeniería, Programa de Ingeniería de Petróleos.

Director: Erich Gasca Góngora

Co-Director: Luis Humberto Orduz

ABSTRACT

TITLE: "COMPARATIVE ANALYSIS OF PRODUCTIVITY IN TERTIARY DINA FIELD FROM IMPLEMENTATION OF HYDRAULIC FRACTURING AND ACID MATRIX TREATMENT" *

AUTOR: ISRAEL ANDRES CASTAÑEDA FIERRO
PEDRO LUIS CANTE BAHAMÓN **

KEY WORDS: Hydraulic fracturing, matrix acid treatment, Field Dina Tertiary, Productivity Index, Economic Evaluation.

DESCRIPTION:

Several factors must be analyzed and implemented, before a hydraulic fracturing, or an acid matrix treatment, such as the methodology used for selecting wells to fracture or acidification, another important aspect to take into account, is the high costs that this technique means to analyze the economic viability of the project.

In this paper we are going to do a comparative analysis of the respective wells to which we implemented the two types of stimulation previously mentioned, determining which one is the most effective and how they behave according to the type of geological formation in which we are, also we will study the behavior of the productivity index curves of production decline and to determine the increase of the flow, which is what is expected from the job stimulation.

* Trabajo de Grado.

**Facultad de Ingeniería, Programa de Ingeniería de Petróleos.
Director: Erich Gasca Góngora
Co-Director: Luis Humberto Orduz

INTRODUCCIÓN

Actualmente los trabajos de fracturamiento hidráulico y tratamiento matricial ácido son unas de las técnicas de estimulación con mejores resultados y su éxito se basa en la implementación de una metodología que utilice modelos geológicos, petrofísicos, de producción y pruebas de fluido-fluido y fluido-roca entre otros.

Uno de los aspectos importantes que se tienen en cuenta a la hora de realizar un trabajo de estimulación son los altos costos de inversión que generan este tipo de operaciones, por ello es muy importante analizar a través de un estudio económico la viabilidad del proyecto tomando como parámetros el tiempo de producción en que se pagan estos trabajos de estimulación, de acuerdo a la ganancia de barriles de aceite obtenidos por medio del trabajo de estimulación realizado; generando una serie de recomendaciones que pretenden servir de ayuda para la ejecución de trabajos posteriores en campo Dina Terciario.

Para PETROMINERALES COLOMBIA LTD, son de gran importancia los resultados de este análisis, ya que se evalúan las técnicas usadas en las estimulaciones para Dina Terciario, justificando todos los gastos generados en la inversión, con las ganancias generadas a raíz del éxito proveniente del incremento de caudal (ΔQ) debido a los diferentes trabajos realizados a los pozos durante la campaña aprobada para el contrato de producción incremental (CPI), con ECOPETROL.

1. GENERALIDADES DE CAMPO DINA TERCIARIO

El campo Dina Terciario está ubicado en la cuenca del valle superior del Magdalena, en la sub-cuenca de Neiva, unos 20 Kilómetros al norte de la ciudad de Neiva en medio de la cordillera central y oriental.

Fue descubierto en el año 1961 por las compañías Intercol, Tenesse Colombia y Colbras, dentro de la Concesión Neiva 540, con la perforación del pozo Dina-1 el cual fue completado en mayo de 1961 en la Formación Monserrate.

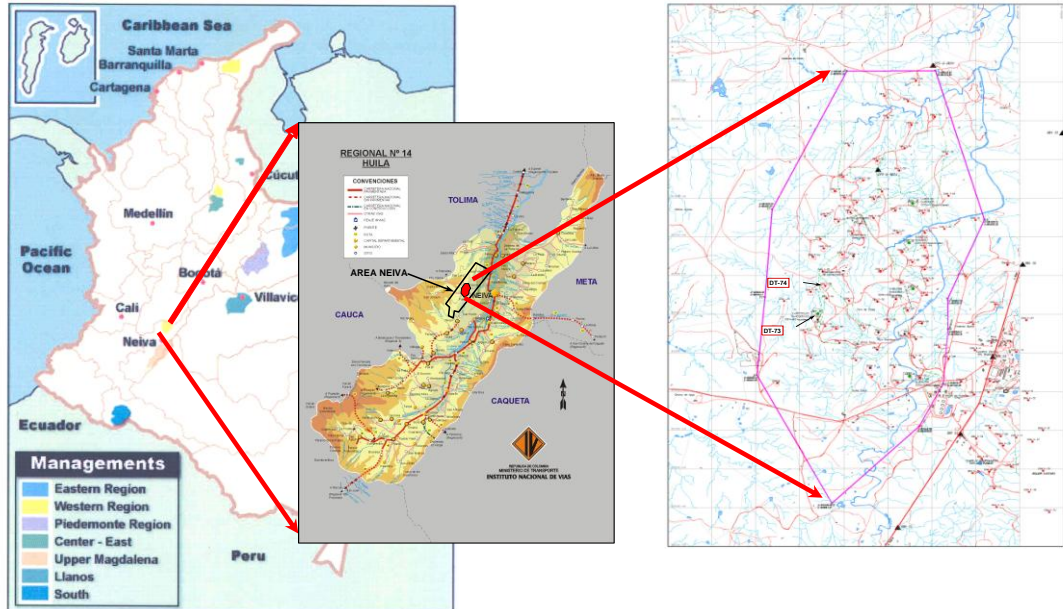
El pozo Dina-2 fue completado en febrero de 1963 y probó hidrocarburos en las Formaciones Barzalosa y Honda. En marzo de 1963 se perforó el pozo Dina-3, el cual probó hidrocarburos en la Formación Doima-Chicoral. En el año 1994 el Campo DT revirtió a la Nación junto con los otros campos de la misma concesión. En junio del 2001, Ecopetrol firmó un contrato de producción incremental con PETROMINERALES el cual expira en 2023. (Ver ANEXO B).

La producción en campo Dina Terciario inició en 1963 de las areniscas de la Formación Honda (Terciario-Mioceno) y alcanzó el pico máximo de producción de aceite en Julio de 2009 con 8071 STB/D.

A 3 de Febrero del 2011, la producción promedio del campo era de 8100 BOPD.

A continuación en la figura 1.1 se presenta el mapa de localización del campo Dina Terciario:

Figura 1.1 Ubicación geográfica del campo Dina Terciario.



Fuente: Petrominerales Colombia LTD.

1.1 Geología y Petrofísica.

1.1.1 Breve descripción geológica del área del contrato.

El Campo Dina Terciario corresponde a una trampa estructural formada por un anticlinal con cierre propio, limitado al Este por una falla inversa. La integración de la interpretación sísmica 3D junto con la información de pozo y registros dipmeter, permitió definir un modelo estructural más complejo con dos fallas inversas (back thrust de la falla que limita el campo al este) con rumbo norte-sur y una al norte con rumbo E-W que dividen el campo en varios bloques. Cada uno de estos bloques tienen contacto de fluidos y mecanismo de producción diferentes.

El yacimiento productor más importante del campo DT lo constituyen las areniscas de la Formación Honda (Terciario Superior-Mioceno) de donde proviene aproximadamente el 90% de la producción del campo a la fecha. Yacimientos secundarios productores son la Formación Barzalosa (Terciario-Oligoceno), Grupo Chicoral (Eoceno), la Formación Doima (Oligoceno) y la Formación Monserrate (K-4) del Cretácico que han aportado el 10% de la producción total del campo.

A continuación se resume en tablas la información técnica y formaciones productoras del campo Dina Terciarios, tabla 1.1 y tabla 1.2

Tabla 1.1 Complemento Información técnica del campo Dina Terciario.

PROPIEDAD	FORMACION			
	Honda	Barzalosa	Doima-Chicoral	Monserrate
Tipo de formación	arena arcillosa	arena arcillosa	Arcillosa y conglomerática	arenisca
Contenido de arcillas	smectita-Caolinita	Calolinita	caolinita (12 a 30%)	caolinita (< 10%)
Espesor neto prom (Pies)	500	17	35	25
Profundidad Prom (ft)	2300	3500	3500	3500
Buzamiento zona de interés			Alto	Alto
Pozos corazonados	DT12-DT33-DT49			

Fuente: Petrominerales Colombia LTD.

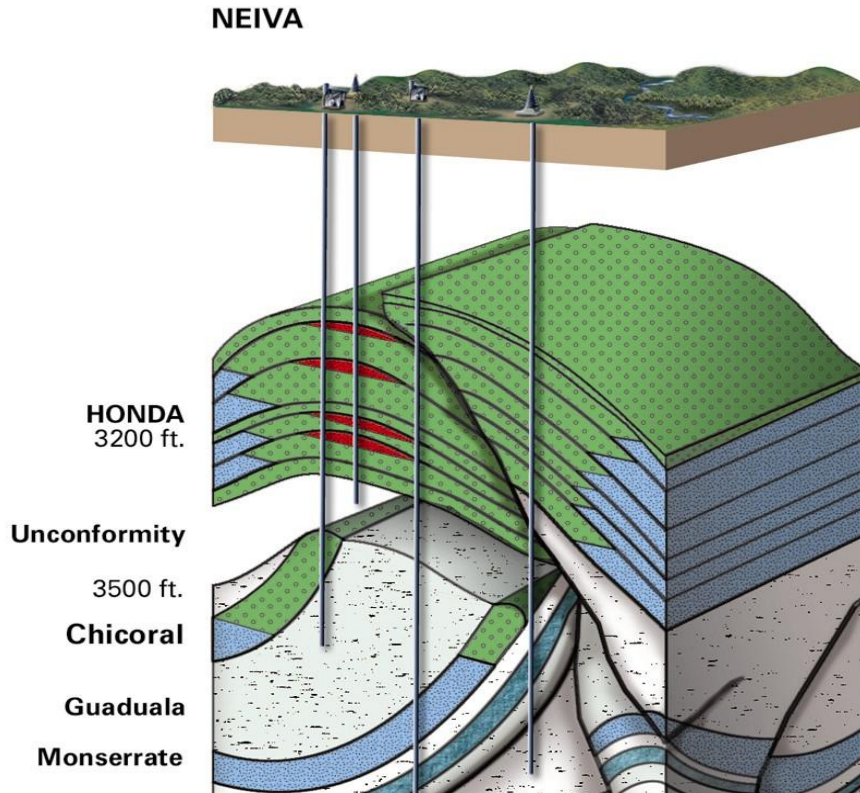
Tabla 1.2 Formaciones productoras del campo Dina Terciario.

FORMACIÓN	EDAD	PROFUNDIDAD	ESPESOR TOTAL PROMEDIO
Honda	Mioceno	3200 ft	1400 ft
Barzalosa	Oligoceno	3300 ft	50 ft
Doima Chicoral	Oligoceno-Eoceno	3700 ft	300 ft
Monserrate	Cretaceo-Tardío	3500 ft	200 ft

Fuente: Petrominerales Colombia LTD.

1.1.2 Breve descripción del modelo estructural.

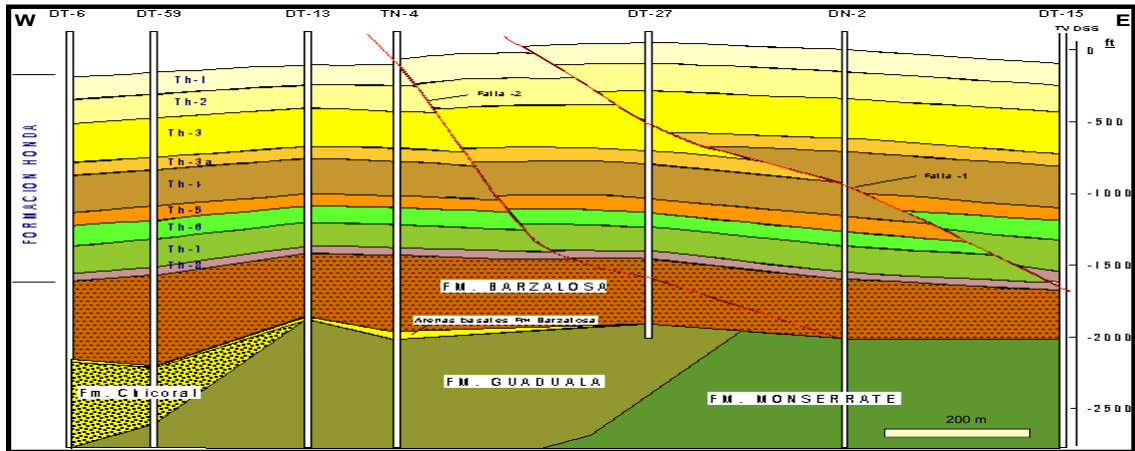
Figura 1.2 Esquema estructural del campo Dina Terciario.



Fuente: Petrominerales Colombia LTD.

Estructuralmente el Campo Dina Terciario a nivel de la Formación Honda corresponde a un anticlinal con dirección Norte-Sur como se muestra en la figura 1.2. El anticlinal tiene cierre propio y se encuentra dividido en bloques por dos fallas inversas que corresponden a back thrust de la localizada hacia el este del Campo. Cada bloque tiene sus particulares comportamientos de mecanismos de producción y sus diferentes niveles de contactos de fluidos. Igualmente se identifica una falla con rumbo Este-Oeste al norte del campo.

Figura 1.3 Esquema estructural -x- sección oeste - este del campo Dina Terciario.



Fuente: Petrominerales Colombia LTD.

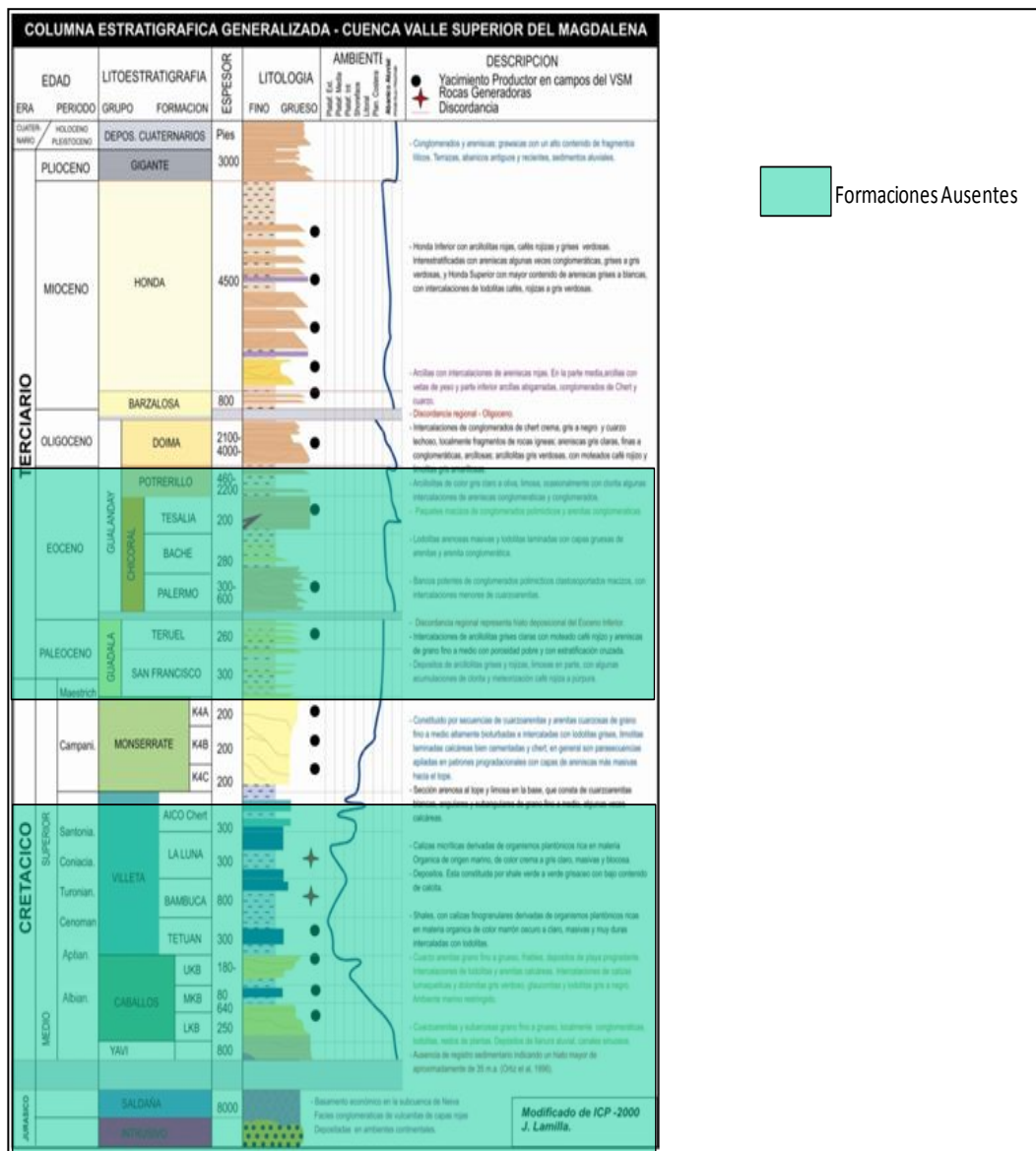
1.1.3 Breve descripción del modelo y columna estratigráfica del área.

La Formación Honda, es la principal Formación productora del Campo Dina Terciario en el Valle Superior del Magdalena (aporta aproximadamente 90% de la producción acumulada). Esta fue subdividida en 10 unidades estratigráficas, de base a tope con la siguiente nomenclatura, Th-8, Th-7b, Th-7a, Th-6, Th-5, Th-4, Th-3a, Th-3, Th-2 y Th-1 (ver figura 1.3). Cada una de estas unidades corresponde a un yacimiento independiente con sus respectivos contactos de agua-aceite y gas-aceite, lo cual establece para esta formación la presencia de multicapas o múltiples yacimientos.

Durante el depósito de la Formación Honda, hay evidencia de tectonismo sin-sedimentario, reflejado por el mayor espesor a los flancos este y oeste del anticlinal y menores espesores en la parte central del mismo.

A continuación en la figura 1.4 y 1.5 se presenta la columna estratigráfica para el campo Dina Terciarios y la columna estratigráfica del valle superior del magdalena respectivamente.

Figura 1.4 Columna estratigráfica del campo Dina Terciario.



Fuente: PETROMINERALES

Figura 1.5 Columna estratigráfica generalizada del Valle Superior del Magdalena.

		GRUPO	FORMACION	AMBIENTE	LITOLOGIA		
CUATERNARIO							
TERCIARIO	Neógeno	Plioceno-Holoceno	Gigante / Mesa (1000 mts)	Terrestre, Llanuras de Piedemonte.			
			Honda (2500 mts)	Terrestre, Llanuras Aluviales			
		Mioceno	Medio a Superior	Barzalosa (50 - 300 mts)	Terrestre, Lagunas		
				Doima			
			Inferior	Doima			
	Paleógeno	Oligoceno	Gualanday	Potrerillo	Terrestre, Ríos entrelazados.		
				Chicoral			
				Chicoral			
		Eoceno Superior					
		Paleoceno	Guaduala	Teruel	Terrestre, Paálico.		
San Francisco							
CRETÁCEO	Superior	Maastrichtiano	Guaduala	Marino Inter a Intamarea.			
		Maastrichtiano Campaniano	Monserate (150 - 200 mts)				
	Inferior	Secuencia Preorogénica	Santoniano Albiano	Villeta (700 - 1100 mts)	Shale Aico	Plataforma Detrítico - Calcárea	
					La Luna		
					Shale Bambuca		
Albiano	Caballos (90 - 200 mts)		Superior	Fluvial Salobre			
		Medio					
Aptiano			Inferior				
			Yaví (385 mts)	Supra intermareal Terrestre.			
JURÁSICO							
			Saldaña (800 - 1500 mts)	Subaéreo Vulcanoclástico			

Fuente: PETROMINERALES

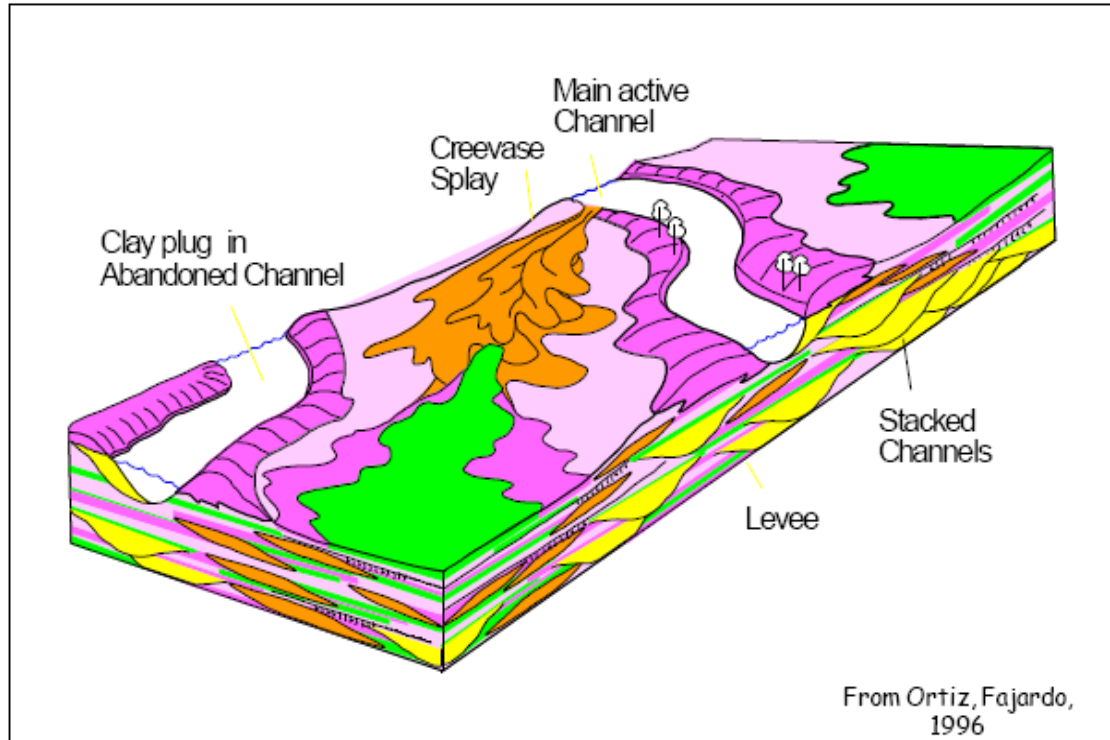
1.1.4 Breve descripción del modelo sedimentario.

La Formación Honda, que es la principal formación productora y es el principal objetivo del presente análisis, corresponde a depósitos fluviales de ambiente continental con dirección preferencial N-S, representados por ciclos grano decreciente de canales apilados principalmente. Las arenitas están constituidas por granos de tamaño medio con esporádicas variaciones a tamaño grueso y muy grueso. Los minerales autigénicos (esmectita) se encuentran formando delgados abrigos alrededor de los granos del armazón. La porosidad primaria es predominante y es en promedio del 15%-18%. Hace parte también de esta formación los complejos de crevasse, con facies de areniscas bioturbadas, areniscas con laminaciones y ondulitas y areniscas con estratificación cruzada y el subambiente de llanura de inundación.

La Formación Honda en sus niveles productores de hidrocarburos, se encuentra sub-dividida en 8 unidades (TH2, TH3, TH3A, TH4, TH5, TH6, TH7 y TH8) con características geológicas, petrofísicas y de producción independientes.

Cada una de estas unidades estratigráficas está constituida por canales apilados, y separados de la sobreyacente unidad por llanuras de inundación continuas a través del campo. Todas las unidades definidas tienen buena continuidad a través del Campo. La Unidad TH1 es la Unidad inmediatamente superior y de allí hacia arriba son productoras de agua dulce. En la Figura 1.6 se observa un registro de pozo tipo a nivel de la Formación Honda indicando la zonificación estratigráfica de la Formación Honda.

Figura 1.6 Modelo sedimentológico para la formación Honda superior.



Fuente: Petrominerales Colombia LTD.

1.1.5 Breve descripción del análisis petrofísico.

El modelo petrofísico que se usa en este análisis fue desarrollado por ECOPETROL en el estudio realizado en el 2001. La base de información que sustentó la aplicación de la metodología RQI (Rock Quality Index) fueron los 880 datos de porosidad y permeabilidad al aire del pozo Dina-12 medidos en el año 1964. Los datos se corrigieron y se llevaron a condiciones de yacimiento a través y de la corrección de NMS y usando la metodología de humedad controlada tomados en los años 2000 y 2001.

1.1.6 metodología usada para la interpretación petrofísica.

1. Corrección Klinkenberg a los datos de permeabilidad al aire existentes, usando las nuevas mediciones realizadas en 2000-2001.
2. Corrección sensibilidad al “Net Mean Stress” para porosidad y permeabilidad, usando las nuevas mediciones realizadas en 2000-2001.
3. Determinación experimental y corrección “clay bound porosity”, usando las mediciones realizadas bajo condiciones de humedad controlada.
4. Cálculo V_{clay} a partir de V_{shale} , análisis DRX-TS y registro GR.
5. Zonificación del yacimiento en litotipos (tipos de roca) utilizando datos de corazón, mediante la metodología de RQI.
6. Determinación de la permeabilidad según los litotipos determinadas. Se realizó la predicción del FZI (“Flow Zone Indicator”) utilizando análisis estadístico multivariado, lógica difusa y redes neuronales
7. Determinación R40 (principal radio de garganta asociado al flujo) a partir del análisis de curvas de presión capilar. Caracterización poral.
8. Zonificación del yacimiento en petrofacies a partir de la información de R40.
9. Determinación de saturación de agua irreducible.
10. Determinación Q_v (capacidad volumétrica de intercambio catiónico), parámetro requerido en el modelo de saturación de Waxman-Smits-Thomas.

En la tabla 1.3 se resume las propiedades petrofísicas de las formaciones productoras del campo Dina Terciarios.

Tabla 1.3 Propiedades petrofísicas de las formaciones productoras en el campo Dina Terciario.

	FORMACION			
	Honda	Barzalosa	Doima-Chicoral	Monserrate
Datum (pies) TVDs s	1600	2200	2200	2200
Presión de Yacimiento actual (Psia)	1150	1600	1500	1450 (DT-63)
Temperatura de Yacimiento (°F)	130	128	133	150
Presión inicial de yacimiento (Psia)	1290	1560	1550	1600
Presión de burbuja Psi	1800	1640	1412	1950
Sw actual (Fracción)	—	—	—	0.48 @ W. CUT=90%
So actual (Fracción)	—	—	—	0.52 @ W. CUT=90%
Sor	20	—	—	0,27
Sw prom inicial(%)	50 (Swirr)	35	35	30
Permeabilidad promedio (md)	50	25	6	75
Porosidad promedio (%)	17	15	11	18
Tipo de formación	arena arcillosa	arena arcillosa	Arcillosa y conglomerática	arenisca
Contenido de arcillas	mechtita-Caolinit	Caolinita	caolinita (12 a 30%)	caolinita (< 10%)
Espesor neto prom (Pies)	500	17	35	25
Profundidad Prom (ft)	2300	3500	3500	3500

Fuente: Petrominerales Colombia LTD.

Debido a que Petrominerales Colombia LTDA. recibió campo Dina Terciarios mediante el contrato de producción incremental en el año 2001, los datos de saturaciones evaluados en la tabla 1.3 no se encuentran disponibles ya que la información de yacimiento de este campo no se encuentra actualizada a la fecha de elaboración del presente documento.

2. GENERALIDADES TECNICAS

2.1. ESTIMULACIÓN

Una estimulación se define como el proceso mediante el cual se restituye ó se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento que sirven para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo o de este a la formación.

Los objetivos de la estimulación son: para pozos productores, incrementar la producción de hidrocarburos; para pozos inyectoros, aumentar la inyección de fluidos como agua, gas o vapor, y para procesos de recuperación secundaria y mejorada, optimizar los patrones de flujo.

El índice de productividad (IP) es un indicador de la capacidad o habilidad de un pozo para producir fluido del yacimiento; siendo el IP un parámetro fundamental en el análisis comparativo de la productividad antes y después de concluir los trabajos de estimulación realizados al pozo.

Existe una amplia gama de literatura técnica de los diferentes tipos de tratamientos que pueden ejecutarse en un yacimiento de acuerdo con sus características. El avance tecnológico a través de simuladores y equipo de laboratorio nos permite detectar pozos candidatos a estimular, diagnosticar su daño y proponer los diseños más adecuados en forma rápida y con mayor certidumbre.

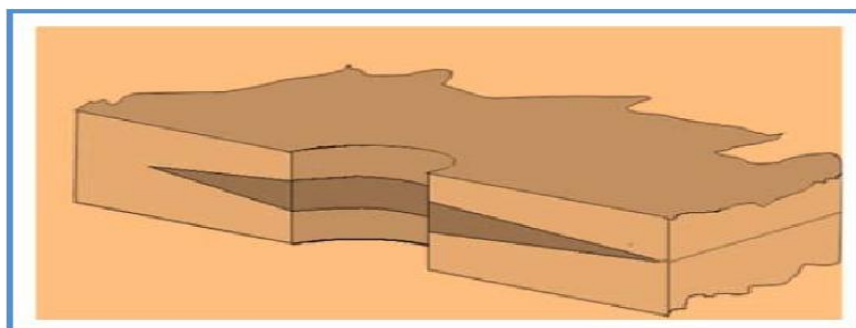
2.2. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

Desde la primera operación intencional de estimulación de un yacimiento

por fracturamiento hidráulico, ejecutada a fines de la década de 1940, los ingenieros y científicos han procurado comprender la mecánica y geometría de las fracturas creadas hidráulicamente. Si bien el incremento de la productividad o inyectividad de un yacimiento estimulado puede implicar el éxito de un tratamiento, no necesariamente significa que los modelos de yacimiento y fracturamiento hayan pronosticado correctamente el resultado. Siempre deben considerarse las características del yacimiento a la hora de diseñar los tratamientos de fracturamiento hidráulico.

El fracturamiento hidráulico es la técnica que consiste en generar en la roca reservorio una fractura, mediante la inyección a alta presión de un fluido viscoso ó fluido fracturante, este fluido se introduce por los poros y canales, de forma tal, que los canales se separen aumentando entre sí el espacio disponible y se conserve abiertos los conductos con un agente apuntalante, arena natural o sintética; una vez que se haya liberado la presión de inyección. El diseño de fractura generado se comporta como un canal de alta conductividad entre el yacimiento y el pozo, mejorando significativamente su capacidad productiva como se muestra en la figura 2.1.

Figura 2.1 Diseño de fractura normal horizontal.



Fuente: Book - Reservoir Stimulation, Schulerberger. (Adaptada)

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

2.2.1. CUANDO SE DEBE FRACTURAR.

El momento de fracturar es un factor muy importante para obtener el máximo beneficio de este tratamiento. Fracturar mientras el pozo produce lo suficiente es antieconómico. Hasta tanto el pozo no decline su producción por debajo de valores aceptables, la fractura no ayudará a recuperar la inversión. Por otra parte, cuanto más tiempo se espere para fracturar después de que un pozo ha declinado su producción, mayor será el tiempo no rentable. Fracturar en el momento que comienza el declive, generalmente resulta en una mayor producción de hidrocarburos antes de llegar a su límite económico, por ello es de suma importancia identificar los tiempos en que la declinación en la producción se hace severa con el fin obtener un trabajo de estimulación positivo.

En general se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

1. Tipo de Formación.
2. Pozos Marginales.
3. Zonas de Poco Espesor.
4. Distribución de los Pozos.

2.2.1.1. Pozos Marginales. Bajo ciertas condiciones, el fracturamiento de pozos marginales puede llegar a ser provechoso. Las estadísticas señalan que responden a la estimulación en un 50 a un 75% de las veces. Si el pozo está produciendo cantidades considerables de agua, deben examinarse cuidadosamente los costos de la fractura. Mientras que la fractura puede incrementar la producción de petróleo, el agua extra producida va a alargar el tiempo de recuperación económica. Generalmente, los pozos marginales con formaciones de baja permeabilidad, responden mejor a los tratamientos de fracturas. Comúnmente se encuentra cierta presión de yacimiento en la formación, y aunque los niveles más permeables puedan estar comprimidos, las fracturas pueden incrementar la producción apreciablemente, abriendo las secciones anteriormente cerradas.

2.2.1.2 Zonas de Poco Espesor. El cálculo del espesor de la zona es solamente una manera de expresar el hidrocarburo recuperable, se considera que un espesor de 5 pies es el mínimo rentable. Al considerar zonas delgadas, debe recordarse que el régimen de producción no depende del espesor de la zona únicamente, sino de la recuperación final, tipo de fluido, de la presión y tipo de daño a la formación (skin), y de los gastos de tratamiento. El fracturamiento de zonas delgadas; sin embargo, puede ser extremadamente beneficioso cuando el espesor de la formación no es uniforme, es decir, donde las secciones productoras de petróleo se ensanchan o donde no están bien definidas.

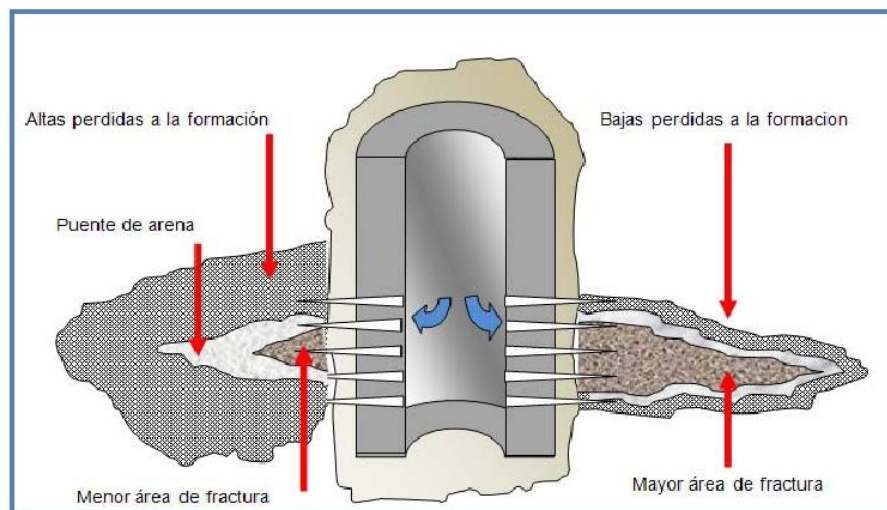
2.2.1.3 Distribución de los Pozos. La separación entre pozos influye en la cantidad de petróleo que puede ser producido por un solo pozo. Donde los pozos están muy cerca unos de otros, el tratamiento aumenta los costos y disminuye el rendimiento de recuperación. Las fracturas pueden ser especialmente productivas en pozos viejos que fueron perforados siguiendo

líneas límites o de otra forma siguiendo trazos irregulares. En tales yacimientos, el factor de drenaje no es uniforme y las fracturas pueden ayudar a producir las áreas no drenadas.

2.2.2 APLICACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

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

Figura 2.2 Esquema de fracturas, cortas y largas.



Fuente: Book - Reservoir Stimulation, Schulemberger. (Adaptada)

2.2.2.1 Aumento en la Producción. El aumento en la productividad de un pozo generalmente se da como consecuencia de la creación de una fractura, la cual se convierte en un canal de flujo a través de la zona de permeabilidad alterada o zona skin; entre más profunda sea la fractura, mayor es el aumento de producción, ya que se conoce que la eficiencia de drenaje disminuye naturalmente con la distancia de radio de drene, es

entendible que al extender los canales de flujo en la formación se permite que más hidrocarburo alcance la cara de pozo; un incremento de la capacidad de flujo de la fractura, genera un incremento del potencial de producción; como resultado, el daño alrededor del pozo cerca de la zona fracturada tiene un menor efecto en la productividad; pero si el daño se presenta en la cara de la fractura, este tiene efecto negativo en la producción.

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

Los pozos nuevos que son fracturados, a menudo responden en primera instancia con una productividad de varios cientos de veces la prueba inicial, en algunos casos este incremento de productividad puede mantenerse. Cuando el yacimiento aún tiene una presión adecuada, por ejemplo, pozos viejos en bombeo mecánico como el DT 10, DT 11, generalmente responden con aumentos de 5 a 10 veces la producción de aceite. Ninguno de estos promedios debe considerarse como la última palabra en la posibilidad de incrementar la productividad por medio de fracturas. A medida que las nuevas técnicas de tratamiento producen fracturas más extensas y con mayor conductividad, se obtienen mayores incrementos de producción.

Si de las pruebas de presión se obtiene, que la presión formación es muy baja, por ejemplo, un yacimiento maduro, un tratamiento de fracturamiento hidráulico solo podría incrementar temporalmente la producción, pero la misma declinaría rápidamente debido a la baja presión que este presenta.

2.2.2.2 Desarrollo Comercial de Yacimientos con Baja Permeabilidad.

En campos donde la permeabilidad de la formación es muy baja se utiliza la técnica de fracturamiento hidráulico masivo, esto implica el uso de 50.000 a 500.000 galones de fluido fracturante y de 100.000 a un 1'000.000 de libras de material de soporte. El propósito del fracturamiento hidráulico masivo, es exponer una gran área superficial de la formación para permitir el flujo hacia el pozo. Se define una formación con baja permeabilidad la que tiene una permeabilidad in situ de 0.1 md o menos.

2.2.2.3 Inyección de Fluidos a la Formación. En yacimientos donde no hay empuje de gas o de agua, se requiere la implementación de pozos inyectoros para tratar de mantener la presión de formación y así sostener la producción en condiciones económicamente viables.

En estos tipos de yacimientos las fracturas pueden incrementar los valores de inyectividad aumentando la capacidad de cada pozo inyector.

2.3 TRATAMIENTO MATRICIAL ÁCIDO.

El tratamiento matricial ácido consiste en la inyección de ácido a la formación a una presión suficientemente alta para generar unos canales o abrir fracturas ya existentes. Es el método de acidificación más usado para estimular formaciones de carbonatos (calizas o dolomitas).

La estimulación se obtiene cuando se crean canales de flujo por reacción del ácido con las paredes solubles de la formación, creando fracturas en la roca, las cuales no sellan totalmente los canales irregulares creados por el ácido. La penetración del ácido "vivo" (aun no gastado totalmente) determina la longitud de fractura que permanecerá abierta luego del tratamiento.

De forma similar a una fractura con entibador, el incremento de productividad quedará determinado por la longitud y el contraste de la fractura acidificada.

2.3.1 Distancia de penetración del ácido. La distancia que el ácido reactivo recorre a lo largo de la fractura durante el tratamiento es llamada distancia de penetración del ácido. Naturalmente el fluido utilizado en la estimulación matricial ácido continuará moviéndose más allá de la cara del pozo, convirtiéndose en un ácido gastado o reaccionado; por lo tanto el aporte al incremento de la productividad será nulo ya que no creara canales de flujo..

2.3.2 Velocidad de reacción. La reacción global entre el ácido y la formación comprende dos etapas sucesivas: transparencia del ácido desde el seno del fluido hasta las paredes de la formación y la reacción propiamente dicha en la superficie de contacto entre el ácido y la formación.

En la mayoría de los carbonatos la reacción superficial es tan rápida que la velocidad de reacción global depende de la velocidad de transferencia del ácido hasta las paredes, esta velocidad de transferencia a su vez depende de:

- a) Distancia que el ácido debe recorrer (proporcional al ancho de la fractura)
- b) Flujo hacia la pared por pérdida de flujo hacia la formación.
- c) Procesos de mezclado: torbellinos (en régimen turbulento) o convección inducida por cambios de densidad derivados de la reacción.

2.3.3 Velocidad de pérdida de fluido. Cuando el ácido ingrese a la fractura reaccionará con las paredes y podrá eliminar el revoque formado por el reductor de filtrado del colchón viscoso. En adelante, la geometría estará controlada por las propiedades del ácido, si bien no se puede predecir con

precisión cuál será el cambio en la geometría. Es de prever que la fractura comenzará a cerrarse como resultado del incremento en la velocidad de pérdida de fluido, y al cabo de un cierto tiempo la geometría puede aproximarse a la que correspondería si no se usara colchón viscoso.

El control de filtrado de ácido en carbonatos es mucho más difícil que cuando se fracturan areniscas con fluidos inertes, puesto que el ácido disuelve continuamente la matriz que soporta el aditivo reductor de filtrado. Además, muchos carbonatos están naturalmente fracturados o poseen pequeñas cavidades cavernosas que son canales de flujo más difíciles de obturar con un aditivo.

2.3.4 Ancho de la fractura. Un incremento en el ancho de la fractura normalmente aumentará la distancia de penetración del ácido, porque reduce la velocidad de reacción global. Si bien el incremento no es directamente proporcional, es de magnitud sustancial y depende de los otros factores involucrados como el tipo de formación, concentración del ácido utilizado, velocidad de reacción, entre otras.

2.3.5 Relación área/volumen. Este factor es el que más afecta a la velocidad de reacción entre los ácidos y la roca. La relación entre el área mojada por el ácido al volumen de éste, varía en un rango muy amplio, siendo la velocidad de reacción directamente proporcional a esta reacción. Es decir, entre mayor sea el área de superficie de la roca expuesta al ácido, éste se gastará más rápidamente.

2.3.6 Temperatura. Cuando la temperatura se incrementa el ácido reaccionará más rápidamente con la roca. Esto se debe a dos efectos principales: a mayor temperatura los efectos de difusión son más acentuados

y por lo tanto los iones hidrógenos tiene mayor movilidad y alcanzarán la superficie del solido más rápidamente. Asimismo, a mayor temperatura la viscosidad de la solución disminuirá facilitando por tanto el transporte de los iones de hidrógeno hacia la superficie del sólido.

2.3.7 Tipo de formación. La velocidad de reacción en las paredes de la fractura es una función compleja de la composición de la roca, presión, temperatura, etc. No obstante, se pueden establecer algunas generalidades.

- a) El ácido reacciona con dolomitas más lentamente que con calizas. En consecuencia la penetración aumenta para dolomitas. La diferencia es mayor a bajas temperaturas.
- b) Rara vez una formación es caliza pura o dolomita pura. Para mezclas de ambos carbonatos, se utiliza ácido clorhídrico a diferentes concentraciones según se desee la longitud de penetración para dicha formación.
- c) Si la formación contiene arena u otros elementos no reactivos con ácido clorhídrico, es preciso realizar ensayos en núcleos representativos.
- d) Normalmente, los trabajos de fracturación acida que se llevan a cabo con ácido clorhídrico en formaciones silíceas (areniscas, etc.) no tendrán éxito. Por ende se recomienda la utilización de ácido fluorhídrico.

2.3.8 Composición de la roca. La composición química y física de la roca influencia la reacción del ácido. Por ejemplo, el ácido clorhídrico reacciona generalmente más lento en dolomitas que en calizas.

La mayoría de las formaciones contienen algunos materiales que son

insolubles en determinados ácidos. Además, la distribución de estos materiales en contraste con los minerales solubles afectará fuertemente la velocidad de reacción. Por ello dos formaciones de la misma permeabilidad, mineralogía y solubilidad al ácido, pueden responder en forma distinta a una acidificación.

2.3.9 Viscosidad. La viscosidad afecta el transporte de los iones hidrógeno hacia la interfase líquido-roca ya que no permite el movimiento de estos para que hagan contacto con los minerales de la roca y por lo tanto disminuye la velocidad de reacción. Este efecto se ve disminuido a mayor temperatura, por la disminución intrínseca de la viscosidad.

2.2.10 Tipo de ácido y aditivos. Si la pérdida de fluido del ácido puede ser controlada, a veces es factible utilizar ácido retardado para maximizar la penetración. Se considera que un ácido es retardado para su uso en fracturación ácida, si su velocidad de reacción global en la fractura es significativamente menor que la del ácido clorhídrico. Se han propuesto diversas alternativas:

a) Sistemas ácidos viscosos. Incluyen ácidos emulsionados y ácidos gelificados con polímeros. El efecto de retardo es principalmente resultado de la viscosidad elevada, que reduce la velocidad de transferencia de masa hacia la pared de la fractura.

b) Ácidos químicamente retardados. Por ejemplo aquellos que contienen surfactantes oleo-humectantes y que forman una delgada película oleosa sobre las caras de la fractura que retarda la reacción.

c) Ácidos orgánicos. Típicamente ácido acético y fórmico.

d) Espuma ácida. El ácido espumado ofrece un notable incremento de viscosidad y menores propiedades de filtrado. En consecuencia, mejora sensiblemente la penetración reduciendo la velocidad de reacción global en la etapa controlante.

3. EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DE LOS POZOS A ESTIMULAR.

Todo trabajo de fracturamiento hidráulico tiene como objetivo fundamental aumentar la rentabilidad actual de la producción del pozo, lo cual indica que se debe realizar una evaluación minuciosa posterior a dichos trabajos. La evaluación de las operaciones de fracturamiento hidráulico debe enfocarse en averiguar si el trabajo fue realmente exitoso, y si no lo fué, la causa de la falla.

Existen básicamente dos métodos de evaluar los trabajos de fracturamiento hidráulico, uno desde el punto de vista ingeniería-operacional, el cual tiene en cuenta la comparación de la planeación del trabajo frente a la ejecución del mismo, la curvas de capacidad de afluencia (IPR) antes y después y el monitoreo de pruebas de pozo de rutinas anteriores y posteriores a trabajos de fracturamiento, criterios teóricos discutidos en capítulos anteriores. También se deben evaluar los trabajos de fracturamiento hidráulico desde un punto de vista económico teniendo como parámetros básicos, la inversión neta, el valor presente neto, la tasa interna de retorno y la relación costo beneficio entre otras, como se muestra en el anexo A.

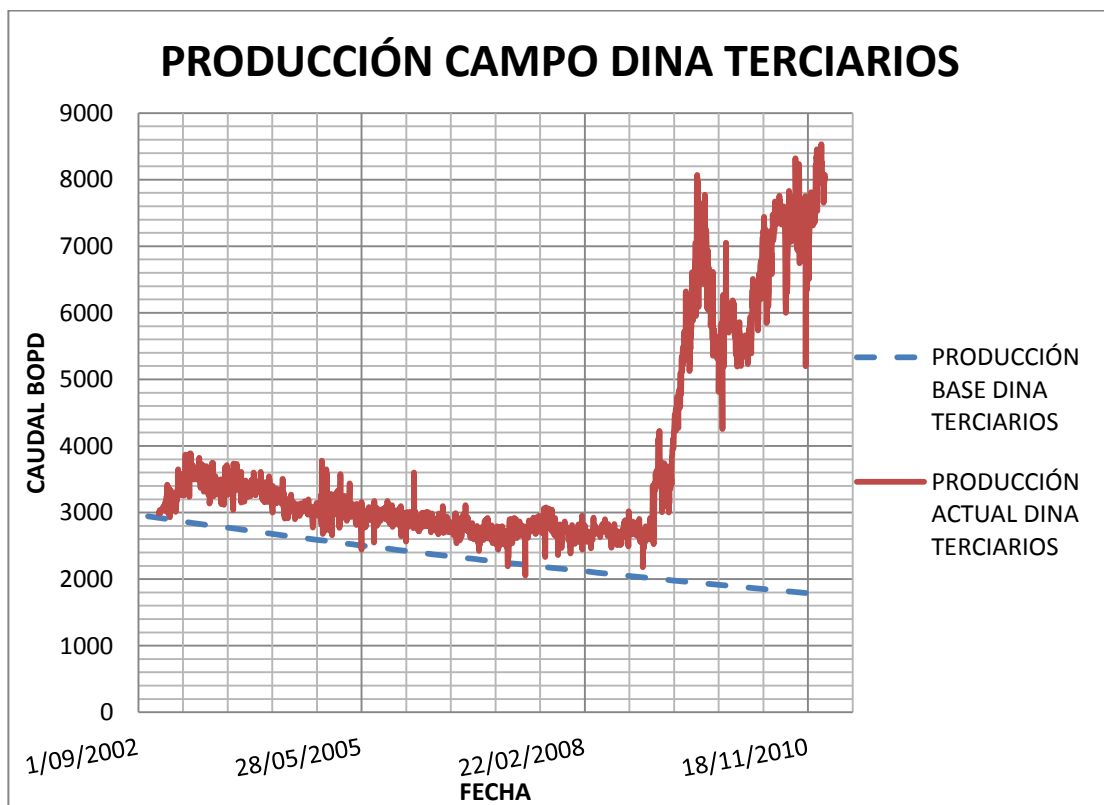
Se debe tener en cuenta que para efectos de análisis económicos la tasa de oportunidad establecida por PETROMINERALES COLOMBIA LTD es de 16%, el costo del barril para los períodos establecidos durante el trabajo fue de 83,29 dólares en relación a un precio WTI de 98,45 dólares ¹ y el número de períodos a evaluar después de la estimulación es de 12 meses.

¹ **Se debe aclarar que los precios del barril fueron establecidos por PETROMINERALES COLOMBIA LTD y ECOPEPETROL a esa fecha.**

Para este análisis se toman las 3 formaciones productoras del campo Dina Terciarios, como lo son: Honda, Doima-Chicoral, y Monserrate, a las cuales se les realizan trabajos de estimulación como lo son fracturamiento hidráulico para las dos primeras y tratamiento matricial ácido que se aplica a esta última.

Como se muestra en la figura 3.1 se presenta la curva de declinación para el campo de Dina Terciarios. En ella se aprecia la drástica caída de producción que presenta en el periodo del 2002 al 2008 pasando de 4000 BOPD aproximadamente a 2600 BOPD.

Figura 3.1 Curva de producción para campo Dina Terciarios.



Fuente: Petrominerales Colombia LTD.

Con la figura 3.1 podemos determinar el comportamiento a futuro que presentara el campo Dina Terciarios y con ello optimizar los trabajos de recuperación secundaria y terciaria que brinden mayor tiempo e incremento en la producción de hidrocarburos.

Para el año 2008 PETROMINERALES inicia su campaña intensiva, la cual consiste en perforar, completar y estimular el pozo, en un mismo procedimiento para las 3 formaciones de Dina Terciario alcanzando un pico máximo de producción para el año 2010 de 8600 BOPD, según lo establecido en el contrato de producción incremental firmado con ECOPETROL, (Ver Anexo B).

Para llevar a cabo este análisis comparativo, se realizan los estudios previos, de los cuales se toma una selección de los pozos ubicadas en cada zona productora por medio de una muestra aleatoria correspondiente al 20% del total de los pozos presentes por cada formación.

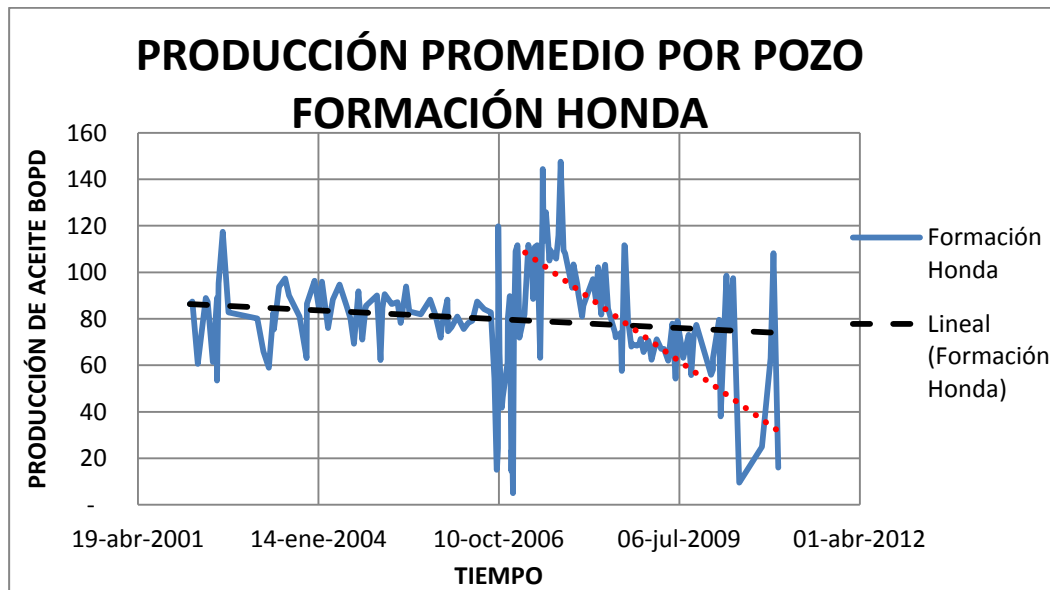
3.1 EVALUACIÓN DE LOS POZOS DE LA FORMACIÓN HONDA.

Para determinar la declinación y la tendencia de producción en la formación Honda, se realizó un promedio de la producción con el fin de establecer un caudal base en relación a los pozos trabajados con el fin de obtener una comparación con el caudal actual, generado por los trabajos de estimulación con fracturamiento hidráulico.

El comportamiento de producción mostrado en la figura 3.2 muestra una declinación a lo largo de 10 años, en el cual se aprecia un periodo relativamente constante en las fechas del 2001 al 2006 con una tasa de producción base de 68 BOPD. Actualmente a la formación Honda se le

realizan trabajos de fracturamiento hidráulico con el fin de incrementar la cantidad de barriles de petróleo. Para el periodo correspondiente del 2006 al 2007 se inician los trabajos de estimulación alcanzando un incremento significativo en la producción y a su vez una declinación mayor (Línea roja, figura 3.2), a la que presentaba la formación sin estimulación para los años anteriores; esta caída tan acelerada se debe a lo depletada que se encuentra la formación Honda.

Figura 3.2 Curva de declinación de la formación Honda.



Fuente: Los Autores.

3.1.1 ESTADO DE LOS POZOS ANALIZADOS PARA LA FORMACIÓN HONDA ANTES DE REALIZAR EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

En la Tabla 3.1 se muestran los datos de perforación y completamiento de los 3 pozos analizados en el estudio comparativo que se hace para la formación Honda.

Tabla 3.1 Estado de las perforaciones formación Honda.

FORMACIÓN HONDA								
Pozo	PERFORACIÓN		Tipo	Ángulo de Desviación	MD (Ft)	TVD (Ft)	Intervalos Perforados	COMPLETAMIENTO
	Inicio	Final						
A	25 Sep / 2009	11 Oct / 2009	S	45.31°	4842	4223.8	13	Cañoneo casing gun 4-1/2" 6 spf 60° Phasing (API RP 19 Pen =54° Entry Hole =0,4") y tratamiento de estimulación tipo fracturamiento hidráulico con la técnica skin by pass frac.
B	17 Dic / 2009	25 Dic / 2009	S	24.81°	3643	3573.5	12	Cañoneo Casing Gun 4 1/2" OD, 5 SPT, 60°, carga HSD-L-4505 HMX y tratamiento de estimulación tipo fracturamiento hidráulico con la técnica skin by pass frac.
C	7 Dic / 2009	16 Dic / 2009	S	28.96°	3663	3567.1	11	Cañoneo Casing Gun 4-1/2" 6 spf 60° Phasing (API RP 19 Pen =54° Entry Hole =0,4") y tratamiento de estimulación tipo fracturamiento hidráulico con la técnica skin by pass.

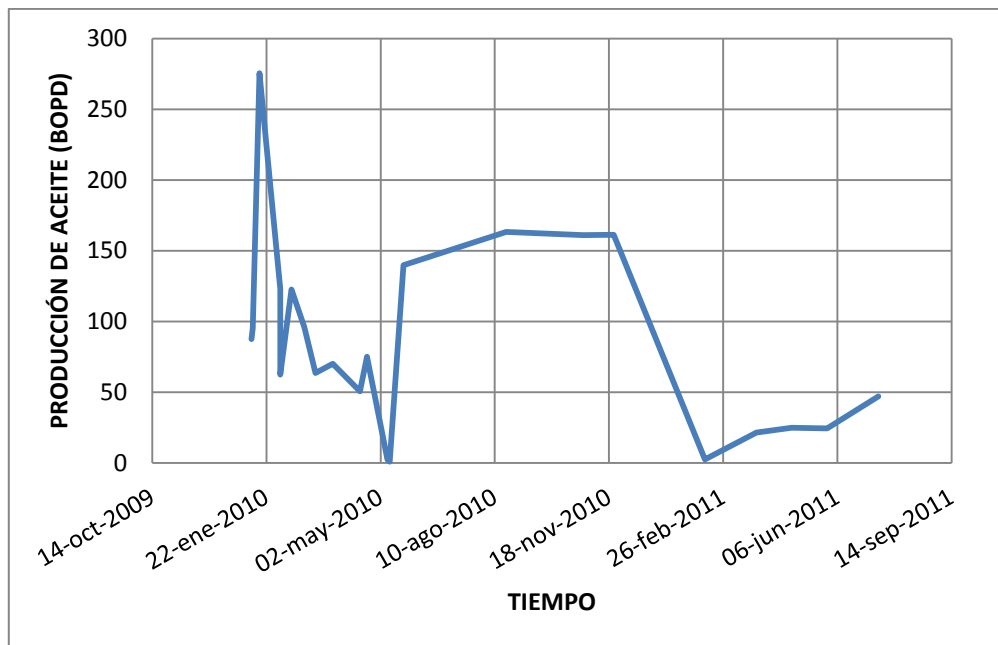
Fuente: Los Autores.

3.1.2 POZO A

3.1.2.1 ESTADO DEL POZO DESPUÉS DE REALIZAR EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

El fracturamiento hidráulico del pozo A fué realizado el 16 de Diciembre del 2009 por la empresa SCHLUMBERGER en 13 intervalos de la formación Honda, a una profundidad de 4204 ft.

Figura 3.3 Curva de declinación pozo A post fractura.

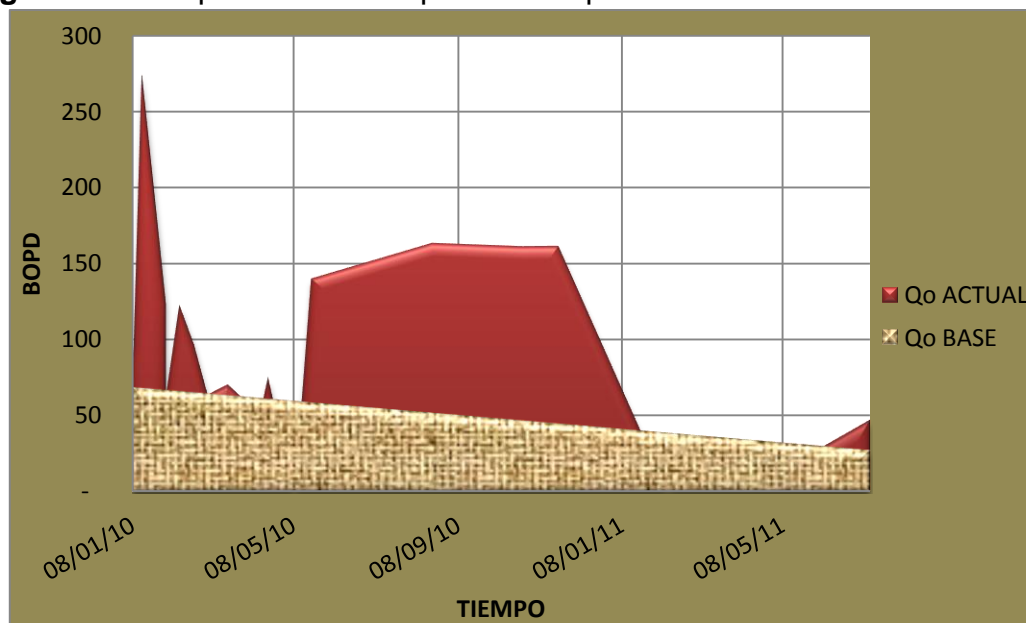


Fuente: autores

Después de este trabajo de estimulación se observó un rápido incremento en la producción tal como se muestra en la figura 3.3, alcanzando un pico máximo de 275 BOPD para el mes de Enero del 2010, con un corte de agua del 25%. Entre los dos meses siguientes la producción declinó drásticamente llegando a 50 BOPD para el mes de marzo.

Este incremento en su etapa inicial se debe al diseño de la fractura y que el área de esta se encuentra en contacto directo con la cara productora. Y la drástica declinación se debe a que el tipo de fractura usada para este pozo, fué una fractura corta en longitud, además de que campo Dina Terciario, es un campo maduro y el aporte de presión no es suficiente en los primeros meses de producción post fractura. Observando la figura 3.3 en el periodo correspondiente a mayo y junio, se puede decir que la onda de presión afecta directamente la fractura y restablece la tasa de producción para el pozo, a una cantidad promedio de 160 BOPD con un corte de agua del 24% en un periodo de 5 meses (Julio – Noviembre).

Figura 3.4 Comportamiento de producción pozo A.

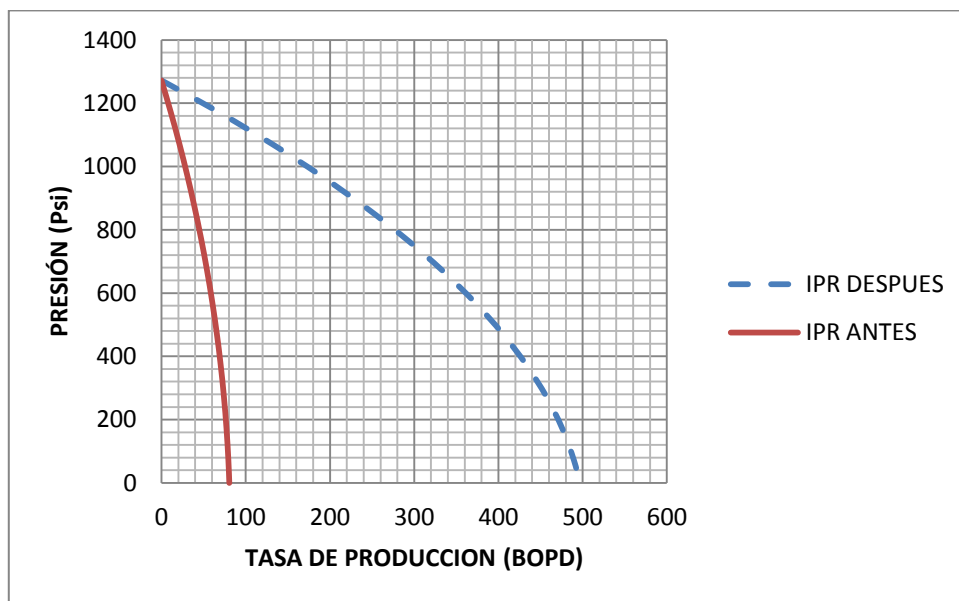


Fuente: Autores

Comparando el comportamiento de la producción base de la formación Honda sin trabajo de estimulación con 68 BOPD sacado de la figura 3.2, con la producción del pozo A con el trabajo de estimulación, puestos en la figura 3.4, se observan diferentes picos de incremento que están por encima de la

producción base y que certifican el éxito del fracturamiento para dicho pozo. La mayor producción se encuentra en un periodo de 5 meses de Julio a Noviembre. Para el mes de Diciembre el pozo A entra en declinación hasta alcanzar el comportamiento de la producción base para la formación Honda. En la actualidad la producción incremental acumulada entre los fechas de 8 de enero del 2010 al 12 de julio del 2011 para este pozo es de 26837.436 BOP con el fracturamiento hidráulico.

Figura 3.5 Índice de productividad del pozo A.



Fuente: Autores

Otro aspecto fundamental para realizar la evaluación del pozo A, fué analizar el índice de productividad (IPR) después de la estimulación, que en este caso se obtuvo un valor de 0.159 BPD/psi, comparando este valor con el obtenido antes del fracturamiento de 0.080 BPD/psi, se puede analizar que cambió en mayor proporción, lo que confirma que este trabajo de estimulación fué satisfactorio, trayendo una ganancia considerable para los intereses de PETROMINERALES.

Comparando los IPR antes y después de la estimulación en la figura 3.5, se puede observar que el comportamiento del flujo a la entrada de la formación mejoró, el potencial del pozo (máximo caudal) se incrementó en valor correspondiente al 620% del inicial, y la P_{wf} tiende a aumentar, estos aspectos nos muestran que el pozo mejoro las condiciones iniciales, es decir, el fracturamiento hidráulico en este caso tuvo el efecto esperado de aumentar la producción.

Los datos necesarios para calcular el IPR están resumidos en la tabla 3.2:

Tabla 3.2 Variables para calcular el IPR.

DATOS DEL POZO	Unidades	ANTES	DESPUES
Presión de Yacimiento (P_r)	Psia	1272	1272
Potencial del pozo (máximo caudal)	Bopd	80	496
Tope de perforados	Ft	2032	2032
Base de perforados	Ft	4204	4204
Nivel de fluido desde superficie	Ft	2024	1292.69
Corte de agua	%	11	25
Gradiente	Psi/Ft	0.386	0.393
IP actual	Bopd/Psi	0.08	0.159
Drawdown	Psia	849.902	554.197
P_{wf}	Psia	422.098	717.803
P_{wf}/P_r	Adim.	0.332	0.564
Caudal de fluido (Q)	BOPD	68	88
Diferencial de caudal (ΔQ)	BOPD	20	

3.1.2.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA

Analizando los resultados del estudio económico, resumidos en la tabla 3.3, el trabajo de fracturamiento hidráulico realizado al pozo A es altamente rentable, debido a que factores tales como: la tasa interna de retorno (TIR %) es positiva y por ende la relación beneficio costo (RCB) es alta, aproximadamente 1,67. Y lo más importante, el tiempo de recuperación de la inversión por parte de PETROMINERALES es de 2,89 meses (87 días), tiempo en el cual se considera muy viable para este tipo de proyectos.

Tabla 3.3 Criterios económicos evaluados en el pozo A.

COSTO DE ESTIMULACIÓN (US\$)	296.545,78
COSTO DEL LIFT (US\$)	90.000,00
COSTOS TOTALES (US\$)	386.545,78
VPN DE LOS EGRESOS (US\$)	2.294.546,20
VPN DE LOS INGRESOS (US\$)	3.834.617,56
VPN TOTAL (US\$)	1.540.071,35
TIR (%)	21,07
RCB	1,67
GANANCIA PROMEDIO MENSUAL (US\$)	133.717,53
PERIODO DE RECUPERACIÓN (MESES)	2.89

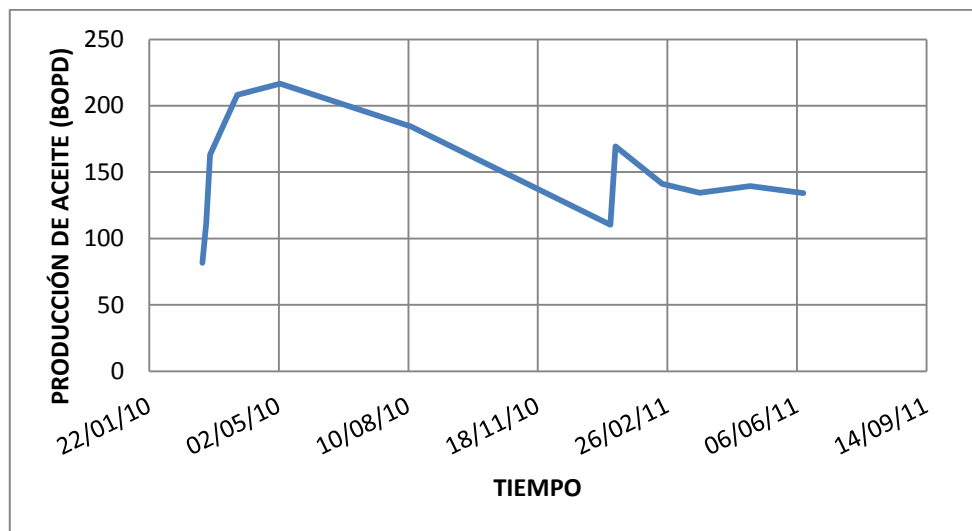
3.1.3 POZO B

3.1.3.1 ESTADO DEL POZO DESPUÉS DE REALIZAR EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

El fracturamiento hidráulico del pozo B fué realizado el 8 de Abril del 2010 por la empresa SCHLUMBERGER en 12 intervalos de la formación Honda, a una profundidad de 3070 ft.

Después de este trabajo de estimulación (ver figura 3.6), se observó un rápido incremento en la producción, alcanzando un pico máximo de 216 BOPD para el mes de Mayo del 2010, con un corte de agua del 36%. Entre los meses siguientes la producción declinó levemente llegando a 110 BOPD para el mes de Enero del 2011, y ese mismo mes se incrementa la producción a un valor estable de 140 BOPD debido a que se realizó un mantenimiento en superficie al levantamiento artificial PCP aumentando las revoluciones del motor.

Figura 3.6 Curva de declinación pozo B post fractura.



Fuente: autores

Los diseños de estimulación usados para el pozo B, consisten en fracturas cortas de longitud y anchas en espesor, obteniendo así, un mayor contacto de la fractura con la formación (ver figura 2.1).

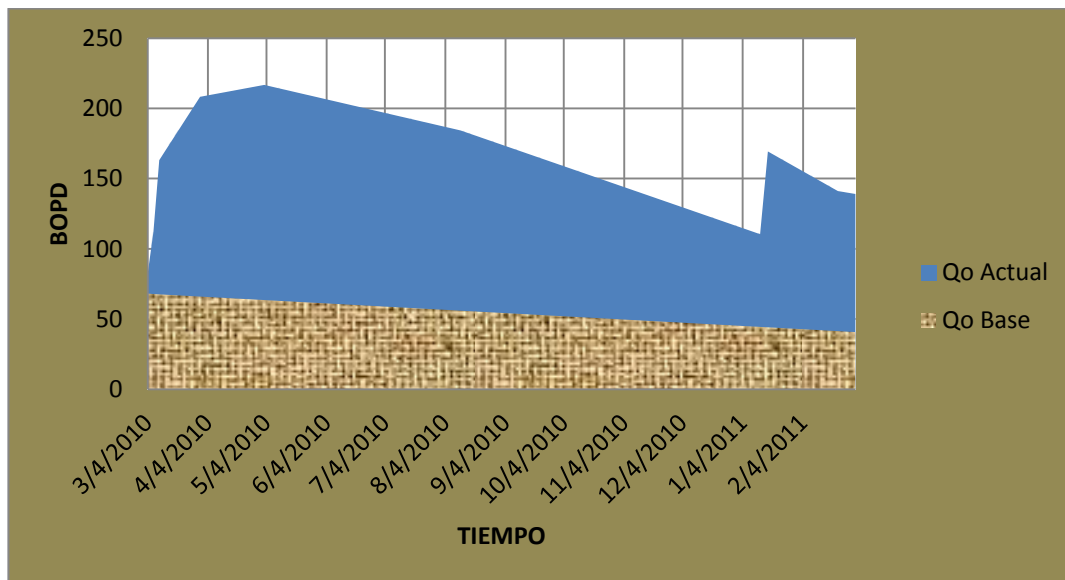
Debido a que la formación Honda es altamente consolidada, la declinación por acumulación de arena es poco probable, por ello la leve declinación que

presenta el pozo B en la figura 3.6, se debe al ritmo de producción que este tiene a lo largo del tiempo.

Además el pozo B se beneficia por la poca profundidad a la que se encuentran los intervalos productores (3070 pies) con una presión de yacimiento correspondiente a 1403 psi.

Situándonos en la figura 3.7, se observa como el comportamiento de la producción post estimulación supera considerablemente el caudal base estimado para la formación Honda a lo largo del año de producción. La declinación que presenta se hace muy leve a lo largo del tiempo que dura el pozo en desarrollo, comportamiento que aún no alcanza la producción base de la formación.

Figura 3.7 Comportamiento de producción pozo B.



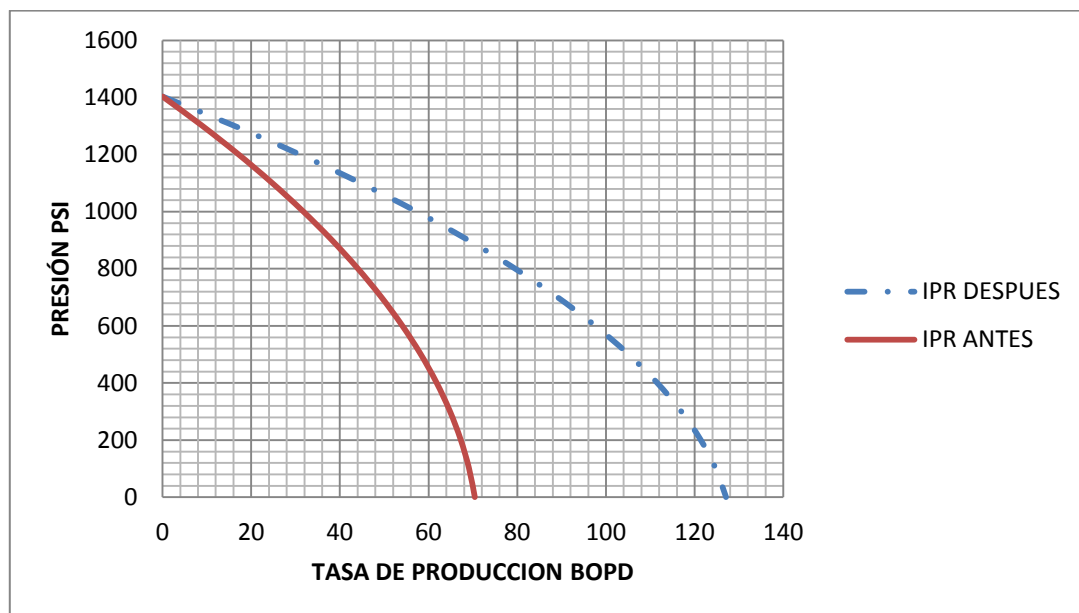
Fuente: autores

En la actualidad la producción incremental acumulada entre los fechas de 4 de Marzo del 2010 al 4 de Febrero del 2011 para este pozo es de 42228.161 BOP con el fracturamiento hidráulico. (Ver figura 3.7).

Realizando la evaluación del pozo B en la figura 3.8, por medio del índice de productividad (IPR) después de la estimulación, que en este caso se obtuvo un valor de 0.1107 BPD/psi, en comparación al valor obtenido antes del fracturamiento de 0.0548 BPD/psi. Se puede analizar que cambió en mayor proporción, lo que confirma que este trabajo de estimulación fué muy satisfactorio, trayendo una ganancia considerable para los intereses de PETROMINERALES COLOMBIA LTD.

Otro punto considerable es el aumento en el corte de agua pasando de un 11% a 36% para el pozo B. (Ver Tabla 3.4).

Figura 3.8 Índice de productividad del pozo B.



Fuente: autores

Comparando los gráficos de comportamiento de producción e índice de productividad del pozo B, se corrobora el excelente trabajo de estimulación realizado a este pozo y el buen aporte de caudal, ya que la producción se encuentra en un valor por encima al potencial máximo del pozo calculado (ver tabla 3.4), el cual tiene un valor de 127 Bsl/día.

Tabla 3.4 Variables para calcular el IPR.

DATOS DEL POZO	Unidades	ANTES	DESPUES
Presión de yacimiento	Psia	1403	1403
Nivel de fluido desde superficie	Ft	2024	1464.93
Tope de las perforaciones	Ft	1825	1825
Base de las perforaciones	Ft	3070	3070
Corte de agua	%	11	36
Gradiente	Psi/Ft	0.385	0.399
Pwf	Psia	163.399	392.124
Pwf/Py	Adim	0.116	0.279
Drawdown	Psia	1239.6	1010.875
IP actual	Bopd/Psi	0.0548	0.1107
Potencial del pozo	Bls/día	70.403	127.04
Caudal de fluido (Q)	Bls/d	68	82
Diferencial de caudal (ΔQ)	BOPD	14	

3.1.3.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA

Tabla 3.5 Criterios económicos evaluados en el pozo B.

COSTO DE ESTIMULACIÓN (US\$)	217.390,97
COSTO DEL LIFT (US\$)	90.000
COSTOS TOTALES (US\$)	307.390,97
VPN DE LOS EGRESOS (US\$)	1.824.681,11
VPN DE LOS INGRESOS (US\$)	7.352.302,014
VPN TOTAL (US\$)	5.527.625,904
TIR (%)	30,28
RCB	4,03
GANANCIA PROMEDIO MENSUAL (US\$)	210.401,82
PERIODO DE RECUPERACIÓN (MESES)	1.46

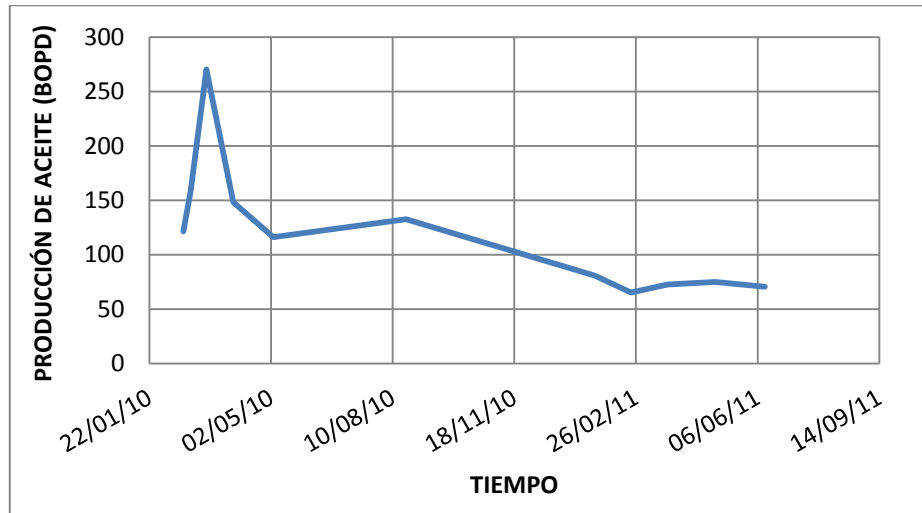
El trabajo de fracturamiento hidráulico realizado en el pozo B que se muestra en la tabla 3.5, genera mayor rentabilidad mensual y un menor tiempo de recuperación de toda la inversión 1.46 meses (44 días) por parte de PETROMINERALES. Debido a que el tiempo de recuperación es corto y las ganancias mensuales son altas, se tiene una tasa interna de retorno (TIR) del 30,28%.

3.1.4 POZO C

3.1.4.1 ESTADO DEL POZO DESPUÉS DE REALIZAR EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

Al pozo C perteneciente a la formación Honda se le realizó trabajo de estimulación por fracturamiento hidráulico el 9 de Febrero del 2010 por parte de la empresa SCHLUMBERGER en 11 intervalos productores a una profundidad de 3608 ft.

Figura 3.9 Curva de declinación del pozo C post fractura.

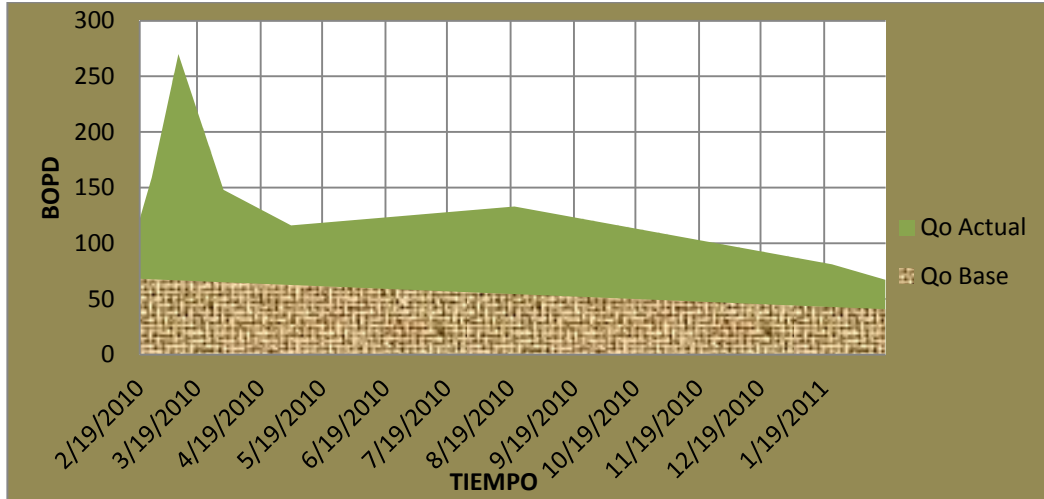


Fuente: Autores.

El resultado de este fracturamiento hidráulico mostrado en la figura 3.9, presenta un alto incremento en la producción para el mes de Febrero, inmediatamente después de realizada la estimulación, alcanzando el pico máximo en el mes de Marzo con 270 BOPD. Sin embargo, para este mismo periodo se inicia una fuerte declinación en el caudal, obteniendo valores de producción para el mes de Abril de 148 BOPD.

Los meses finales del 2010 fueron estables en la producción y con muy poca declinación, teniendo un promedio de 130 BOPD, con cortes de agua del 35 y 40%. Para comienzos del 2011 la producción ha declinado hasta alcanzar el comportamiento del caudal base para la formación a una tasa promedio de 70 BOPD.

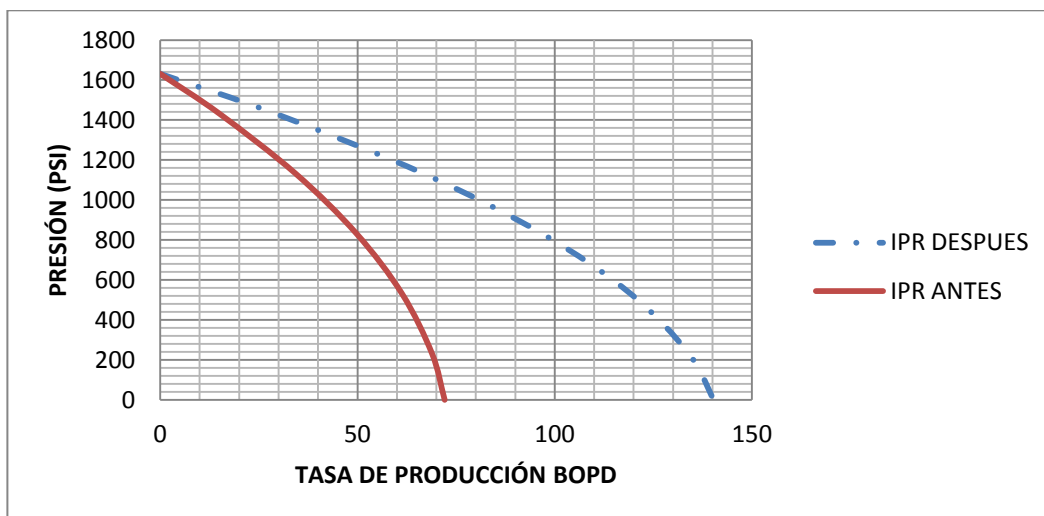
Figura 3.10 Comportamiento de producción del pozo C.



Fuente: Autores.

En la actualidad la producción incremental acumulada entre las fechas de 19 de Febrero del 2010 al 19 de Febrero del 2011 para este pozo es de 24920.05 BOP con el fracturamiento hidráulico.

Figura 3.11 Índice de productividad del pozo C.



Fuente: Autores.

Analizando la figura 3.11 de índice de productividad (IPR), se observa lo positivo del fracturamiento hidráulico realizado al pozo C, que en este caso se obtuvo un valor de 0,107 Bpd/día, en relación al IP antes de la estimulación el cual era de 0,05 Bpd/día. De igual manera se incrementa considerablemente el corte de agua, el cual pasa del 11 al 40% en un corto periodo de tiempo.

El pozo C después de la estimulación alcanza una producción máxima de 270 BOPD, valor que está muy por encima del potencial del pozo calculado el cual es de 140 Bsl/día. Pero este comportamiento solo ocurre durante el mes de Febrero del 2010, ya que de Marzo hasta Agosto la producción toma valores cercanos al potencial del pozo calculado para el pozo C y que se pueden observar en la tabla 3.6.

Tabla 3.6 Variables para calcular el IPR.

DATOS DEL POZO C	Unidades	ANTES	DESPUES
Presión de yacimiento	Psia	1631	1631
Nivel de fluido desde superficie	Ft	2024	1487.513
Tope de las perforaciones	Ft	1870	1870
Base de las perforaciones	Ft	3608	3608
Corte de agua	%	11	40
Gradiente	Psi/Ft	0.385	0.401
Pwf	Psia	275.868	502.097
Pwf/Py	Adim	0.1691	0.3078
Drawdown	Psia	1355.13	1128.902
IP actual	Bpd/psi	0.0501	0.1071
Potencial del pozo	Bls/día	72.088	140.271
Caudal de fluido (Q)	Bls/d	68	121
Diferencial de caudal (ΔQ)	BOPD	53	

3.1.4.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA

Tabla 3.7 Criterios económicos evaluados en el pozo C.

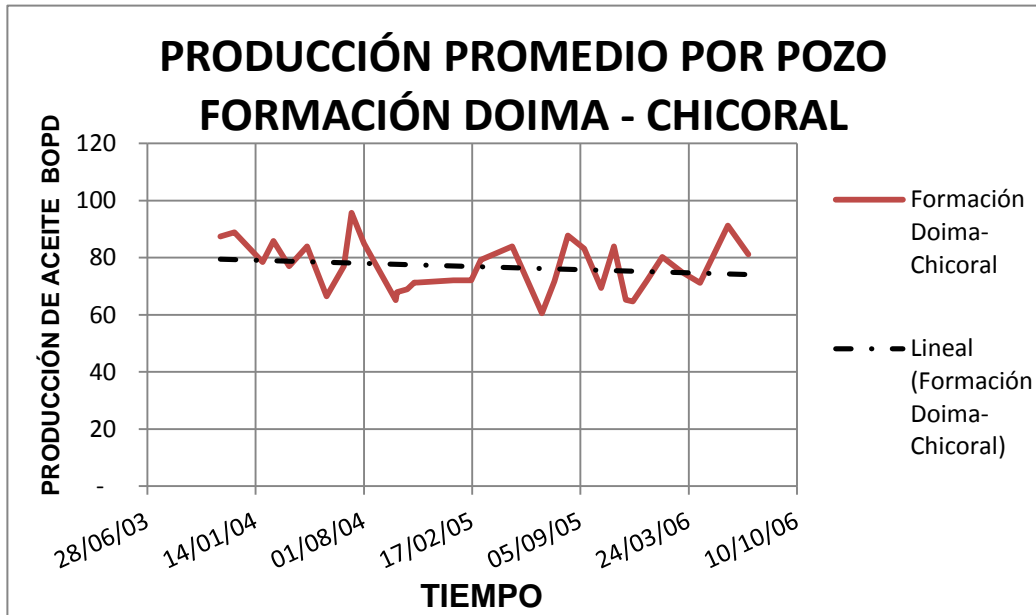
COSTO DE ESTIMULACIÓN (US\$)	270.395,96
COSTO DEL LIFT (US\$)	90.000
COSTOS TOTALES (US\$)	360.395,96
VPN DE LOS EGRESOS (US\$)	2.139.320,164
VPN DE LOS INGRESOS (US\$)	4.703.482,005
VPN TOTAL (US\$)	2.564.161,84
TIR (%)	23,87
RCB	2,19
GANANCIA PROMEDIO MENSUAL (US\$)	124.164,149
PERIODO DE RECUPERACIÓN (MESES)	2,9

El fracturamiento hidráulico realizado al pozo C fué exitoso y se demuestra con la evaluación económica realizada y resumida en la tabla 3.7. El tiempo de recuperación de dicha inversión es de 2.9 meses (87 días), tiempo corto para recuperar los costos del proyecto. Debido a que el tiempo de recuperación es relativamente corto y las ganancias mensuales son altas, se tiene una tasa interna de retorno (TIR) del 23,87%. Además es un pozo que dura cerca de 6 meses con una producción promedio de 140 BOPD.

3.2 EVALUACIÓN DE LOS POZOS DE LA FORMACIÓN DOIMA-CHICORAL

Doima-Chicoral es la segunda formación geológica de mayor producción y trabajos de perforación en campo Dina Terciario. Las operaciones de estimulación usadas en esta formación corresponden a fracturamiento hidráulico con diseños de fracturas anchas en espesor y cortas en longitud; con limpiezas en la cara de la formación debido a la gran cantidad de arena que allí se deposita.

Figura 3.12 Curva de declinación de la formación Doima-Chicoral.



Fuente: Autores.

Como se observa en la figura 3.12, la curva de declinación para Doima-Chicoral es muy suave a lo largo de un periodo de 4 años de producción, sin embargo presenta varias caídas y aumentos en la producción.

Para determinar la declinación y la tendencia de producción para la formación Doima-Chicoral, se realizó un promedio de la producción mostrado en la figura 3.12, con el fin de establecer un caudal base de 125 BOPD en relación a los pozos trabajados para obtener una comparación con el caudal actual de cada pozo analizado, generado por los trabajos de fracturamiento hidráulico.

Como se observa en la figura 3.12, la curva de declinación para Doima-Chicoral es muy suave a lo largo de un periodo de 4 años de producción, sin embargo presenta varias caídas y aumentos en la producción.

Para determinar la declinación y la tendencia de producción para la formación Doima-Chicoral, se realizó un promedio de la producción mostrado en la figura 3.12, con el fin de establecer un caudal base de 125 BOPD en relación a los pozos trabajados para obtener una comparación con el caudal actual de cada pozo analizado, generado por los trabajos de fracturamiento hidráulico.

3.2.1 ESTADO DE LOS POZOS ANALIZADOS PARA LA FORMACIÓN DOIMA-CHICORAL ANTES DE REALIZAR EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

En la Tabla 3.8 se muestran los datos de perforación y completamiento de los 3 pozos analizados en el estudio comparativo que se hace para la formación Doima-Chicoral.

Tabla 3.8 Estado de las perforaciones formación Doima-Chicoral.

FORMACIÓN DOIMA - CHICORAL								
Pozo	PERFORACIÓN		Tipo	Ángulo de Desviación	MD (Ft)	TVD (Ft)	Intervalos Perforados	COMPLETAMIENTO
	Inicio	Final						
D	31 May / 2009	11 Jun / 2009	J	34.50°	4892	4587.0	5	Cañoneo casing gun 4-1/2" 6 spf 60° Phasing (API RP 19 Pen =54" Entry Hole =0,4") y tratamiento de estimulación tipo fracturamiento hidráulico de los 5 intervalos productores.
E	8 Abr / 2009	19 Abr / 2009	J	52.13°	5260	4627	7	Cañoneo Casing Gun 4 ½" OD, 5 SPT, 60°, carga HSD-L 4505 HMX y tratamiento de estimulación tipo fracturamiento hidráulico con la técnica skin by pass frac.
F	23 Abr / 2010	7 May / 2010	J	75.64°	5800	4285.1	10	Cañoneo TCP 4-1/2" PJ4505 TPP 72° Phasing y fracturamiento hidráulico via casing por medio del bombeo de fluido polimérico YF130 RGM y propanante Jordan Unimin 12/20.

Fuente: Autores.

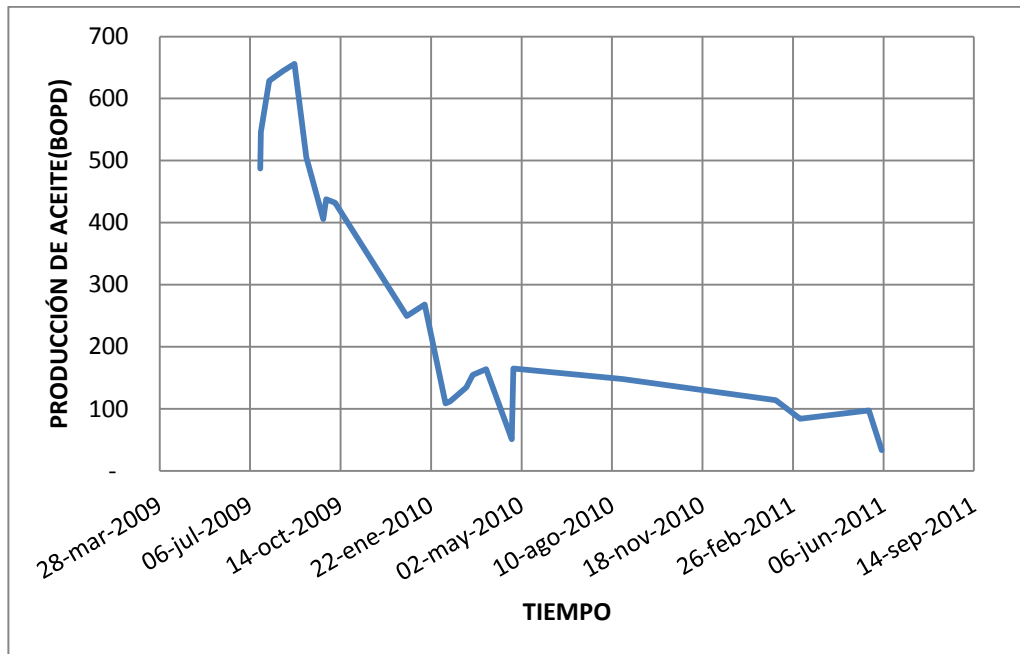
3.2.2 POZO D

3.2.2.1 ESTADO DEL POZO DESPUÉS DE REALIZAR EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

El fracturamiento hidráulico del pozo D fué realizado el 6 de Julio del 2009 por la empresa SCHLUMBERGER en 5 intervalos de la formación Doima-Chicoral, a una profundidad de 4500 ft. Con un seguimiento de producción desde la estimulación hasta la fecha.

Después de este trabajo de estimulación se observó un rápido incremento en la producción, alcanzando un pico máximo de 656 BOPD para el mes de Agosto del 2009, con un corte de agua del 28%. Entre los cuatro meses siguientes la producción declinó drásticamente llegando a 250 BOPD para finales del mes de Diciembre como se muestra en la figura 3.13.

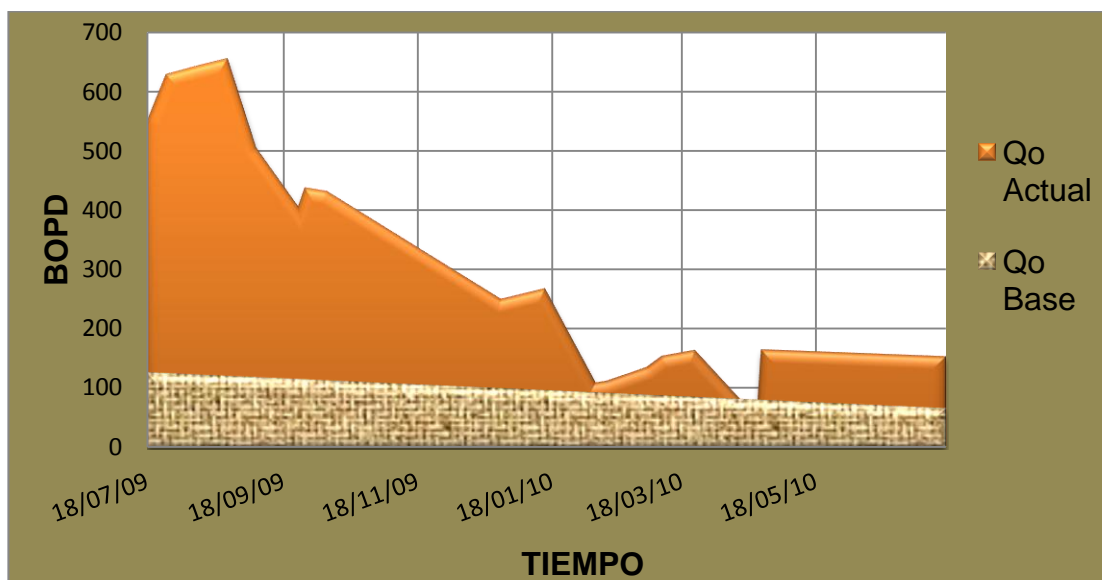
Figura 3.13 Curva de declinación del pozo D post fractura.



Fuente: autores

La drástica declinación en la producción se puede presentar por la acumulación de sedimentos que arrastra el fluido en su camino tortuoso a la cara del pozo, además, como el diseño que presenta la fractura es de corta longitud, esta se puede taponar con mayor facilidad. Sin embargo el aporte de presión calculado es relativamente bueno ($P_{wf} = 900$ psi), por lo que, el taponamiento de las arenas conglomeradas de Doima-Chicoral provocan que la producción caiga nuevamente hasta las condiciones de Caudal base de 125 BOPD calculado para la formación.

Figura 3.14 Comportamiento de producción del pozo D.



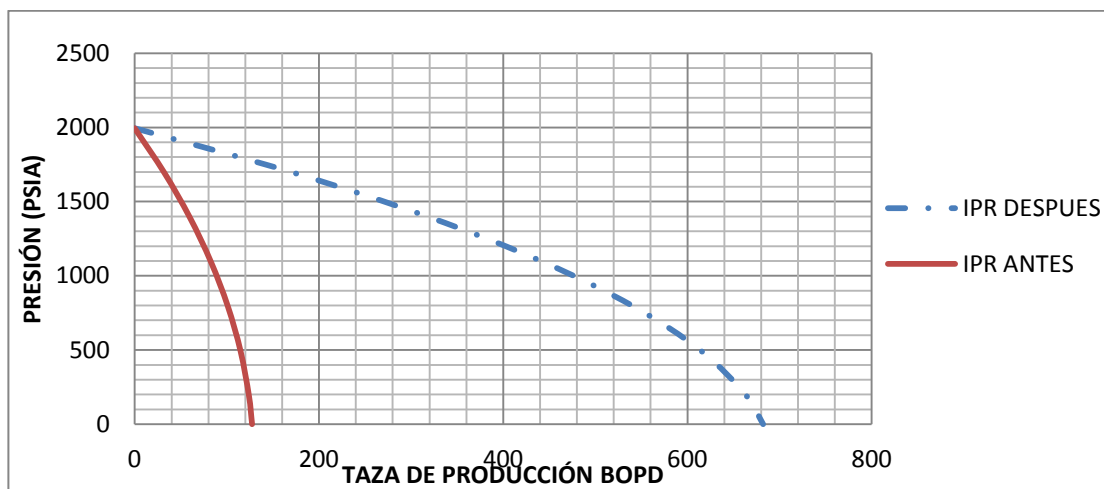
Fuente: Autores

Comparando el comportamiento de la producción base, es decir, el comportamiento de la formación Doima-Chicoral sin trabajo de estimulación alguno, con la producción del pozo actual, ya con la estimulación, a lo largo de un año, se observa un gran incremento que está por encima de la producción base y que certifica el éxito del fracturamiento hidráulico para el

pozo C, (ver figura 3.14). La mayor producción se encuentra en un periodo de 5 meses, presentando luego un declive de caudal hasta alcanzar los 125 BOPD que corresponden al comportamiento base para la formación.

En la actualidad la producción incremental acumulada para el pozo A es de 70.491,88 BOP, con el fracturamiento hidráulico.

Figura 3.15 Índice de productividad del pozo D.



Fuente: Autores

Un aspecto fundamental en la comparación de la producción del pozo D, es analizar el índice de productividad (IPR) después de la estimulación la cual me determina un potencial de aceite a ganar o perder, (ver figura 4.15). Para este caso se obtuvo un valor de 0.4748 BPD/psi con el pozo estimulado, y 0.0677 BPD/psi con el pozo sin estimular. De allí podemos confirmar lo exitoso que fué este trabajo de estimulación por fracturamiento hidráulico, ya que se puede observar que el comportamiento de flujo a la entrada de la formación mejoró, el potencial del pozo (máximo caudal) se incrementó en un valor correspondiente al 533% del inicial, y la Pwf tiende

a aumentar como se muestra en la tabla 3.9; estos aspectos nos muestran que el pozo C mejoro las condiciones iniciales, es decir, el fracturamiento hidráulico en este caso tuvo el efecto esperado de aumentar la producción.

Los datos necesarios para calcular el IPR estan resumidos en la tabla 3.9:

Tabla 3.9 Variables para calcular el IPR.

DATOS DEL POZO D	Unidades	ANTES	DESPUES
Presión de Yacimiento (Pr)	Psia	1995	1995
Potencial del pozo (máximo caudal)	Bopd	127,51	682,15
Tope de perforados	Ft	4010	4010
Base de perforados	Ft	4500	4500
Nivel de fluido desde superficie	Ft	3886	1799,75
Corte de agua	%	54	28
Gradiente	Psi/Ft	0.4086	0,3948
IP actual	Bopd/Psi	0.0677	0.4748
Drawdown	Psia	849.902	554.197
Pwf	Psia	150,78	969,43
Pwf/Pr	Adim.	0.0755	0.4859
Caudal de fluido (Q)	BOPD	125	487
Diferencial de caudal (ΔQ)	BOPD	362	

3.2.2.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA

Analizando los resultados del estudio económico, resumidos en la tabla 3.10, se determina que el trabajo de fracturamiento hidráulico realizado al pozo D es altamente rentable, debido a que factores tales como: la tasa interna de retorno (TIR %) es positiva y por ende la relación beneficio costo (RCB) es alta, aproximadamente 5.55, lo cual se debe al gran cantidad del valor

presente neto de los ingresos (VPN). Y lo más importante, el tiempo de recuperación de la inversión por parte de PETROMINERALES es de 1.34 meses (40 días), tiempo en el cual se considera muy viable para este tipo de proyectos.

Tabla 3.10 Criterios económicos evaluados en el pozo D.

COSTO DE ESTIMULACIÓN (US\$)	380.648
COSTO DEL LIFT (US\$)	90.000,00
COSTOS TOTALES (US\$)	470.648
VPN DE LOS EGRESOS (US\$)	2.793.779,255
VPN DE LOS INGRESOS (US\$)	15.508.869,9
VPN TOTAL (US\$)	12.715.090,64
TIR (%)	33,81
RCB	5,55
GANANCIA PROMEDIO MENSUAL (US\$)	35.1225,7909
PERIODO DE RECUPERACIÓN (MESES)	1,34

3.2.3 POZO E

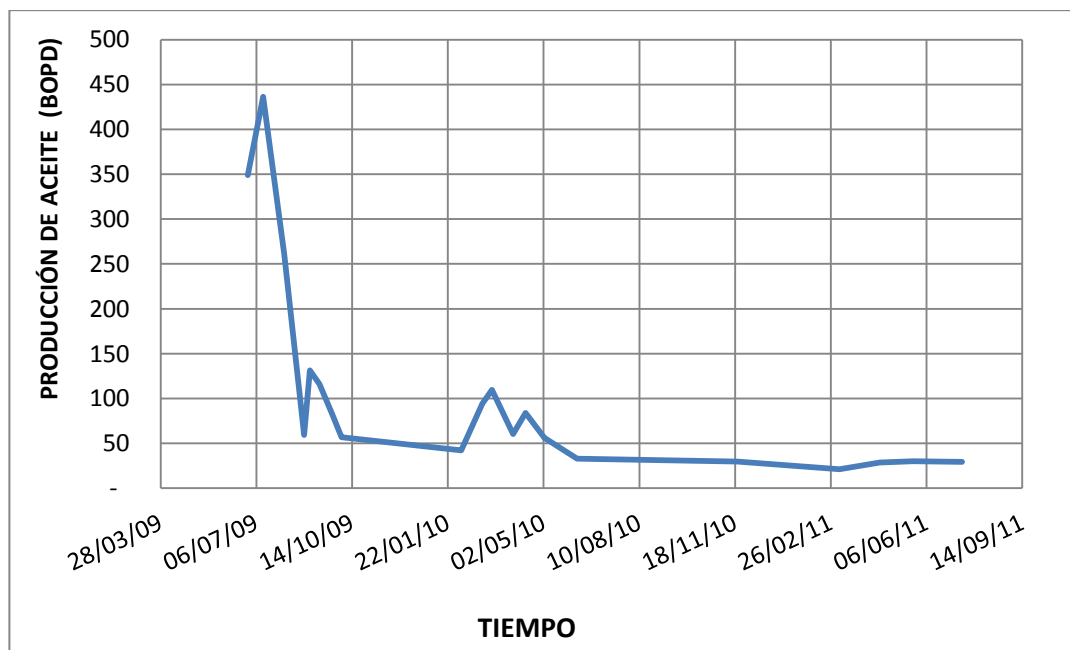
3.2.3.1 ESTADO DEL POZO DESPUÉS DE REALIZAR EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

El fracturamiento hidráulico del pozo E fué realizado el 11 de Junio del 2009 por la empresa SCHLUMBERGER en 7 intervalos de la formación Doima-Chicoral, a una profundidad de 4970 ft.

Después de este trabajo de estimulación se observó un rápido incremento en la producción, alcanzando un pico máximo de 437 BOPD para el mes de Julio del 2009, con un corte de agua del 40% como se muestra en la figura 3.16. En el mes siguiente la producción declinó drásticamente llegando a 59

BOPD para el mes de Agosto del 2009, y en este mismo mes se incrementa la producción a un valor estable de 131 BOPD. De allí en adelante la producción comienza a fluctuar manteniendo el ritmo de declinación hasta la fecha, llegando a tasas de producción de 30 BOPD con cortes de agua del 44% para Julio del 2011.

Figura 3.16 Curva de declinación del pozo E post fractura.



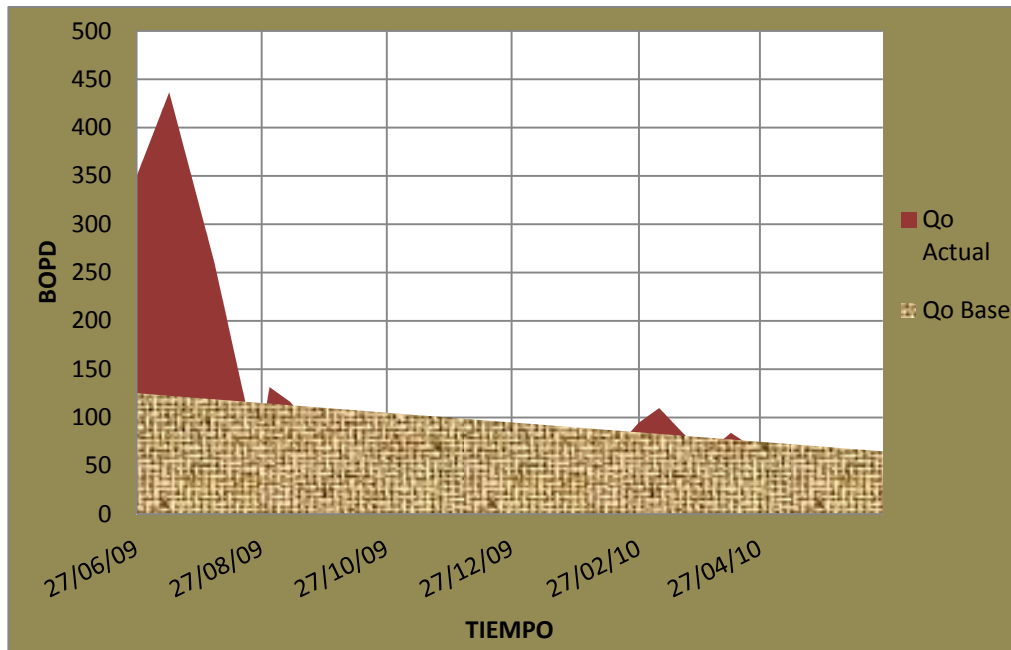
Fuente: Autores.

El pozo C ha sido uno de los pocos en donde el fracturamiento hidráulico ha sido un fracaso, dándonos un indicativo de la baja eficiencia del pozo para producir.

Analizando la figura 3.17, el comportamiento de la producción actual con estimulación ha caído por debajo del caudal base calculado de 125 BOPD para Doima-Chicoral, mostrando la poca ganancia producida en barriles de

aceite por medio del fracturamiento hidráulico. La mayor tasa de producción se presentó solo en los dos meses siguientes después del fracturamiento.

Figura 3.17 Comportamiento de producción del pozo E.



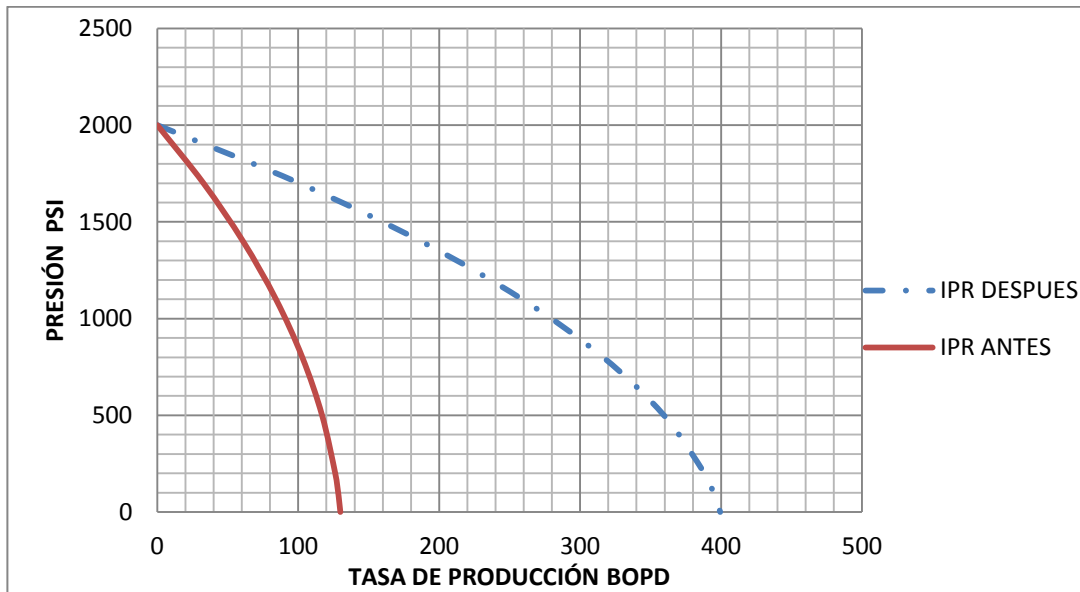
Fuente: Autores.

En la actualidad la producción incremental acumulada para el pozo E es de 1.583,85 barriles de aceite a lo largo de 2 años de vida del pozo. (Ver Figura 3.17), lo cual certifica el fracaso del fracturamiento.

Realizando la evaluación del pozo E, por medio del índice de productividad (IPR) después de la estimulación mostrado en la figura 4.18, para este caso se obtuvo un valor de 0.2055 BPD/psi, comparado con el valor obtenido antes del fracturamiento de 0.0713 BPD/psi; se puede considerar que prácticamente se triplicó el IP teórico, pero lo que sucede en realidad es la disminución del caudal post fractura, mostrado en la figura 3.18. Otro punto

considerable es la disminución en el corte de agua pasando de un 54% a 40% para el pozo E.

Figura 3.18 Índice de productividad del pozo E.



Fuente: Autores.

Comparando los gráficos de comportamiento de pozo E, e índice de productividad del pozo E, se puede observar el comportamiento negativo del caudal de aceite, ya que el valor del potencial máximo calculado para este pozo con fracturamiento es de 399,34 Bls/día, pero la tasa de producción se encuentra por un valor menor o igual al potencial máximo del pozo sin el fracturamiento de 125 Bls/día como se muestra en la tabla 3.11.

Tabla 3.11 Variables para calcular el IPR.

DATOS DEL POZO E	Unidades	ANTES	DESPUES
Presión de yacimiento	Psia	2000	2000
Nivel de fluido desde superficie	Ft	3886	4314
Tope de las perforaciones	Ft	4022	4022
Base de las perforaciones	Ft	4970	4970
Corte de agua	%	54	40
Gradiente	Psi/Ft	0.4086	0.4012
Pwf	Psia	249.258	73.0184
Pwf/Py	Adim	0.1246	0.0365
Drawdown	Psia	1750,74	1926,98
IP actual	Bpd/psi	0.0713	0.1811
Potencial del pozo	Bls/día	129.85	399.34
Caudal de fluido (Q)	Bls/d	125	396
Diferencial de caudal (ΔQ)	BOPD	271	

3.2.3.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA

El trabajo de fracturamiento hidráulico realizado en el pozo E, genera desventajas en la rentabilidad mensual como se aprecia en la tabla 3.12, ya que en el análisis económico la cantidad de ingresos son menores a los egresos, por ellos el valor presente neto total es de -606.633,4254 dólares. El tiempo de recuperación que es un factor importante en la determinación del éxito de la estimulación es demasiado alto 56.55 meses (4.7 años), haciendo de este un proyecto no viable y de mucho fracaso.

Debido a que el tiempo de recuperación de la inversión es alto y las ganancias mensuales son bajas 7.851,5269 dólares, se tiene una tasa interna de retorno (TIR) del 13,51%, y una relación costo beneficio (RCB)

muy baja, confirmando el fracaso del trabajo de fracturamiento hidráulico al pozo E.

Tabla 3.12 Criterios económicos evaluados en el pozo E.

COSTO DE ESTIMULACIÓN (US\$)	356.269,59
COSTO DEL LIFT (US\$)	90.000
COSTOS TOTALES (US\$)	446.269,59
VPN DE LOS EGRESOS (US\$)	2.649.068,354
VPN DE LOS INGRESOS (US\$)	2.042.434,93
VPN TOTAL (US\$)	-606.633,4254
TIR (%)	13,51
RCB	0,77
GANANCIA PROMEDIO MENSUAL (US\$)	7.851,526961
PERIODO DE RECUPERACIÓN (MESES)	56.55

3.2.4 POZO F - POZO HORIZONTAL

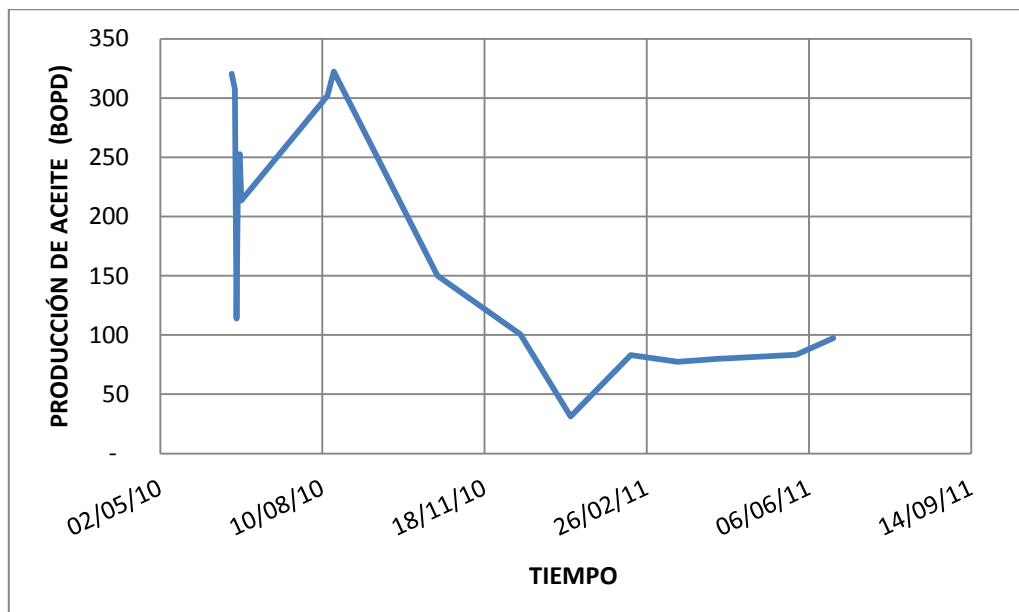
3.2.4.1 ESTADO DEL POZO DESPUÉS DE REALIZAR EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

El pozo F, declarado en desarrollo, perteneciente a la formación Doima-Chicoral se le realizó trabajo de estimulación por fracturamiento hidráulico el 29 de Mayo del 2010 por parte de la empresa SCHLUMBERGER en 8 intervalos productores a una profundidad de 5611 ft.

En la figura 3.19 se observa el resultado del fracturamiento hidráulico realizado al pozo F, el cual muestra un alto incremento en la producción para el mes de Junio, alcanzando el pico máximo de 321 BOPD. Sin embargo en este mismo mes se inicia una fuerte declinación en el caudal, obteniendo valores de producción para este mismo mes de 214 BOPD. Para los meses

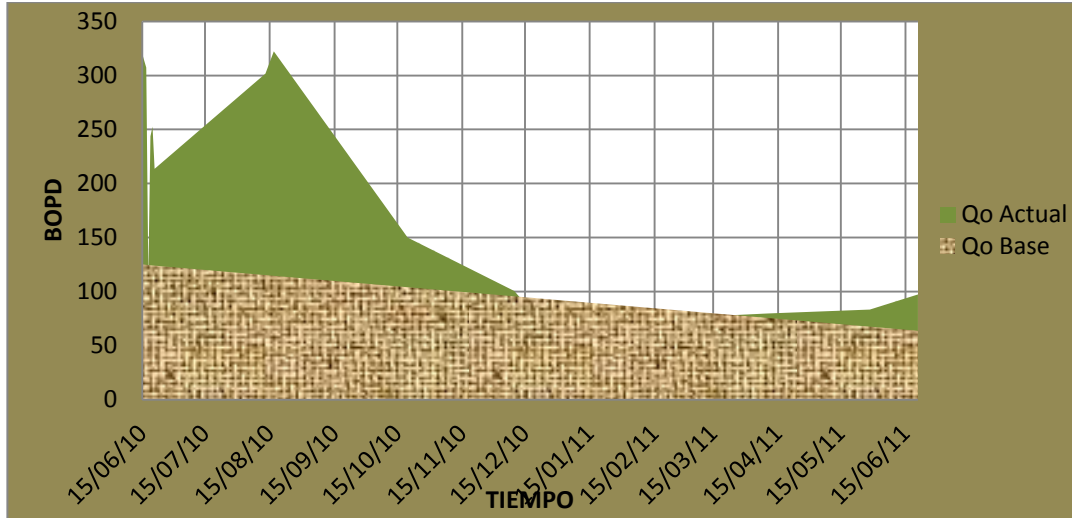
de Agosto y Septiembre del 2010 la producción se incrementa nuevamente a una tasa de 325 BOPD y para Octubre la declinación se hace gradualmente hasta llegar por debajo del límite de la producción base de Doima-Chicoral y mantenerse constante en estos valores.

Figura 3.19 Curva de declinación del pozo F post fractura.



Fuente: Autores.

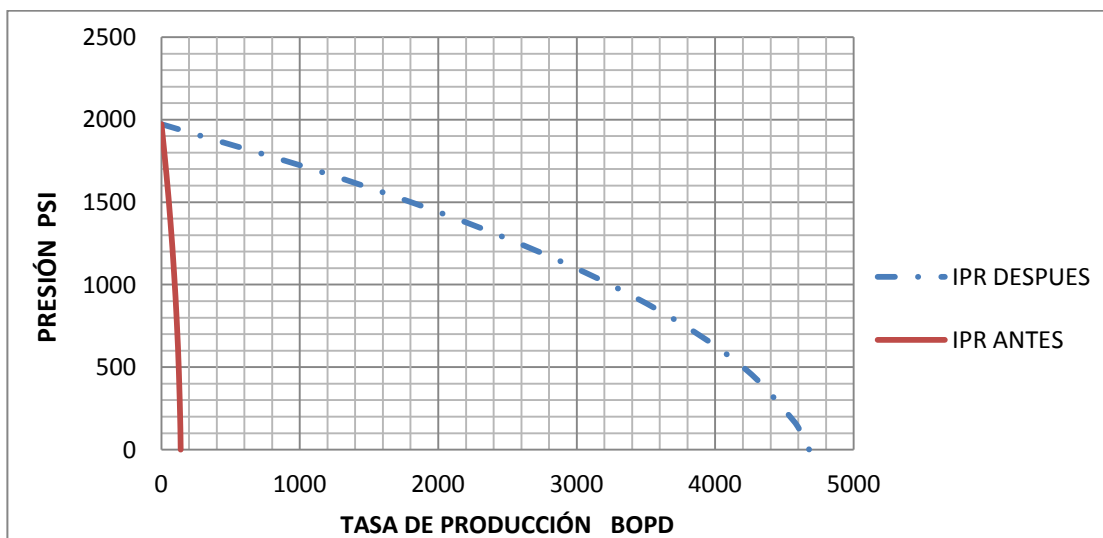
Figura 3.20 Comportamiento de producción del pozo F.



Fuente: autores

En la actualidad la producción incremental acumulada para el pozo F es de 17435.64 barriles de aceite en el periodo comprendido entre el 15 de Junio del 2010 al 15 de Junio del 2011. (Ver figura 3.20).

Figura 3.21 Índice de productividad del pozo F.



Fuente: autores

Analizando la figura 3.21 de índice de productividad (IPR) se observa lo positivo del fracturamiento hidráulico realizado al pozo horizontal F, que en este caso se obtuvo un valor de 4,1940 Bpd/día, en relación al IP antes de la estimulación el cual era de 0,0865 Bpd/día. De igual manera se disminuye considerablemente el corte de agua, el cual pasa del 54 al 38% en un corto tiempo.

El pozo F después de la estimulación alcanza una producción máxima de 322 BOPD, valor que está muy por debajo del potencial del pozo post fractura calculado el cual es de 4677,826 Bsl/día, pero aún está muy por encima del caudal base y potencial máximo para el pozo sin el fracturamiento el cual es de 140,626 Bls/día, como se aprecia en la tabla 3.13. Sin embargo este comportamiento solo ocurre durante dos meses y luego inicia la declinación típica sufrida por la formación Doima-Chicoral hasta llegar a niveles inferiores o iguales a la producción base de la formación en un tiempo no superior a 4 meses.

Tabla 3.13 Variables para calcular el IPR.

DATOS DEL POZO F	Unidades	ANTES	DESPUES
Presión de yacimiento	Psia	1973	1973
Nivel de fluido desde superficie	Ft	3886	441
Tope de las perforaciones	Ft	4750	4750
Base de las perforaciones	Ft	5611	5611
Corte de agua	%	54	38
Gradiente	Psi/Ft	0.4086	0.4001
Pwf	Psia	528.958	1896.463
Pwf/Py	Adim	0.268	0.9612
Drawdown	Psia	1444.04	76.53
IP actual	Bpd/psi	0.0865	4.194
Potencial del pozo	Bls/día	140.626	4677.826
Caudal de fluido (Q)	Bls/d	125	321
Diferencial de caudal (ΔQ)	BOPD	196	

3.2.4.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA

El fracturamiento hidráulico realizado por SCHLUMBERGER para el pozo horizontal F, fue satisfactorio. Y a pesar de que el potencial calculado es muy alto, la tasa de producción no supera los 350 BOPD y los ingresos no se muestran suficientemente altos. Sin embargo tampoco se registran pérdidas.

El tiempo de recuperación de dicha inversión es de 6.98 meses (210 días), tiempo relativamente alto para recuperar los costos del proyecto. Debido a que al tiempo de recuperación la relación costo beneficio (RCB) baja 1.27, y la tasa interna de retorno (TIR) es de 18.34%. (Ver tabla 3.14).

Tabla 3.14. Criterios económicos evaluados en el pozo F.

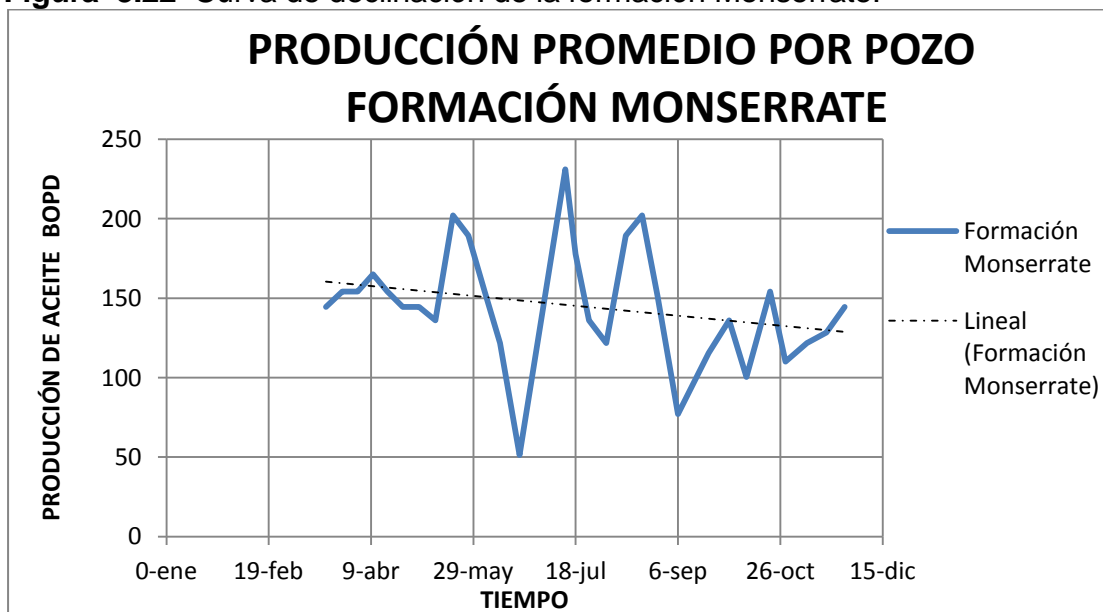
COSTO DE ESTIMULACIÓN (US\$)	486.681,17
COSTO DEL LIFT (US\$)	120.000
COSTOS TOTALES (US\$)	606.681,17
VPN DE LOS EGRESOS (US\$)	3.601.275,831
VPN DE LOS INGRESOS (US\$)	4.577.712,35
VPN TOTAL (US\$)	976.436,52
TIR (%)	18.34
RCB	1.27
GANANCIA PROMEDIO MENSUAL (US\$)	86.873,1072
PERIODO DE RECUPERACIÓN (MESES)	6.98

3.3 EVALUACIÓN DE LOS POZOS DE LA FORMACIÓN MONSERRATE

Debido a su composición geológica la estimulación hecha a la formación Monserrate se basa en el tratamiento matricial ácido. Un beneficio adicional para este tipo de estimulación es la profundidad a la que se encuentra la formación Monserrate la cual comprende zonas entre 3500 y 4000 ft.

Al igual que las dos formaciones anteriores, se realizó un promedio de producción para la formación Monserrate y con ello se determinó la declinación con el fin de establecer un caudal base de 152 BOPD en relación a los pozos trabajados para obtener una comparación con el caudal actual, generado por los trabajos de estimulación. En la figura 3.22, se observa como la producción tiene un comportamiento creciente y decreciente el cual representa la poca cantidad de pozos en desarrollo que se encuentran en la formación Monserrate, y el corto tiempo que estos llevan de producción.

Figura 3.22 Curva de declinación de la formación Monserrate.



Fuente: Autores.

Los resultados demuestran que durante esta campaña la formación Monserrate ha generado excelentes ganancias, haciendo del tratamiento matricial ácido algo muy exitoso para PETROMINERALES COLOMBIA LTD.

3.3.1 ESTADO DE LOS POZOS ANALIZADOS PARA LA FORMACIÓN MONSERRATE ANTES DE REALIZAR EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

En la Tabla 3.14 se muestran los datos de perforación y completamiento de los 2 pozos analizados en el estudio comparativo que se hace para la formación Monserrate.

Tabla 3.15 Estado de las perforaciones formación Monserrate.

FORMACIÓN MONSERRATE								
Pozo	PERFORACIÓN		Tipo	Ángulo de Desviación	MD (Ft)	TVD (Ft)	Intervalos Perforados	COMPLETAMIENTO
	Inicio	Final						
I	Feb / 2010	Feb / 2010	J	5°	4126	4063	5	Cañoneo casing gun 4-1/2" 6 TPP y tratamiento de estimulación de la formación MONSERRATE con el fin de remover los depósitos de materiales solubles en RMA (depósitos de carbonato y arcillas) sin sobrepasar el gradiente de fractura y de esta forma mejorar la comunicación entre la matriz crítica y la pared del pozo.
H	2 Oct / 2010	22 Oct / 2010	J	10.81°	4531	4503.68	13	Cañoneo casing gun 4-1/2" 6 TPP y tratamiento de estimulación de la formación MONSERRATE con el fin de remover los depósitos de materiales solubles en RMA (depósitos de carbonato y arcillas) sin sobrepasar el gradiente de fractura y de esta forma mejorar la comunicación entre la matriz crítica y la pared del pozo.

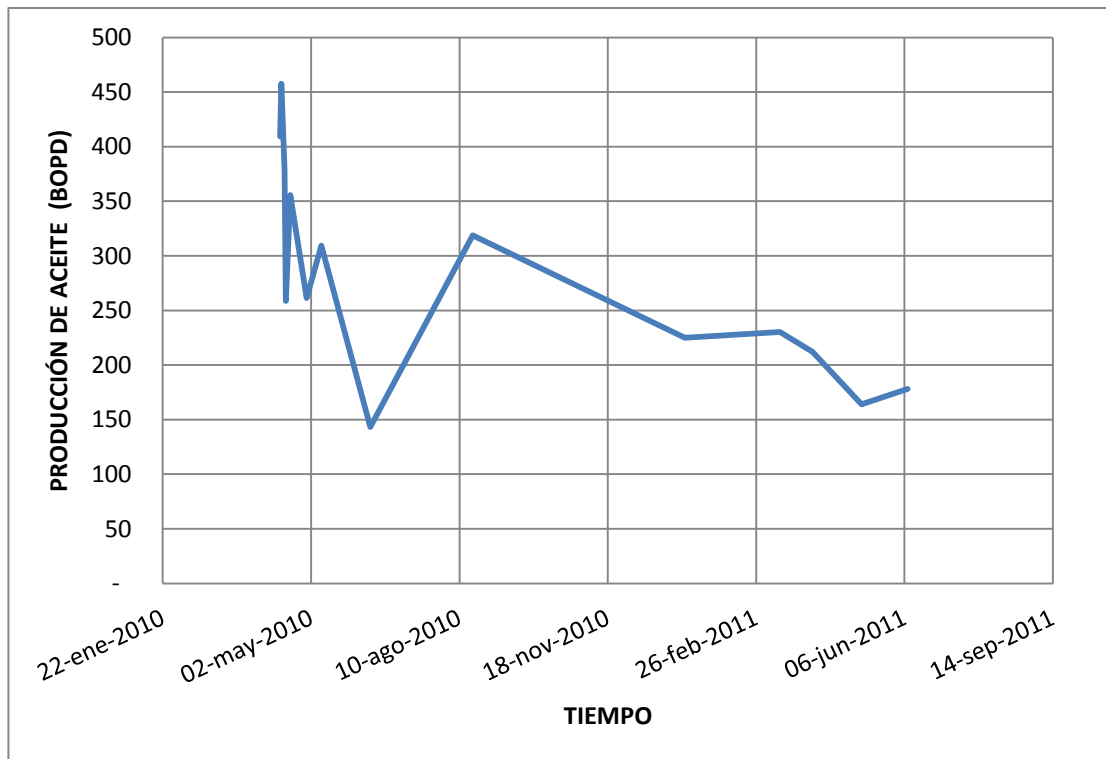
Fuente: autores

3.3.2 POZO G

3.3.2.1 ESTADO DEL POZO DESPUÉS DE REALIZAR EL TRATAMIENTO MATRICIAL ÁCIDO.

El tratamiento matricial ácido del pozo G fué realizado el 4 de Abril del 2010 por la empresa SCHLUMBERGER en 5 intervalos de la formación Monserrate, a una profundidad de 3885 ft.

Figura 3.23 Curva de declinación del pozo G post tratamiento matricial ácido.

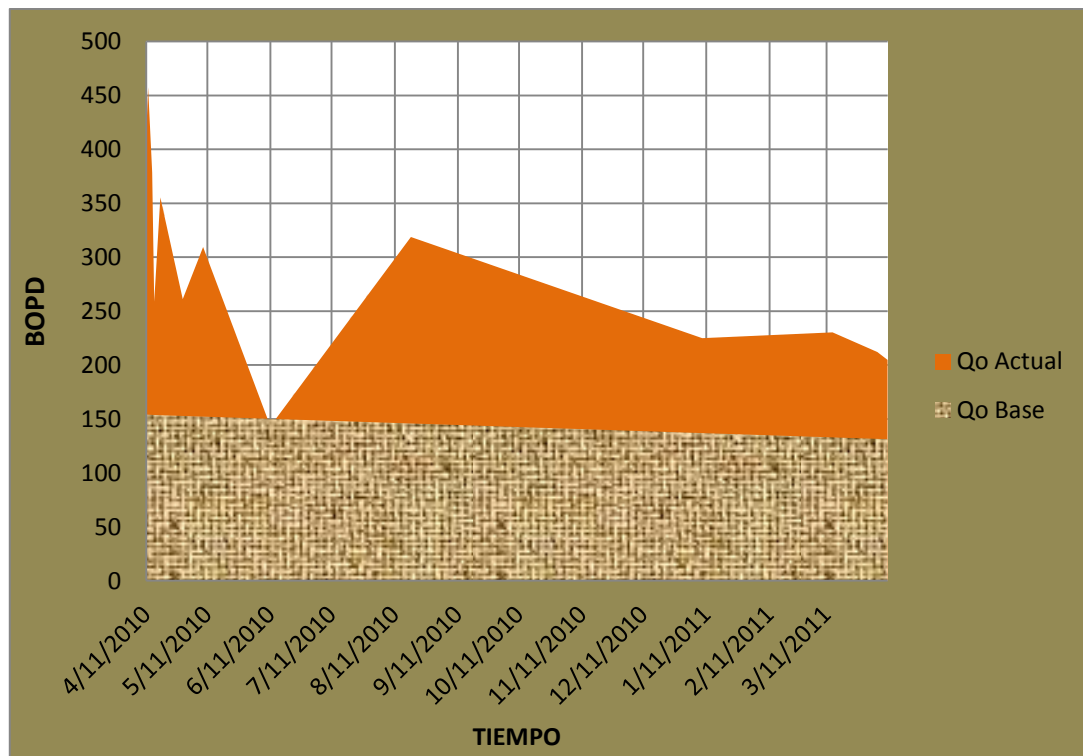


Fuente: Autores.

Después del trabajo de estimulación mostrado en la figura 3.23, se observó un rápido incremento en la producción, alcanzando un pico máximo de 458 BOPD para el mes de Abril del 2010, con un corte de agua del 18%. Para

finales de este mismo mes la producción cae drásticamente a valores de 350 BOPD, continuando con una declinación que se acerca a la del caudal base para la formación Monserrate de 150 BOPD para el mes de Junio. Entre los dos meses siguientes la producción inicia un ascenso, llegando a tasa de 320 BOPD para el mes de Agosto. A partir de allí la producción entre en declive hasta encontrar nuevamente el comportamiento promedio de la producción de la formación Monserrate.

Figura 3.24 Comportamiento de producción del pozo G.

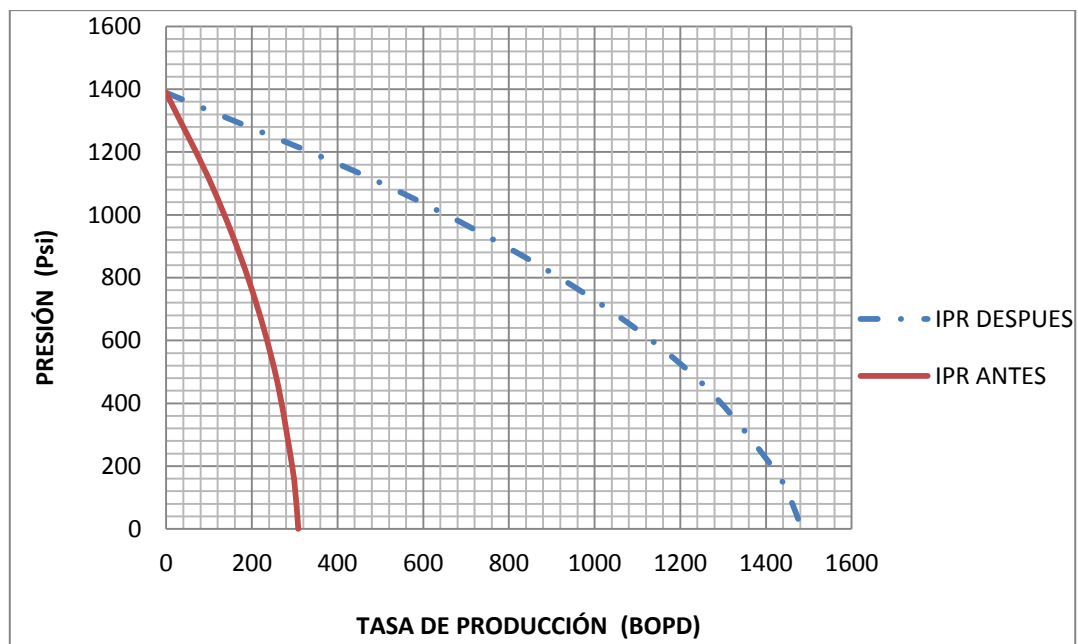


Fuente: Autores.

Comparando el comportamiento de la producción base para la formación Monserrate sin trabajo de estimulación alguno, con la producción del pozo actual ya con la estimulación en la figura 3.24, se observan diferentes picos

de incremento que están por encima de la producción base y que certifican el éxito del trabajo de estimulación matricial ácida. La mayor producción registrada para el pozo G se encuentra en el periodo entre agosto del 2010 a Julio del 2011, presentando luego un comportamiento de declinación del caudal hasta el comportamiento de la producción base. En la actualidad la producción incremental acumulada entre los fechas de Abril del 2010 - Abril del 2011 para este pozo es de 39769.635 BOP con el trabajo de estimulación matricial ácido.

Figura 3.25 Índice de productividad del pozo G.



Fuente: Autores.

Determinando el índice de productividad (IPR) después de la estimulación para el pozo G, se obtuvo un valor de 1.7803 BPD/psi con el pozo estimulado, en relación al valor obtenido antes de la estimulación de 0.3895 BPD/psi, se puede analizar que cambió en mayor proporción, lo que indica

un gran potencial de caudal en la producción (máximo caudal) para el pozo como se muestra en la figura 3.25; confirmando que este trabajo de estimulación fue satisfactorio, y trayendo consigo una ganancia considerable para los intereses de PETROMINERALES.

Otro criterio importante en este análisis y que se resume en la tabla 3.16, es el incremento de la Pwf, la cual mejora las condiciones de flujo en la cara productora; la disminución en el corte de agua, pasando de un valor del 50 al 18% después de la estimulación. Estos aspectos nos muestran que el pozo mejoro las condiciones iniciales, es decir, el tratamiento matricial ácido en este caso tuvo el efecto esperado de aumentar la producción.

A continuación se presentan los datos necesarios para calcular el IPR en la tabla 3.16:

Tabla 3.16 Variables para calcular el IPR.

DATOS DEL POZO G	Unidades	ANTES	DESPUES
Presión de Yacimiento (Pr)	Psia	1389	1389
Potencial del pozo (máximo caudal)	Bopd	308.51	1482.84
Tope de perforados	Ft	3427	3427
Base de perforados	Ft	3885	3885
Nivel de fluido desde superficie	Ft	2024	680
Corte de agua	%	50	18
Gradiente	Psi/Ft	0.4065	0.3895
IP actual	Bopd/Psi	0.3422	1.7803
Drawdown	Psia	449.985	229.729
Pwf	Psia	939.015	1159.271
Pwf/Pr	Adim.	0.676	0.8346
Caudal de fluido	BOPD	154	409
Diferencial de caudal (ΔQ)	BOPD	255	

3.3.2.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA.

Analizando los resultados del estudio económico, el trabajo de tratamiento matricial ácido realizado al pozo G es altamente rentable como se aprecia en la tabla 3.17, debido a que factores tales como: la tasa interna de retorno (TIR %) es positiva 30,85% y por ende la relación beneficio costo (RCB) es alta, aproximadamente 4,24. Y lo más importante, el tiempo de recuperación de la inversión por parte de PETROMINERALES es de 1,32 meses (40 días), tiempo de recuperación en el cual se considera muy viable realizar este tipo de proyectos.

Tabla 3.17 Criterios económicos evaluados en el pozo G.

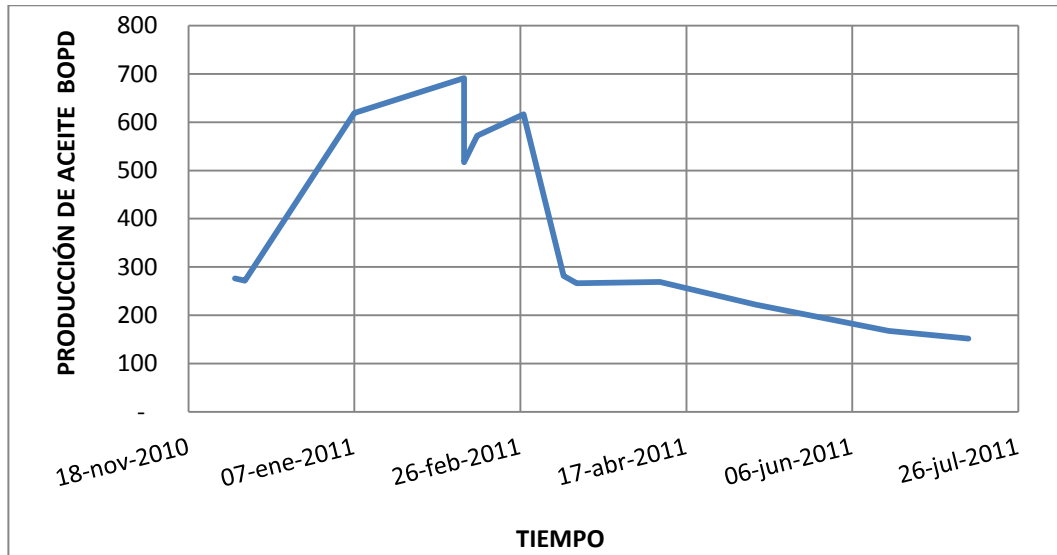
COSTO DE ESTIMULACIÓN (US\$)	173.242,43
COSTO DEL LIFT (US\$)	90.000,00
COSTOS TOTALES (US\$)	263.242,43
VPN DE LOS EGRESOS (US\$)	1.562.614,18
VPN DE LOS INGRESOS (US\$)	6.633.286,05
VPN TOTAL (US\$)	5.070.671,86
TIR (%)	30,85
RCB	4,24
GANANCIA PROMEDIO MENSUAL (US\$)	198.152,21
PERIODO DE RECUPERACIÓN (MESES)	1.32

3.3.3 POZO H

3.3.3.1 ESTADO DEL POZO DESPUÉS DE REALIZAR EL TRATAMIENTO MATRICIAL ÁCIDO.

El tratamiento matricial ácido del pozo H, fué realizado el 20 de Noviembre del 2010 por la empresa SCHLUMBERGER en 13 intervalos de la formación Monserrate, a una profundidad de 3799 ft.

Figura 3.26 Curva de declinación del pozo H post tratamiento matricial ácido.



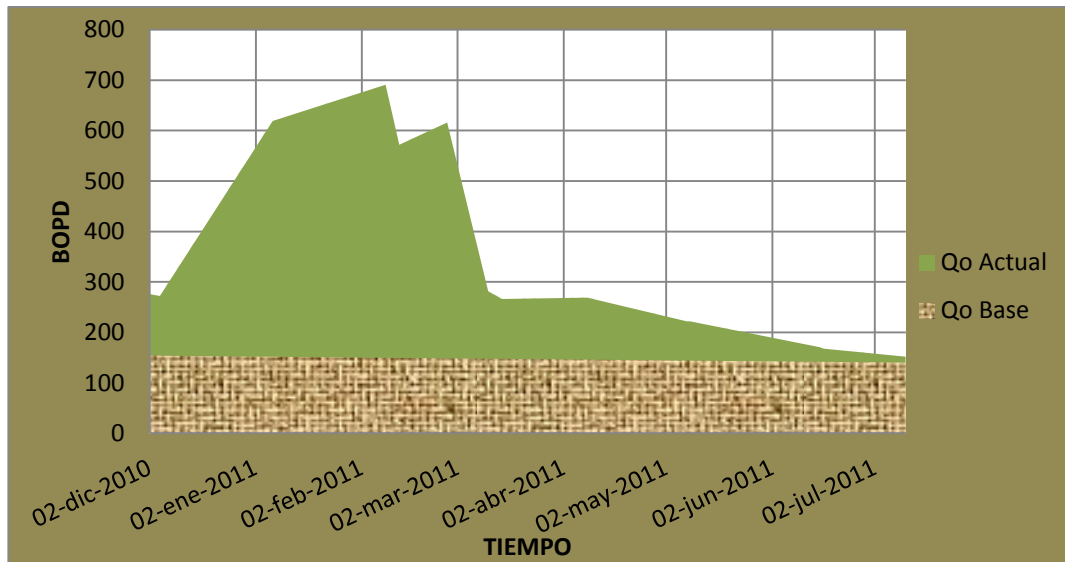
Fuente: Autores.

Después llevar a cabo el trabajo de estimulación en el pozo H, se observó un rápido incremento en la producción post tratamiento de 276 BOPD, alcanzando un máximo de 216 BOPD para el mes de Diciembre del 2010, y consecutivamente otro nuevo incremento alcanzando el pico máximo con 671 BOPD para el mes de Febrero del 2011 como se muestra en la figura 4.26, con un corte de agua del 3%. En este mismo mes la producción entra en un cabeceo declinando y aumentado, llegando al mes de Marzo con 282 BOPD, pero aún muy por encima del caudal base para la formación Monserrate de 152 BOPD.

Los pozos de dicha formación han sido de los de mejores en cuanto a producción se habla, por ende los resultados con el tratamiento matricial ácido para la formación de Monserrate. El mayor inconveniente que presenta este pozo es tiempo en que declina la producción, ya que en un periodo de 3 meses la producción cae entre un 60 y 70%, la razón puede encontrarse en

la composición geológica de la formación ya que esta no es de matriz consolidada.

Figura 3.27 Comportamiento de producción del pozo H.



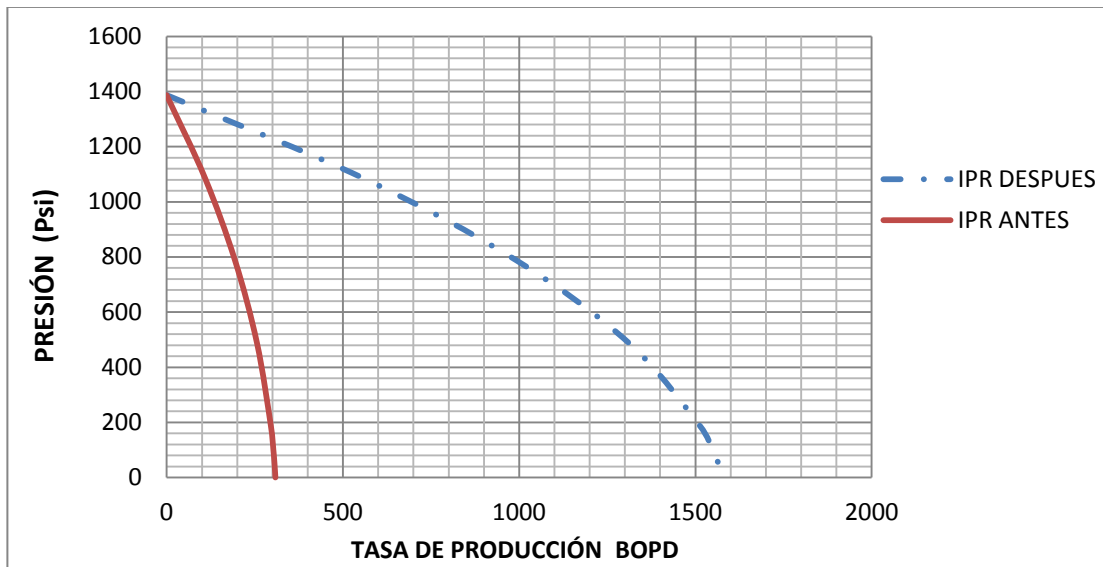
Fuente: Autores.

Comparando el comportamiento de la producción base en relación con la producción del pozo actual, (Ver figura 3.27), se observa un comportamiento muy por encima del caudal base calculado con una producción mayor desde el momento en que se puso a producir el pozo H hasta las fechas de Julio del 2011 en donde el caudal alcanza nuevamente la cantidad estimada como base para la formación de 152 BOPD.

Realizando la evaluación del pozo H, en la figura 3.28, por medio del índice de productividad (IPR) después de la estimulación, que en este caso se obtuvo un valor de 1.9559 BPD/psi, comparando este valor con el obtenido antes del tratamiento matricial ácido de 0.3425 BPD/psi, se puede analizar que cambió en mayor proporción, lo que confirma que este trabajo de

estimulación fue altamente satisfactorio, trayendo una ganancia considerable en el corto periodo que lleva de producción el pozo H en la formación Monserrate.

Figura 3.28 Índice de productividad del pozo H.



Fuente: Autores.

Comparando los gráficos de comportamiento de productividad e índice de productividad del pozo H, se corrobora el excelente trabajo de estimulación realizado y el buen aporte de caudal que el pozo presenta, condición que se debe a las buenas condiciones de presión que este presenta, incrementando el caudal considerablemente. De la declinación podemos decir que se debe al taponamiento que se presenta en la cara productora y en la matriz acidificada por parte de sedimentos que allí se depositan.

Otro punto considerable es la alta disminución en el corte de agua que presenta este pozo, pasando de un 50% a 3%, como se aprecia en la tabla 3.18, en donde se resumen datos característicos del pozo H.

Tabla 3.18 Variables para calcular el IPR.

DATOS DEL POZO H	Unidades	ANTES	DESPUES
Presión de yacimiento	Psia	1387	1387
Potencial del pozo	Bls/día	308.354	1578.535
Nivel de fluido desde superficie	Ft	1346	387
Tope de las perforaciones	Ft	3505	3505
Base de las perforaciones	Ft	3799	3799
Corte de agua	%	50	3
Gradiente	Psi/Ft	0.4065	0.3816
Pwf	Psia	937.389	1245.89
Pwf/Py	Adim	0.6758	0.8982
Drawdown	Psia	449.611	141.11
IP actual	Bpd/psi	0.3425	1.9559
Caudal de fluido	Bls/d	154	276
Diferencial de caudal (ΔQ)	BOPD	122	

3.3.3.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA.

El trabajo de tratamiento matricial ácido realizado en el pozo H, genera una mayor rentabilidad mensual y un menor tiempo de recuperación de toda la inversión equivalente a 0.71 meses (22 días) como se muestra en la tabla 3.19. Debido a que el tiempo de recuperación es corto y las ganancias mensuales son altas, se tiene una tasa interna de retorno (TIR) del 30,28% y una relación costo beneficio de 14.73, lo cual es muy bueno para el proyecto realizado.

Tabla 3.19 Criterios económicos evaluados en el pozo H.

COSTO DE ESTIMULACIÓN (US\$)	183.722,88
COSTO DEL LIFT (US\$)	90.000
COSTOS TOTALES (US\$)	273.722,88
VPN DE LOS EGRESOS (US\$)	820.918,83
VPN DE LOS INGRESOS (US\$)	12.096.111,36
VPN TOTAL (US\$)	11.275.192,52
TIR (%)	37.12
RCB	14,73
GANANCIA PROMEDIO MENSUAL (US\$)	383.917,06
PERIODO DE RECUPERACIÓN (MESES)	0.71

Dichos resultados expuestos en la tabla 3.19, representan un logro en los diseños y operaciones de las estimulaciones con tratamiento matricial ácido por parte de PETROMINERALES y SCHLUMBERGER quien es la empresa encargada de ejecutar la operación, ya que con poca inversión las ganancias son supremamente mayores.

3.4 ANALISIS GENERAL POR FORMACIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS.

3.4.1 ANALISIS GENERAL DE LOS POZOS DE LA FORMACIÓN HONDA

Tabla 3.20 Parámetros para el análisis de los pozos de la formación

Honda

	POZO A	POZO B	POZO C
No. INTERVALOS CAÑONEADOS	8	11	11
PRESIÓN DE YACIMIENTO (psia)	1272	1403	1631
POROSIDAD (%)	14.61	14.5	14.36
PERMEABILIDAD (mD)	17.625	17	16.8
Pwf (Psia)	717.8	392	802.1
IP (Bpd/psi)	0.159	0.11	0.107
TIR (%)	21.07	30.28	23.87
RCB	1.67	4.03	2.19
PERIODO DE RECUPERACIÓN (MESES)	2.89	1.46	2.9
DIFERENCIAL DE CAUDAL (ΔQ)	20	14	53

Los pozos pertenecientes a la formación Honda se encuentran produciendo a través de un yacimiento multicapa dividido en 8 intervalos referenciados como TH1, TH2, TH3, TH4, TH5, TH6, TH7, TH8, los cuales se encuentran separados entre sí por medio de barreras, las cuales son espesores de capa de formación arcillosa.

Del análisis correspondiente a los 3 pozos seleccionados se puede concluir que los trabajos de estimulación presentaron un comportamiento positivo debido al trabajo de cañoneo y estimulación por fracturamiento hidráulico realizado a los 8 intervalos productores que conforman la formación Honda. Además la porosidad en la cara productora presenta un incremento por encima del 15% con la aplicación del fracturamiento hidráulico realizado, ya

que se utiliza como agente sostén arena otawa sandstone 12/20, obteniendo una reorganización de los granos y canales que forman los conductos permeables de la cara productora. Con ello se obtiene un diseño de fractura corta de longitud y ancha de espesor con lo cual se genera una ganancia en las propiedades petrofísicas de la roca como permeabilidad y porosidad.

Esta ganancia se ve representada en el incremento de caudal (ΔQ) obtenido durante el tiempo que dura la integridad de la fractura creada por la estimulación, la cual comprende un periodo promedio de 5 meses; siendo este el tiempo que gasta en taponarse los espacios porosos de la fractura nuevamente.

Para la formación Honda el tiempo de recuperación económica de la inversión de los tres pozos analizados (pozos A, B y C), son cortos y muy similares entre sí, (ver tabla 3.20); presentando una respuesta positiva, ya que los trabajos de estimulación fueros pagados en un periodo menor al propuesto por la empresa de tres meses. De igual manera la tasa interna de retorno (TIR) de los tres pozos (pozos A, B, y C) es mayor a la tasa de oportunidad de la empresa del 16% lo que hace de este, un proyecto económicamente rentable

3.4.2 ANALISIS GENERAL DE LOS POZOS DE LA FORMACIÓN DOIMA-CHICORAL

Tabla 3.21 Parámetros para el análisis de los pozos de la formación Doima-Chicoral

	POZO D	POZO E	POZO F
No. INTERVALOS CAÑONEADOS	7	7	8
PRESIÓN DE YACIMIENTO (psia)	1995	2000	1973
POROSIDAD (%)	13.84	9.2	6.75
PERMEABILIDAD (mD)	20	20	20
Pwf (Psia)	969.43	73.02	1896.5
IP (Bpd/psi)	0.471	0.18	4.19
TIR (%)	33.81	13.51	18.34
RCB	5.55	0.77	1.27
PERIODO DE RECUPERACIÓN (MESES)	1.34	56.55	6.98
DIFERENCIAL DE CAUDAL (ΔQ)	362	271	196

Los pozos seleccionados para el análisis de los trabajos de fracturamiento hidráulico a la formación Doima-Chicoral, presentan un comportamiento regular ante los trabajos de estimulación realizados. Si bien, la presión de yacimiento es alta en comparación con los demás pozos y formaciones analizadas, no significa que el potencial del pozo IP sea positivo en relación al trabajo de estimulación realizado; la razón principal para que se genere una mala eficiencia en estos pozos, se debe al elevado corte de agua que ellos presentan equivalentes a un 54% del fluido producido.

Otro factor de interés en el análisis, es la baja porosidad que presenta la formación, y con ellos se debe tener en cuenta, que en las diferentes pruebas de fluidos realizadas al crudo de la formación Doima-Chicoral, este presenta un incremento considerable de arenas y sólidos suspendidos; de lo cual se puede deducir que la depositación en la cara productora y a lo largo del

yacimiento puede incrementar el taponamiento del poro y por ende la disminución en la porosidad. Estos factores hacen que el tiempo de recuperación económica para los trabajos de estimulación se salga de los parámetros aceptables para este tipo de proyectos, haciendo de ellos algo no viable para la empresa.

El tiempo de recuperación para la formación Doima-Chicoral varía entre pozo y pozo (pozos D, E y F), haciendo viable el trabajo de estimulación realizado al pozo D el cual se encuentra por debajo del tiempo planeado para recobrar la inversión (3 meses), con un periodo de 1.34 meses, lo que significa que se paga por completo el trabajo de fracturamiento.

El pozo E presenta resultados negativos frente a la estimulación realizada, ya que las altas caídas de presión afectan al tránsito de fluido en el medio poroso, por ello el tiempo de recuperación se encuentra muy por encima de todos los valores aceptados por Petrominerales, haciendo de este un proyecto difícil de pagar con un tiempo de 56.55 meses y una tasa interna de retorno por debajo del 16 % aceptado por la empresa.

El pozo F, con diseño horizontal presenta un porosidad baja de 6.75% en relación a los pozos D y E, los cuales presentaron un comportamiento inestable a los periodos de recuperación. En la tabla 3.21 se puede observar que la tasa interna de retorno se encuentra por encima se la tasa de oportunidad de Petrominerales del 16% lo cual hace de este un proyecto económicamente rentable a pesar que presenta un periodo de recuperación alto de aproximadamente 7 meses. Con ello se concluye que para el pozo horizontal F el trabajo de fracturamiento hidráulico se paga por completo y genera rentabilidad debido al aumento de caudal (ΔQ)

3.4.3 ANALISIS GENERAL DE LOS POZOS DE LA FORMACION MONSERRATE

Tabla 3.22 Parámetros para el análisis de los pozos de la formación Monserrate

	POZO G	POZO H
No. INTERVALOS CAÑONEADOS	8	5
PRESIÓN DE YACIMIENTO (psia)	1389	1387
POROSIDAD (%)	19.01	22.16
PERMEABILIDAD (mD)	15	15
Pwf (Psia)	1159.27	1245
IP (Bpd/psi)	1.78	1.95
TIR (%)	30.84	37.12
RCB	4.24	4.73
PERIODO DE RECUPERACIÓN (MESES)	1.32	0.71
DIFERENCIAL DE CAUDAL (ΔQ)	255	122

Los trabajos de tratamiento matricial ácido realizados a las arenas de la formación Monserrate son los que presentan mayor rentabilidad en comparación con los trabajos de fracturamiento hidráulico realizados a las otras dos formaciones. La creación de canales de fractura generados por el ácido permiten el incremento de la porosidad y permeabilidad de la formación, aspecto que es muy favorable ya que los valores iniciales de estos parámetros son los más altos entre las 3 formaciones, condiciones que colaboran al mayor flujo de fluidos de interés del yacimiento hacia el pozo.

Otra gran ventaja para este análisis se ve representada en la profundidad media de los perforados de los pozos de la formación Monserrate, la cual corresponde a 3500 ft y permite tener un menor número de problemas referente a las condiciones del pozo y mayor eficiencia en el levantamiento

artificial PCP instalado, ya que la corta distancia hace más fácil el ascenso del fluido a superficie.

Debido a las altas tasas de producción obtenidas (ΔQ), y mostradas en la tabla 3.22 el tiempo de recuperación de los trabajos de estimulación aplicados se pagan en un promedio menor de dos meses, haciendo de este un proyecto económico altamente viable, con una tasa interna de retorno muy por encima del 16% permitido por Petrominerales.

El mayor inconveniente se presenta en la caída drástica de producción para la formación Monserrate en un periodo comprendido de 4 meses aproximadamente, lo cual se debe al taponamiento ligero de los canales de fractura por la sedimentación de arenas y sólidos en las caras de la fractura creada por el ácido; por ello es recomendable realizar constantemente trabajos de limpieza para remover el daño por la depositación de arenas y sólidos en la cara productora del pozo.

CONCLUSIONES

- El análisis tanto de producción como económico mostró que las formaciones productoras de Campo Dina Terciario: Honda, Doima-Chicoral y Monserrate, representan buena respuesta a los trabajos de estimulación realizados, como lo son el fracturamiento hidráulico y tratamiento matricial ácido; evidenciando la efectividad en este tipo de operaciones como las realizadas al pozo B correspondiente a la formación Honda, el cual, en la actualidad presenta una producción incremental acumulada a lo largo de un año de 42228.161 Barriles de aceite.
- La formación Monserrate presenta un total en sus ganancias mucho mayor que las formaciones Honda y Doima-Chicoral. Los tiempos de recuperación y el costo de la inversión en las estimulaciones con tratamiento matricial ácido son mucho más rentables que las estimulaciones con fracturamiento hidráulico aplicado al resto de campo Dina Terciario.
- El tiempo de declinación en el caudal post fractura de la formación Honda es mucho más lento en comparación con el tiempo de declinación de las otras dos formaciones, por encima de los 6 meses, ya que al ser un yacimiento no volumétrico, mantiene la presión del yacimiento y con ello la tasa de producción de fluido. En relación a la formación Monserrate la cual presenta la mayor producción por día, y exhibe una declinación correspondiente a un periodo de 3 a 4 meses, debido a los problemas por sedimentación de sólidos en los canales

de fractura, ya que está constituida por areniscas ligeramente consolidadas

- El fracaso que presentó el pozo E para la formación Doima-Chicoral posiblemente se debe a problemas de mala limpieza después del fracturamiento hidráulico, incrementando el taponamiento por finos y sedimentos en la cara productora, disminuyendo la producción, tal como se comprobó con un análisis de fluido realizado a una muestra de crudo correspondiente a dicho pozo, lo cual trajo consigo pérdidas económicas y un trabajo de estimulación fallido.
- Las técnicas en los trabajos utilizadas por SCHLUMBERGER, como son fracturamiento hidráulico por el método skin by pass frac, la cual consiste en sobrepasar zonas de barrera constituidas por intervalos de zonas arcillosas que separan bloques productores y tratamiento matricial ácido el cual se encarga de remover depósitos de carbonatos y arcillas sin sobrepasar la presión de fractura del yacimiento, han sido óptimos y satisfactorios para los objetivos propuestos por PETROMINERALES durante la campaña realizada según el contrato de producción incremental realizado con ECOPETROL.

RECOMENDACIONES

- Teniendo en cuenta que el escenario planteado, está sujeto al precio del crudo, se recomienda reevaluar el análisis económico y por consiguiente la viabilidad del proyecto, dependiendo del comportamiento del precio del barril de crudo en un futuro.
- Con los resultados obtenidos con estos trabajos de estimulación se puede generar una curva de aprendizaje que muestre la importancia de un análisis exhaustivo al momento de escoger los mejores candidatos a fracturar o acidificar en trabajos futuros para el campo Dina Terciario.
- Es importante la correlación de pozos nuevos con pozos antiguos, en parámetros como propiedades y características del pozo, mecánica de rocas, registros y petrofísica, historia de producción, estudios que generarán mayor confianza y certeza al momento de utilizar un trabajo de estimulación, bien sea por fracturamiento hidráulico o tratamiento matricial ácido.
- Debido a los buenos resultados obtenidos durante la campaña propuesta por PETROMINERALES COLOMBIA LTD, y a los resultados obtenidos en el estudio correspondiente a este análisis comparativo de la productividad en campo Dina Terciario a partir de estimulaciones por fracturamiento hidráulico y tratamiento matricial ácido, se recomienda seguir implementando esta técnica a todos los pozos de Campo Dina Terciario, como un método eficiente para incrementar la producción de crudo durante el tiempo que resta del

contrato de producción incremental, ya que los análisis económicos arrojaron valores positivos frente a la inversión realizada.

- Dina Terciario es un campo petrolero puesto en producción desde el año de 1961, lo cual hace de este un campo maduro; geológicamente se encuentra dividido por dos fallas inversas, que conforman distintos bloques productores; de los cuales la formación Honda posee un comportamiento de yacimiento no volumétrico y las formaciones Doima-Chicoral y Monserrate poseen un comportamiento de yacimiento volumétrico. Por lo tanto la producción del yacimiento ha declinado considerablemente haciendo de este un campo maduro, eso se demuestra con las diferentes curvas de producción realizadas en el desarrollo de este análisis de los pozos, la cual cambia drásticamente con el paso del tiempo. Por tal motivo y con el fin de aprovechar al máximo la efectividad de las estimulaciones por fracturamiento hidráulico y tratamiento matricial ácido se recomienda pensar en un método de recobro como por ejemplo la inyección de agua, que ayude a incrementar la energía del yacimiento y recuperar la producción, permitiendo cambiar la declinación para los pozos productores de campo Dina Terciario.

BIBLIOGRAFIA

- A change in Monserrate formation stimulation strategy to matrix acidizing to revitalize Dina Terciarios field production, a case study. Stéphane PICHON, Well Services, Well Production Services, Neiva, Colombia, PCE-LAM
- Análisis de daño de formación campo dina terciarios formación honda, Paez Sequera Javier Dario, Hernandez Cachaya Adriana. Febrero 2007
- CPI Neiva, Petrominerales Colombia LTD.
- ECONOMIDES, J. Michael; NOLTE, Kenneth G. Reservoir Stimulation. Third edition. Houston, Texas: 1989.
- EROSSA, Victoria Eugenia. Proyectos de inversión en ingeniería.
- FETKOVICH, M. J. The Isochronal Testing of Oil Wells. Artículo SPE N°. 04529. 1973
- GARAICOCHEA, Francisco P. Apuntes de estimulación de pozos, Universidad Nacional Autónoma de México-facultad de ingeniería.1995
- Matrix Engineering Manual, Well Services Technology & Products, Abril 2008
- McCRAY, Arthur. Petroleum Evaluations and Economic Decisions. Prentice Hall, 1975.

- NIND, T. E. W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. México: Limusa. 1987. 71 a 95 p.
- Pemex exploración y producción, Guía de diseño para estimulación de pozo. Documento elaborado por el equipo multidisciplinario de la gerencia de ingeniería y tecnología de UPMP. PEMEX 2008
- Production Optimization of Dina Terciarios Mature Field through Matrix Stimulation and Fracturing Solutions, SPE ATW Improving Hydrocarbon Recovery and Productivity From Mature Fields, Stephane Pichon, Claudia Navarro, Schlumberger, Jose Jose Romero, Erich Gasca, Ismael Salazar, PCL, Cartagena junio 2011
- Reservoir Stimulation, *Christine A. Ehlig-Economides, Schlumberger GeoQuest Michael J. Economides, University of Houston*
- STANDING, M. B. Concerning the calculation of Inflow Performance of Wells producing from Solution Gas Drive Reservoirs. J. P. T. 1141 p. 1971.
- VANEGAS, Oscar. "Criterios de Evaluación Financiera de Proyectos de inversión"
- VOGEL, J. V. Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells. J. P. T. 1968.

ANEXOS

ANEXO A

ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD²

El índice de productividad es una relación que modela el comportamiento del flujo del pozo, es decir la capacidad que posee un pozo para aportar fluidos, este término es conocido como productividad o índice de productividad (IP o J).

El índice de productividad se deriva de la ley de Darcy para flujo radial de fluidos incompresibles en estado continuo; teóricamente al graficar el caudal de producción contra su correspondiente presión de flujo (drawdown), resulta una línea recta (Figura A.1) y el índice de productividad del pozo es el inverso de la pendiente de dicha recta; esto ocurre cuando la presión de flujo está por encima de la presión de burbuja, por ello el índice de productividad (J) se expresa de la siguiente forma:

$$J = \frac{q_f}{P^* - P_{wf}} \left[\frac{BPD}{PSI} \right] \quad (EQ. A. 1)$$

$$Drawdown = \Delta p = P^* - P_{wf} \quad (EQ. A. 2)$$

Dónde:

J es el índice de productividad (BPD/PSI)

q_f es el caudal del fluido producido (BPD)

P^* es presión estática del yacimiento

P_{wf} es de fondo fluyendo (psi)

El índice de productividad específico, J_s , es el número total de barriles de líquido, a condiciones de almacenamiento producidos por día por cada psi de

² NIND, T. E. W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. México: Limusa. 1987

drawdown y por cada pie de espesor de la formación productora. Es decir:

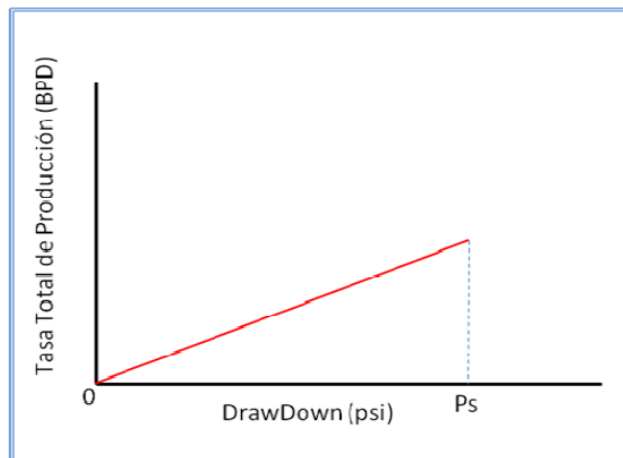
$$J_s = \frac{J}{h} = \frac{q}{h(P_s - P_{wf})} \left[\frac{BPD}{psi} \right] \quad \text{EQ. A. 3}$$

Donde h es el espesor de la capa productora, medido en pies. Si el valor del IP se toma como constante, independiente de la producción actual del pozo, entonces la ecuación A.2 se expresa como:

$$q = J * \Delta P \quad \text{EQ. A. 4}$$

En donde ΔP es el drawdown. De acuerdo a esta expresión, la relación entre q y ΔP es una línea recta que pasa por el origen y tiene una pendiente J (Ver Figura A.1).

Figura A.1 Gráfica de la Tasa de producción contra el Drawdown



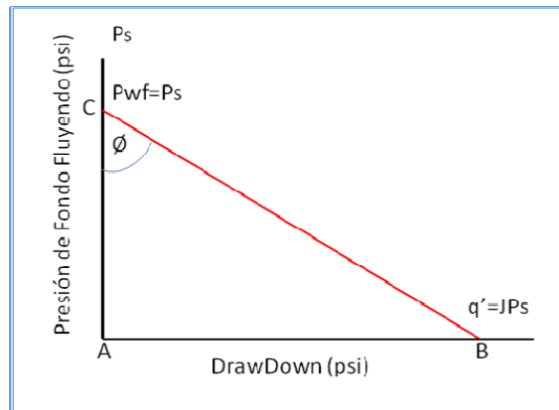
Fuente: NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros (Adaptada).

Para un momento de la vida del yacimiento, P_s tiene un valor específico, por

lo que si J es una constante, al graficar P_{wf} contra q se obtiene una línea recta (Figura A.2). El ángulo que forma esta línea con el eje de presión es tal que:

$$\tan \theta = \frac{AB}{AC} \quad \text{EQ. A. 5}$$

Figura A.2 Representación gráfica del IP.



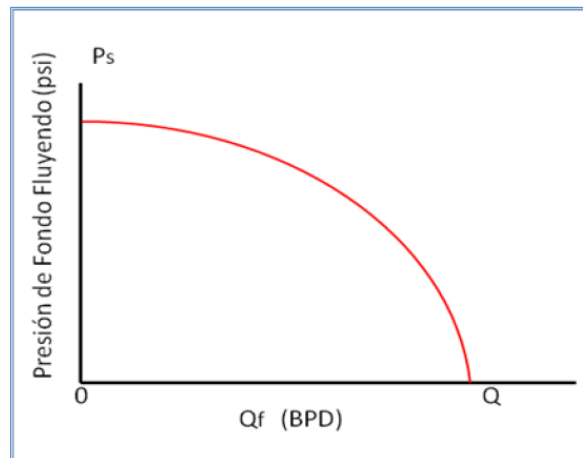
Fuente: NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros (Adaptada).

El valor de q en el punto B, es decir JPs , se llama potencial del pozo y se representa con el símbolo de q' . Cabe resaltar que el comportamiento en la Figura A.2 se refiere al comportamiento de la formación, es decir, a la reacción de la formación a un drawdown de presión en un pozo, de tal manera que al referirse al potencial del pozo, estamos hablando en realidad de potencial de la formación, lo que se presenta cuando la P_{wf} es cero.

Sin embargo, cuando el comportamiento del IP no es una recta sino una curva (Figura A.3 (Empuje por gas en solución)), las pendientes varían a medida que el pozo produce. En estos casos se habla de un IPR (Inflow Performance Relationship) que es la relación entre la tasa de flujo y el caudal. (Concepto que se explicará más adelante.) Para entender mejor el

comportamiento del IP en las diferentes clases de yacimientos, a continuación se explica cada uno detalladamente.

Figura A.3 Relación del comportamiento del flujo a la entrada (IPR).



Fuente: NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros (Adaptada).

1. IP Para Diferentes Tipos de Yacimientos.

Para un empuje con acuífero activo, en el cual la presión permanece por encima del punto de burbuja (P_b), el IP permanece constante y para un mecanismo de gas en solución en el cual la presión de flujo está por debajo del P_b , el IP cambia rápidamente. Si se construye una curva de IP en cualquier momento de la vida del yacimiento, la curva Q vs P_{wf} probablemente será una línea recta para un mecanismo de acuífero activo y curva para un mecanismo de gas en solución.

Para un mejor entendimiento del comportamiento del influjo, se hará una breve discusión de los tipos de reservorios con una más detallada información del comportamiento del influjo en estos.

1.1. Gas en Solución. El manejo de este tipo de reservorio puede también ser referido como un empuje interno de gas, empuje por depleción y/o comportamiento volumétrico. Algunas de las características asociadas son:

- Un volumen constante. Esto significa que no hay cambio en el tamaño inicial del yacimiento. No hay intrusión de agua para este tipo particular de mecanismo de empuje.
- Existe flujo en dos fases a presiones por debajo del P_b . En otras palabras, el gas no fluye en solución con el aceite.
- El gas sale de la solución pero no se mueve a la parte superior para formar una capa de gas. Las burbujas de gas formadas en la fase del aceite, permanecen en la fase del aceite, resultando un flujo simultáneo de aceite y gas.
- La Producción de aceite es el resultado de la expansión volumétrica de la solución de gas y la expulsión volumétrica de aceite.
- Este tipo de mecanismo de empuje aprovecha un proceso rápido de liberación de gas.

En la corta vida de producción del yacimiento, el aceite es reemplazado por el gas en volúmenes básicos iguales, pero la presión declina, y se desarrolla una gran fase gaseosa.

1.2. Empuje por Intrusión de Agua. El mecanismo por empuje de agua puede también ser referido como agua de intrusión o control hidráulico. Algunas de las características asociadas son:

- El volumen del yacimiento para el aceite no remanente es constante. La intrusión de agua genera cambios en el volumen inicial del reservorio.
- Hay un desplazamiento del aceite por

agua.

- Esta clase de reservorio podría tener también una fase de gas, resultando en una combinación de manejo de la depleción de agua. Habría una óptima tasa de producción para este tipo de reservorio.

1.3. Expansión por Capa de Gas. La clase de mecanismo manejada en estos reservorios puede también ser referida como a una segregación o drenaje gravitacional. El reservorio está en un estado de segregación una zona de aceite desplazada por una capa de gas. El manejo puede ser más clasificado como para que sea o no gas obtenido de solución en los fluidos del reservorio para la capa de gas. Un manejo de segregación con conteo de flujo tendría gas obtenido de la solución y moviéndose a la capa de gas. Como procedimiento de producción, la expansión de la capa de gas generaría un movimiento hacia abajo, resultando en el manejo de la capa de expansión de gas.

El manejo de la segregación con conteo de flujo aprovecha un diferencial en el proceso de liberación de gas, definido como un proceso en el cual los gases son liberados de la solución en el aceite.

2. PREDICCIÓN DEL IPR.

Dado que la mayoría de los campos maduros y en especial el campo donde se realizara la evaluación, presentan gas en solución como mecanismo de sostenimiento de presión, en la presente sección se trabajará precisamente sobre este tipo de empuje para explicar los métodos de predicción del IPR para un campo, lo cual, es de gran utilidad para el fin de este trabajo de grado.

Existen dos problemas diferentes por resolver. El primero es la forma de la curva de presión contra tasa en un momento determinado, es decir, en una etapa particular de la extracción. El segundo es la manera en que el IPR decrece a medida que continúa la producción.

2.1. Método de VOGEL. Vogel ³ ha desarrollado una ecuación empírica para la forma del IPR de un pozo productor en un yacimiento con empuje por gas disuelto en el cual la presión media del yacimiento es menor que la presión en el punto de burbuja.

Esta ecuación es:

$$\frac{q}{q'} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P^-} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P^-} \right)^2 \quad \text{EQ. A. 6}$$

q' es el potencial del pozo (BPD)

P^- es la presión media del yacimiento

Si el IPR fuera una línea recta medido a la producción máxima q' , usando la ecuación A.2, junto con la definición de q' , se demuestra que q / q' será igual a $[1 - (P_{wf} / P^-)]$. Por lo tanto, la diferencia entre el valor de q derivado de la Ecuación A6 y el valor tomado de la "línea recta" de q es:

$$q' \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P^-} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P^-} \right)^2 - 1 + \left(\frac{P_{wf}}{P^-} \right) \right] = 0,8q' \left(\frac{P_{wf}}{P^-} \right) \left(1 - \frac{P_{wf}}{P^-} \right) \quad \text{EQ. A. 7}$$

Este valor nunca llega a ser negativo. Desde luego, la diferencia es siempre

³ VOGEL, J. V. **Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells.** J. P. T. 1968.

cero en los extremos definidos por $P_{wf} = 0$ y $P_{wf} = P$, y es positiva para todos los valores intermedios de P_{wf} , alcanzando el valor máximo cuando $P_{wf} = P/2$. Entonces, se concluye que la ecuación de Vogel define realmente un IPR que tiene la forma general de la Figura A.3

En un análisis posterior, Standing⁴ reescribió la ecuación A.6 como:

$$\frac{q}{q'} = \left(1 - \frac{P_{wf}}{P^-}\right) \left(1 + 0,8 \frac{P_{wf}}{P^-}\right) \quad \text{EQ. A. 8}$$

De la ecuación A.1 se obtiene:

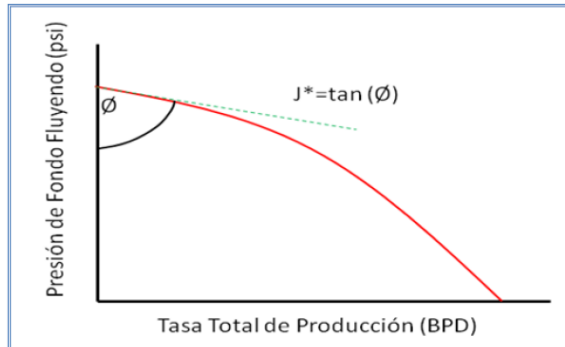
$$J = \frac{q'}{P^-} \left(1 + 0,8 \frac{P_{wf}}{P^-}\right) \quad \text{EQ. A. 9}$$

Esto se obtiene siempre y cuando cualquier diferencia entre P^- y P_s sea despreciada. Siendo J^* el valor inicial de J , es decir, el valor de IP para drawdowns bajos (Figura A.7), al tender P_{wf} hacia el valor P^- , la ecuación A.9 se convierte en:

$$J^* = \frac{1,8q'}{P^-} \quad \text{EQ. A. 10}$$

⁴ STANDING, M. B. Concerning the calculation of Inflow Performance of Wells producing from Solution Gas Drive Reservoirs. J. P. T. 1141 p. 1971

Figura A.4 Valor inicial del IP.



Fuente: NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros (Adaptada).

Las ecuaciones A.9 y A.10 dan:

$$J^* = \frac{1,8J}{\left(1 + 0,8 \frac{P_{wf}}{P^-}\right)} \quad \text{EQ. A. 11}$$

Que permite calcular J^* a partir de un valor medido de J .

Alternativamente, J^* puede calcularse con la ecuación de flujo radial. Si se usa por ejemplo la ecuación A.10, se tiene:

$$J^* = \frac{0,007082K_o h}{B_o \mu_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right]} \quad \text{EQ. A. 12}$$

Donde k_o , μ_o y B_o son tomados a la presión media (y saturación promedio de fluido) en el volumen drenado.

Un valor futuro de J^* , notado como J^*f se puede calcular a partir del valor presente

(J^*p) con la ecuación A.10 para J^*f y J^*p , y dividiendo después. El resultado

es:

$$J_f^* = J_p^* \left[\frac{\left(\frac{K_{ro}}{B_o \mu_o} \right)_f}{\left(\frac{K_{ro}}{B_o \mu_o} \right)_p} \right] \quad \text{EQ. A. 13}$$

Finalmente, si q se elimina de las ecuaciones A.6 y A.10, la curva del IPR futuro se puede trazar utilizando la ecuación A.14.

$$q_o = \frac{J_f^* P_f^-}{1,8} \left[1 - 0,2 \frac{P_{wf}}{P_f^-} - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_f^-} \right)^2 \right] \quad \text{EQ. A. 14}$$

2.2. Método LOG-LOG. El segundo método para definir la forma de la curva IPR es modificar la ecuación A.4 para obtener:

$$q_o = J(\Delta P)^n \quad \text{EQ. A. 15}$$

En la cual el exponente **n** no es necesariamente igual a la unidad. Bajo esta consideración, el potencial del pozo es, de tal manera que un IPR en línea recta podría conducir una producción de $[1 - P_{wf} - P_s]$ a una FBHP (flowing bottom hole pressure) de P_{wf} . Se infiere que la relación entre la producción dada por la ecuación A.15 a la producción obtenida con el IPR en línea recta al mismo drawdown es:

$$\text{Relación de caudal} = \frac{J(P_s - P_{wf})^2}{\frac{J P_s^n}{P_s}} = \left(\frac{P_s - P_{wf}}{P_s} \right)^{n-1} \quad \text{EQ. A. 16}$$

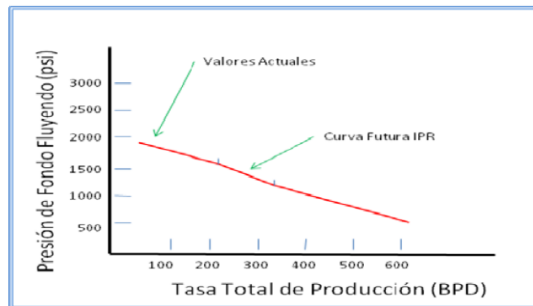
Esta relación es siempre menor o igual a 1 si $n > 1$, es la unidad si $n = 1$ y es mayor o igual a 1 si $n < 1$.

Nótese de la ecuación A.15 que:

$$P_{wf} = P_s \left[1 - \frac{1}{n^{1/(n-1)}} \right]$$

EQ. A. 18

Figura. A.5 Curva de IPR futuro.

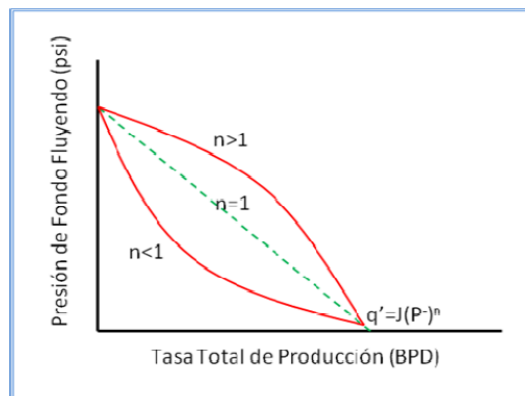


Fuente: NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros (Adaptada).

Por ejemplo, si $n = \frac{1}{2}$ la diferencia máxima se presenta a $P_{wf} = \frac{3}{4} P_s$; cuando $n = \frac{2}{3}$; ocurre a $P_{wf} = \frac{19}{27} P_s$ y si $n = 2$, a $P_{wf} = 0,5 P_s$.

Las curvas típicas para la formula $q = J(\Delta P)^n$ en una gráfica regular P - q se muestran en la Figura A.9 y, en el caso de $n < 1$, puede contrastar con la curva más simétrica de Vogel.

Figura A.6 Curvas típicas de tasa de producción Vs. Presión obtenida con la ecuación A.15



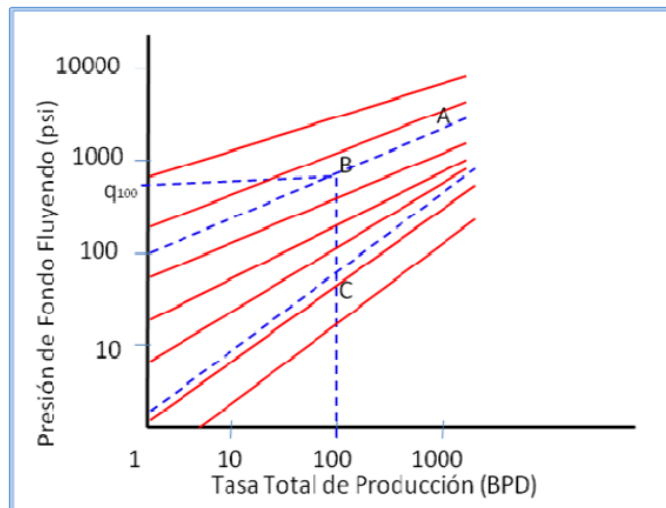
Fuente: NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozo petroleros

Bajo el análisis matemático de la ecuación A.15, el símbolo J ya no conserva significado físico alguno que pudiera relacionarse con la ecuación de mecánica de yacimientos, como en el caso con el método de Vogel.

En vez de esto, se debe recurrir a los datos de campo en un esfuerzo por desarrollar una correlación para J y n . De ser así, entonces se puede establecer una malla en una gráfica Log-Log de q contra ΔP (Figura A.7); obsérvese aquí que los diferentes valores de n dan las pendientes de las líneas, mientras que los de J son valores de los q correspondientes a un ΔP igual a 1.

Con objeto de usar esta malla para tener una extrapolación hacia el futuro, es conveniente usar el procedimiento descrito a continuación.

Figura A.7 Tasa de producción contra una malla de drawdown.



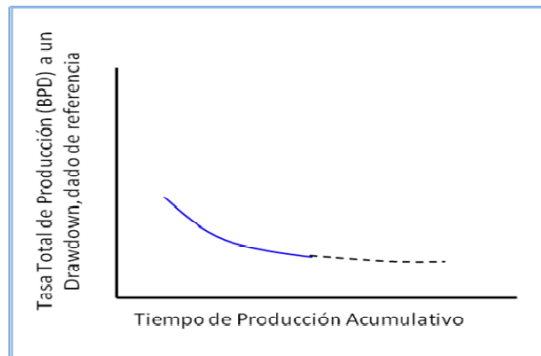
Fuente: NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros (Adaptada).

Cada vez que se mide la tasa de flujo y el drawdown de un pozo fluyente, el resultado se grafica en la malla (punto A). Este punto define la línea del IPR

para el pozo en ese tiempo (mostrado por una línea discontinúa). Se selecciona algún drawdown como referencia conveniente, quizá 100 psi, y se gráfica la producción q_{100} que correspondería a ese drawdown (punto B de la Figura A.7). Para cada pozo se hace una gráfica como esta.

Para obtener el IPR futuro de un pozo, se pueden extrapolar (lo mejor posible) los puntos de la Figura A.8 y estimar así la producción para un drawdown de referencia en un tiempo futuro requerido (o acumulativo del pozo).

Figura A.8 Extrapolación usando una "tasa de producción con un drawdown de referencia".



Fuente: NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros (Adaptada).

Grafíquese este valor en la malla (punto C de la Figura A.7.) y trácese entonces la línea por C que ajuste la malla (línea de punto en la figura A.7). Esta línea define J , n y y , por lo tanto, el IPR del pozo en un tiempo futuro que se desea.

Grafíquese este valor en la malla (punto C de la Figura A.7.) y trácese entonces la línea por C que ajuste la malla (línea de punto en la Figura A.7).

Esta línea define J , n y, por lo tanto, el IPR del pozo en un tiempo futuro que se desea.

Es evidente que el método Log-Log es relativamente complejo cuando se le compara con el método desarrollado por Vogel y Standing.

2.3. Método de FETKOVICH. Fetkovick ha desarrollado un método que, de varias formas combina la aproximación de Vogel con la consideración Log-Log. El método tiene como punto de partida la ecuación de Evinger y Muskat para un flujo bifásico, con un único pozo de radio r_w que esta drenando un yacimiento horizontal homogéneo de radio r_e . Esta ecuación es:

$$q_o = \frac{0.007082Kh}{\ln(r_e/r_w)} \int_{p_{wf}}^{p_e} f(P) dP \quad \text{EQ. A. 19}$$

Donde $f(P)$ es una función de la presión. Se pueden usar diferentes expresiones para $f(P)$ según sean los casos, por ejemplo, flujo bajo régimen estable en una sola fase a presión constante P_e en la frontera externa; flujo en una sola fase bajo régimen pseudo-estable sin flujo a través de la frontera externa; flujo en dos fases con diferentes consideraciones de frontera externa.

Fetkovich hace la consideración clave de que, con un buen grado de aproximación, la expresión $k_{rO} / \mu_o B_o$ es una función lineal de P , en la que la línea recta pasa por el origen, en cualquier caso.

Si P_i es la presión inicial de la formación, en el caso bajo consideración el valor de P_i es bastante aproximado al de P_e por lo que ambos valores se pueden ser intercambiados; entonces, la consideración de línea recta conduce a la expresión:

$$\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} = \left[\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right] \frac{P}{P_i} \quad \text{EQ. A. 20}$$

Al sustituirse la ecuación A.20 en la ecuación A.19 se obtiene:

$$q_o = \frac{0,007082kh}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \left[\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right] \frac{1}{2P_i} (P_i^2 - P_{wf}^2) \quad \text{EQ. A. 21}$$

O bien:

$$q_o = J_{oi}^* (P_i^2 - P_{wf}^2) \quad \text{EQ. A. 22}$$

Dónde:

$$J_{oi}^* = \frac{0,007082kh}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \left[\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right] \frac{1}{2P_i} \quad \text{EQ. A. 23}$$

Es interesante comparar la ecuación A.22 con la ecuación estándar que define el IP, la ecuación A.4, y observar que la forma de Fetkovich se aplica al flujo de gas limpio y seco (se requieren las potencias de 2 en este último caso para explicar la compresibilidad del gas). La ecuación A.22 conduce a una gráfica del IPR del tiempo "esperado", que se ilustra en la Figura A.7. Se puede apreciar más claramente la derivar la ecuación A.22 con respecto a P_{wf} , obteniendo:

$$\frac{dq_o}{dP_{wf}} = -2J_{oi}^* P_{wf} \quad \text{EQ. A. 24}$$

Lo anterior implica que la razón de cambio de q_o con respecto a P_{wf} es negativa y el cambio de q_o que acompaña un incremento particular en P_{wf} es menor para los valores bajos de la presión del fluido de entrada⁵.

⁵ FETKOVICH, M. J. The Isochronal Testing of Oil Wells. Artículo SPE N°. 04529. 1973.

ANEXOS B.
CRITERIOS ECONÓMICOS PARA EVALUACION DE PROYECTOS.

1. INVERSIÓN NETA O INICIAL ⁶.

La inversión neta o inicial, se define como la suma total de los costos de desarrollo, promoción y construcción del proyecto. Existen dos escenarios distintos en los que la inversión inicial puede ser calculada: el primero es aquel en que el desarrollo físico del proyecto no existe y el segundo aquel que existiendo, va a ser modificado.

Para el cálculo de la inversión inicial se suman los costos que van a incurrir en el desarrollo del proyecto. Se pueden considerar los siguientes puntos asociados con el proyecto como: el valor de la infraestructura, los costos de instalación, los gastos de entrenamiento entre otros y el beneficio o pérdida fiscal ocasionado por la venta de bienes que ya han estado en uso. La ecuación que representa la inversión inicial es la siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Inversión neta o inicial} = & [(\text{Costos de desarrollo} + \text{Costos de} \\ & \text{Promoción} + \text{Costos de construcción} + \text{Costos de} \\ & \text{Instalación} + \text{Gastos de entrenamiento}) - \text{Ganancia} \\ & \text{Neta por la venta del bien usado}] \end{aligned}$$

(EQ.B.1)

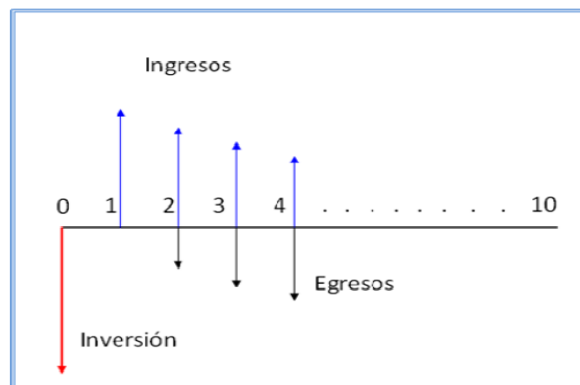
6 COLORADO CARLOS, Augusto afanador – DELGADO GONZALES, Luis Eduardo Pinzón viabilidad técnica y económica de la perforación under balance aplicada al campo escuela Bucaramanga 2008.

2. FLUJO DE EFECTIVO.

El flujo de efectivo, es la secuencia de entradas y salidas de capital durante el tiempo de ejecución del proyecto. A fin de representar esta operación, suelen presentarse tales valores sobre un segmento de recta que tenga como longitud el tiempo que dure la operación medido en períodos, como se observa en la figura B.1.

En la estimación del flujo de efectivo, se deben considerar factores como los ingresos, los gastos generados por la inversión, los costos de operación, el beneficio fiscal asociado a la depreciación y los impuestos asociados al desarrollo del proyecto.

Figura B.1 Representación del flujo efectivo



Fuente: VANEGAS, Oscar. "Criterios de Evaluación Financiera de Proyectos de inversión"

Los ingresos es el dinero que le está entrando al proyecto, como ganancia o producción, dinero recibido por venta de equipos, exportaciones, entre otros; mientras que los egresos es el dinero gastado por el proyecto o que se debe pagar como son compra de equipos, mantenimiento y operación, impuestos, regalías, etc.

La ecuación que representa de mejor manera un flujo de efectivo es la siguiente:

$$\text{Flujo de caja} = \text{Ingresos} - \text{Egresos} - \text{Impuestos} - \text{Depreciación} \quad (\text{EQ. B.2})$$

3. COSTOS

Para realizar el análisis económico de un proyecto, se debe hacer un estudio minucioso de cada una de las variables que influyen en el mismo. Una variable muy importante a la hora de invertir en un proyecto son los costos, los cuales varían en función del nivel de uso o de producción. Costo es el sacrificio, o esfuerzo económico que se debe realizar para lograr un objetivo. Es necesario clasificar los costos de acuerdo a categorías o grupos, de manera tal que posean ciertas características comunes para poder realizar los cálculos, el análisis y presentar la información que puede ser utilizada para la toma de decisiones de inversión del capital⁷.

3.1. Según el Área Donde se Consumen.

- **Costos de Producción:** Son los costos que se generan en el proceso de transformar la materia prima en productos terminados. Entre estos costos se pueden encontrar los costos de la materia prima y materiales que intervienen en el proceso productivo, los sueldos y cargas sociales del personal de producción, las depreciaciones del equipo, el costo de los servicios públicos, y los costos de almacenamiento, depósito y expedición.

⁷ McCRAY, Arthur *Petroleum Evaluations and Decisions* Prentice Hall, 1975

- **Costos de Distribución:** Son los que se generan por llevar el producto o servicio hasta el consumidor final.
- **Costos de Administración:** Son los generados en las áreas administrativas de la empresa. Se denominan gastos.
- **Costos de financiamiento:** Son los que se generan por el uso de recursos de capital. Son los correspondientes a la obtención de fondos aplicados al negocio, entre estos están: los intereses pagados por préstamos, las comisiones y otros gastos bancarios y los impuestos derivados de las transacciones financieras.

3.2. Según su Identificación.

- **Directos:** Son los costos que pueden identificarse fácilmente con el producto, servicio, proceso o departamento. Son costos directos: El material directo y la mano de obra directa. Por lo general se asimilan a los costos variables.

3.3. Según Control Que se Tiene Sobre su Consumo.

- **Costos Controlables:** Son aquellos costos sobre los cuales la dirección de la organización (ya sea supervisores, subgerentes, gerentes, etc.) tiene autoridad para que se generen o no. Ejemplo: el porcentaje de aumento en los salarios de los empleados que ganen más del salario mínimo, es un costo controlable para la empresa
- **Costos no Controlables:** Son aquellos costos sobre los cuales no se tiene autoridad para su control. Ejemplo el valor del arrendamiento

a pagar es un costo no controlable, pues dependen del dueño.

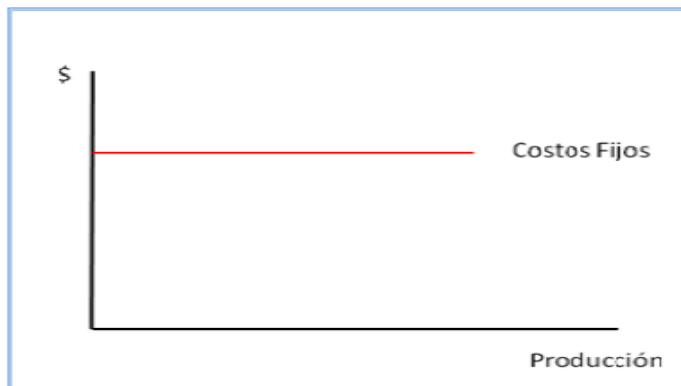
3.4. Según su Importancia en la Toma de Decisiones.

- **Costos Relevantes:** Son costos relevantes aquellos que se modifican al tomar una u otra decisión. En ocasiones coinciden con los costos variables.
- **Costos no Relevantes:** Son aquellos costos que independiente de la decisión que se tome en la empresa permanecerán constantes. En ocasiones coinciden con los costos fijos.

3.5. Según su Comportamiento.

- **Costos fijos:** Son aquellos que a corto plazo permanecen prácticamente constantes, sin afectarse por los cambios en el nivel de operación o de producción, como se observa en la figura B.2.

Figura B.2 Comportamiento de un costo fijo respecto a la producción.



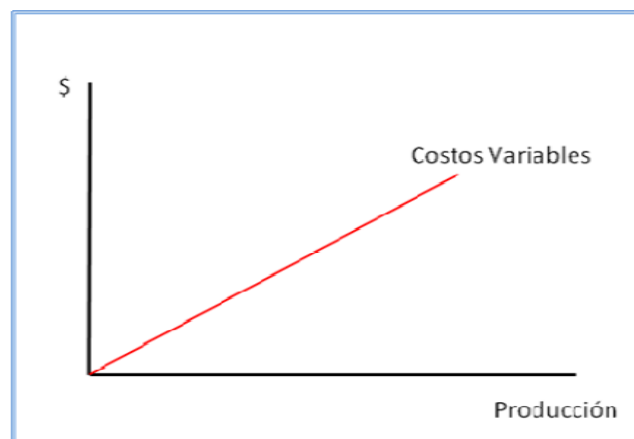
Fuente: VANEGAS, Oscar. "Criterios de Evaluación Financiera de Proyectos de inversión"

Los costos fijos, tal como están establecidos, incluyen entre otros los

siguientes: administración general, impuestos, mantenimiento de instalaciones, seguros, vigilancia, depreciación de equipos, intereses sobre deudas de capital y arriendos. Generalmente los costos fijos se pueden afectar al largo plazo si ocurren cambios en la actividad o en la operación, de apreciable magnitud.

- **Costos Variables:** Normalmente son directamente proporcionales a los volúmenes de producción o a los niveles de operación, como se observa en la figura B.3.

Figura B.3 Comportamiento de un costo variable con respecto a la producción.



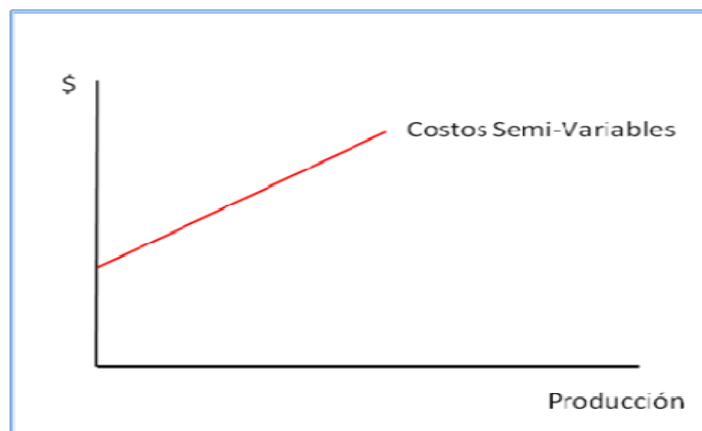
Fuente: VANEGAS, Oscar. "Criterios de Evaluación Financiera de Proyectos de inversión"

Estos costos también cambian con el nivel de actividad de la empresa, es decir, si no hay producción no hay costos variables y si la producción aumenta, el costo variable es alto. Algunos costos variables pueden ser: las materias primas, los salarios directos, la supervisión directa, el almacenamiento, las regalías y los impuestos, si estos se hacen en base a la producción. El costo incremental se

reconoce como el costo importante que permite decidir sobre el aumento o no de la producción.

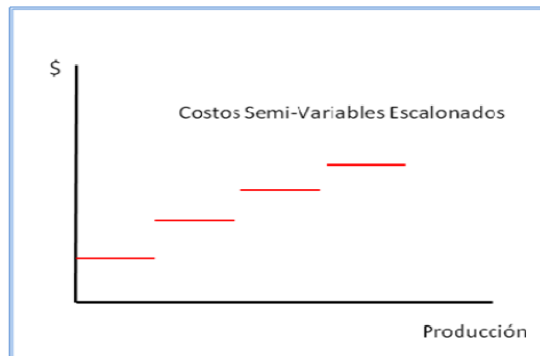
- **Costos Semi-variables:** Son aquellos costos que se componen de una parte fija y una parte variable que se modifica de acuerdo con el volumen de producción. Hay dos tipos de costos semi-variables. Los primeros son los costos mixtos, que son los que tienen un componente fijo básico y a partir de éste comienzan a incrementar (ver figura B.4), los segundos son los costos escalonados, los cuales son constantes en cierto nivel, pero luego crecen hasta un nivel determinado, donde permanecen constantes otra vez y así sucesivamente (ver figura B.5).

Figura B.4 Comportamiento de un costo semi-variable mixto respecto a la Producción.



Fuente: VANEGAS, Oscar. "Criterios de Evaluación Financiera de Proyectos de inversión"

Figura B.5 Comportamiento de un costo semi-variable escalonado respecto a la Producción.

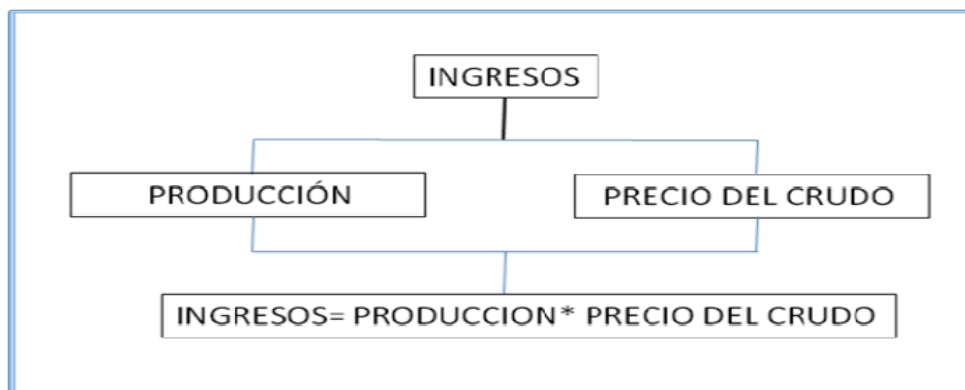


Fuente: VANEGAS, Oscar. "Criterios de Evaluación Financiera de Proyectos de inversión"

4. INGRESOS

En un proyecto petrolero los ingresos provienen directamente de la venta de crudo, la cual es determinada por la producción del campo y el precio del petróleo (Ver figura B.6).

Figura B.6 Diagrama de cálculo de los ingresos



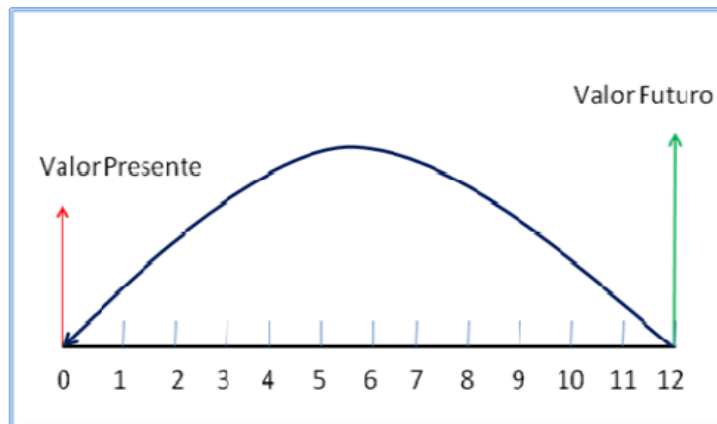
- Fuente: EROSSA, Victoria Eugenia. Proyectos de inversión en ingeniería.

La producción, se evalúa mediante simulación numérica o por los métodos analíticos existentes para inyección de vapor; y el precio del petróleo se puede predecir por métodos estadísticos o por simulación gaussiana.

5. VALOR PRESENTE NETO. (VPN)

El valor presente neto (VPN), es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros (ver figura B.7). El método consiste en calcular el valor presente (VP) del flujo de ingresos que se espera genere el proyecto, menos el costo asociado con llevarlo a cabo y que se asume se paga al inicio del proyecto. Este método, además, descuenta una determinada tasa o tipo de interés igual para todo el período considerado.

Figura B.7 Representación del valor presente



Fuente: VANEGAS, Oscar. "Criterios de Evaluación Financiera de Proyectos de inversión"

Dado el flujo de caja de un proyecto o alternativa de inversión, se define el valor presente (VP) como la forma de valorar todos recursos económicos

gastados y generados a lo largo de la vida útil de un proyecto y de comparar los costos y beneficios actuales con los futuros ⁸.

Los factores que deben tenerse en cuenta al calcular el valor presente de un proyecto son: la vida útil del proyecto, el flujo de caja, es decir el valor presente de los ingresos y egresos en el tiempo, valor comercial o ingreso que se obtiene al final de la vida útil del proyecto y una tasa de descuento o tasa de oportunidad, la cual puede ser constante o variable, ya que en esta tasa está presente de alguna manera, el factor de riesgo y el de liquidez.

La ecuación general para hallar el valor presente neto de un proyecto es:

$$VPN = VPI - VPE \quad (EQ. B.3)$$

Dónde:

VPN es el valor presente neto.

VPI es el valor presente de los ingresos

VPE es el valor presente de los egresos

Utilizando como fórmula:

$$P = \frac{F}{(1 + i)^n} \quad (EQ. B.4)$$

Dónde.

P es el valor presente

F es el valor futuro

i es la tasa de interés (16%)

⁸ OPEP: Organización de países exportadores de petróleo

n es el número de períodos considerado (el primer período lleva el número 0, no el 1) El tipo de interés es i, que es igual al porcentaje al que está invertido un capital en una unidad de tiempo. Entre menor es la tasa de interés, mayor es el valor presente neto y así, entre mayor es este, más conveniente será el proyecto para inversión. La aceptación o rechazo de un proyecto depende directamente de la tasa de interés que se utilice. Cuando el valor presente neto es positivo, el proyecto es viable ya que cubre la inversión y genera beneficios adicionales.

Cuando el valor presente neto es negativo, el proyecto debe rechazarse ya que los beneficios esperados no cubren la inversión inicial. Cuando el valor presente neto es igual a cero es indiferente aceptar o no el proyecto.

6. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).

El TIR es un método que considera el valor del dinero en el tiempo y determina la tasa de rendimiento, en la cual el valor presente neto de un proyecto es igual a cero, es decir, la tasa que equilibra el valor presente de los ingresos con el valor presente de los egresos

El cálculo del TIR se lleva a cabo hallando la tasa de interés, en la cual la suma del valor presente de los flujos de caja, es igual a la inversión inicial. La ecuación que representa esto es:

$$0 = -C + \sum_{n=0}^N \frac{F}{(1 + TIR)^n} \quad \text{EQ. B.5}$$

Donde C es el valor inicial de la inversión.

La tasa interna de retorno es utilizada con frecuencia en la evaluación de alternativas de inversión. El criterio para la aplicación del TIR en la selección de alternativas es: Si el TIR es mayor que la tasa de oportunidad, el proyecto se acepta, si el TIR es menor que la tasa de oportunidad el proyecto se rechaza y si el TIR es igual a la tasa de oportunidad el proyecto es indiferente aceptarlo o rechazarlo; siendo la tasa de oportunidad la tasa de oportunidad del inversionista, que es una tasa netamente personal o individual, que depende exclusivamente de la persona o entidad inversionista y no del flujo de caja de la inversión.

7. RELACIÓN BENEFICIO COSTO (RBC).

Representa las ganancias extraordinarias en dineros de hoy que se producen por encima de la tasa de oportunidad por cada dólar invertido. Y se calcula de la siguiente manera ⁹.

1. Se calcula el valor presente de los ingresos asociados con el proyecto en cuestión.
2. Se calcula el valor presente de los egresos del proyecto.
3. Se establece una relación entre el VNP de los ingresos y el VPN de los egresos, al dividir la primera cantidad por la segunda se obtiene el valor del RBC que se representa como:

$$RBC = \frac{VP \text{ de los Ingresos}}{VP \text{ de los egresos}} \qquad \qquad \qquad \text{EQ. B. 6}$$

⁹ Vanegas, Oscar. “Criterios de Evaluación Financiera de Proyectos de Inversión”

Esta relación es una función de la tasa de interés que se emplea en los cálculos a del VPN de los ingresos y egresos.

- Cuando el RBC es > 1 El VPN es > 0 El proyecto es atractivo y el TIR es $>$ a la Tasa de Oportunidad
- Cuando el RBC es $= 1$ El VPN es $= 0$ El proyecto es indiferente y el TIR es $=$ a la Tasa de Oportunidad
- Cuando el RBC es < 1 El VPN es < 0 El proyecto no es atractivo y el TIR es $<$ a la Tasa de Oportunidad

8. PERIODO DE RECUPERACIÓN

Este método se utiliza para conocer el número de períodos en que se recuperara una inversión.

El periodo de recuperación representa el número de meses en que la inversión se recupera vía facturación, cobranza o utilidades; se debe considerar que para este caso el término inversión considera a la suma total de activos del proyecto.

Como los proyectos de inversión implican una serie de riesgos, la evaluación por este método es recomendable para casos en que las empresas tratan de reducir el tiempo de recuperación de su inversión.

Tiene la ventaja de rapidez en el cálculo y la factibilidad en la interpretación. Sin embargo no toma en cuenta la vida probable de la inversión, ni tampoco refleja ninguna base de comparación con los índices de rentabilidad del proyecto.

$$\text{Periodo de Recuperación} = \frac{\text{Inversión Total}}{\text{Utilidad promedio anual}} \quad (\text{EQ. B. 7})$$

ANEXO C.

CONTRATO DE PRODUCCIÓN INCREMENTAL – CPI DINA TERCIARIO

Presentación de los detalles de los contratos

1. Numero de Contrato: 2207
2. Nombre del Contrato: NEIVA (PIJAO-POTRERILLO)
3. Tipo de Contrato: Producción Incremental
4. Campos asociados al Contrato: Dina Terciarios
5. Porcentaje de Participaciones de acuerdo al Contrato después de las Regalías: 31% (ECP) y 69% (PCL)
6. Fecha de Inicio del contrato: 31-May-01
7. Ultima fecha de terminación del contrato: 30-May-23
8. Información de Regalías
 - a. Porcentaje por volumen de producción: NA
 - b. Porcentaje por curva base negociada: 20%
 - c. Porcentaje sobre la curva base negociada: (8%-25%) Ley 756 de 2002
 - d. Otros: La participación de PCL corresponde al 69% de la producción incremental después de regalías.

ANEXO D

CÁLCULOS ECONÓMICOS.

En este anexo se mostrará la manera en que se llevaron a cabo los cálculos económicos solo para el pozo D, de la misma forma se aplican los mismos pasos para hallar los resultados de los demás pozos.

Se debe tener en cuenta que para efectos de análisis económicos la tasa de oportunidad de Petrominerales Colombia Ltd. es de 16%, el costo del barril para los 12 períodos fue de 89.29 dólares y el costo de producción por barril en este campo es de 29.5 dólares (se debe aclarar que este precio fue establecido por Petrominerales Colombia Ltd. a esa fecha) y el número de períodos a evaluar después de la estimulación es de 12 meses.

- **Valor presente neto de los ingresos.**

Teniendo la producción incremental durante los 12 meses a evaluar, procedemos a hallar el valor de ese crudo a ese tiempo, después llevamos el valor de cada mes al final de los 12 períodos mediante la ecuación de VPN, por ultimo realizamos la sumatoria de todos los VPN de los ingresos y el total de esta suma se considera el **valor presente neto de los ingresos**, que para este caso dio un valor de 15.508.869.90 US (Ver tabla D 1).

Tabla D 1. Resultados económicos para el pozo D.

FECHA	PRODUCCIÓN INCREMENTAL (BOPD)	DINERO (DOLARES)	VPN (INGRESOS) (DOLARES)	VPN (INGRESOS) (DOLARES)
17-jul	15352.9	917,949.39	5,448,972.42	2,793,779.26
17-ago	13817.0	826,121.08	4,227,480.25	
17-sep	9472.3	566,349.85	2,498,415.58	
17-oct	8350.3	499,263.22	1,898,678.70	
17-nov	6123.9	366,148.95	1,200,388.16	
17-dic	5038.1	301,226.67	851,332.77	
16-ene	2152.6	128,702.51	313,570.32	
16-feb	1447.1	86,519.65	181,720.83	
16-mar	1396.1	83,475.58	151,144.17	
16-abr	2002.7	119,738.76	186,899.75	
16-may	2701.8	161,542.15	217,371.11	
16-jun	2637.1	157,671.68	182,899.15	
TOTAL	70491.9	4,214,709.49	15,508,869.90	2,793,779.26

- **Valor presente neto de los egresos.**

Teniendo el total de todos los costos que implica el fracturamiento hidráulico (Ver Tabla D 3) en la fecha que se efectúa la inversión, procedimos a llevar ese dinero a la fecha de evaluación por medio de la ecuación B.4.

Tabla D 2. Costos totales pozo D.

Costos Por Estimulación (Dólares)	380,648.00
Costos Por levantamiento (Dólares)	90,000.00
COSTOS TOTALES (Dólares)	470,648.00

$$F = P * (1 + i)^n = 470648 * (1 + 0.16)^{12} = 2793779.3 \text{ dolares}$$

Para este caso dio un valor de 2.793.779,3 Dólares.

- **Valor presente neto total.**

Según la ecuación B.3 se debe restar el valor presente neto de los ingresos menos el valor presente neto de los egresos.

$$VPN = VPI - VPE = 15.508.869,9 - 2.793.779,3 = 12.715.090,64$$

- **Calculo tasa interna de retorno (TIR).**

Aplicando la ecuación B.5 tenemos

$$0 = -C + \sum_{n=0}^N \frac{F}{(1 + TIR)^n}$$

$$TIR = \left(\frac{VPN \text{ ingresos}}{INVERSIÓN} \right)^{\frac{1}{n}} - 1 = \left(\frac{15508869,9}{470648} \right)^{\frac{1}{12}} - 1 = 33,81\%$$

- **Calculo relación benéfico costo (RCB)**

Aplicando la ecuación B.6 tenemos:

$$RCB = \frac{VP \text{ de los Ingresos}}{VP \text{ de los egresos}} = \frac{15508869,9}{2793779,3} = 5,6$$

- **Calculo periodo de recuperación.**

Aplicando la ecuación B.7 tenemos:

$$\begin{aligned} \text{Periodo de Recuperación} &= \frac{\text{Inversipon total}}{\text{utilidad promedio mensual}} = \frac{479648}{351225,8} \\ &= 1,34 \text{ meses} \end{aligned}$$

ANEXO E

CONSTRUCCIÓN CURVAS IPR POZO D

En este caso solo se mostrará la manera en que se llevó a cabo la construcción de las curvas IPR para el pozo D, de igual forma se aplican los mismos pasos para hallar las curvas IPR de los demás pozos.

Para la construcción de las curvas IPR se necesitó la siguiente información: presión de yacimiento, nivel de fluido desde superficie, topes de las perforaciones, base de las perforaciones, fondo del pozo, caudal del fluido y corte de agua. Con informes de diagramas sonolog, datos de producción e historial del pozo se obtuvo esta información antes y después de la estimulación respectivamente, para realizar el análisis antes de la estimulación se realizó un promedio del comportamiento de cada formación. Esta información proporciono los siguientes datos:

Tabla E 1. Datos 1 para la construcción de IPR pozo D.

		ANTES	DESPUES
Presión de yacimiento	Psia	1995	1995
Nivel de fluido desde superficie	Ft	3886	1799.75
Tope de las perforaciones	Ft	4010	4010
Base de las perforaciones	Ft	4500	4500
Caudal de fluido	Bls/d	125	487
Corte de agua	%	54	28

Con la siguiente ecuación se procede a hallar el gradiente de formación.

$$\text{Gradiente} = 0,433 * \text{corte de agua} + 0.38 * (1 - \text{corte de agua}) \text{ (EQ E - 1)}$$

Después procedemos a hallar la Pwf de la siguiente manera:

$$P_{wf} = \left[\frac{(\text{base perfo} + \text{tope de perfo})}{2} - \text{nivel de fluido} \right] * \text{Gradiente}$$

Después procedemos a hallar la relación de pwf con la presión de yacimiento.

$$\frac{P_{wf}}{P_r}$$

Con los datos anteriormente hallados antes y después de la estimulación, y la ecuación A.6 procedimos a hallar el **POTENCIAL DEL POZO** o caudal máximo.

Tabla E 2. Datos 2 para la construcción de IPR pozo D.

		ANTES	DESPUES
Gradiente	Psi/Ft	0.40862	0.39484
Pwf	Psia	150.78	969.43
Pwf/Py	Adim	0.0755	0.4859
Drawdown	Psia	1844.21	1025.56
IP actual	Bpd/psi	0.0677	0.4748
Potencial del pozo	Bls/d	127.51	682.15

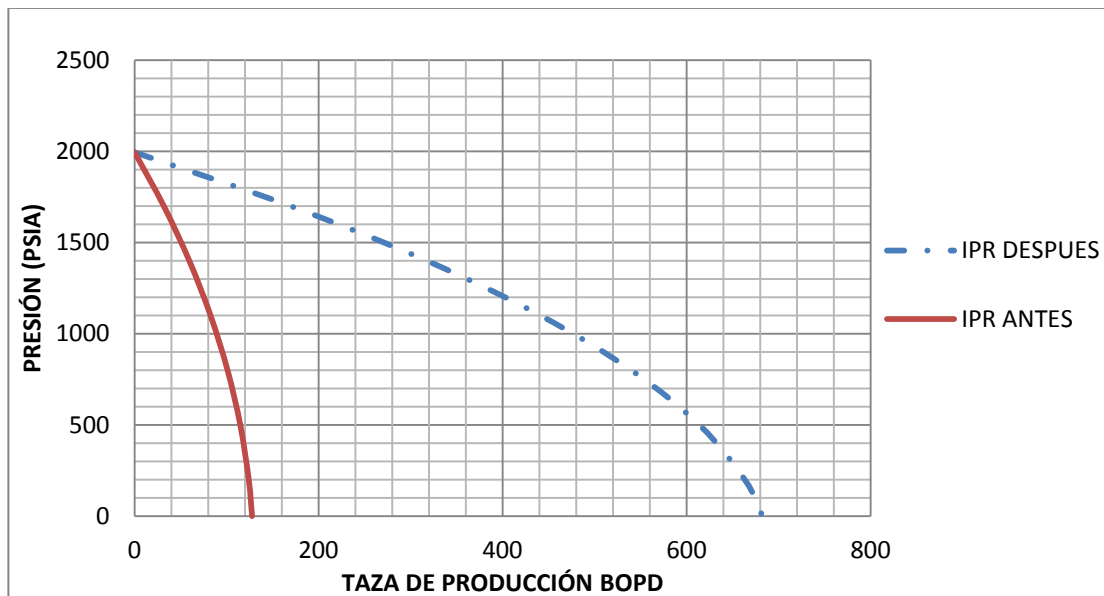
Se discretizó la presión desde la presión de yacimiento hasta una presión igual a 0 y para cada rango de presión se halla el caudal según la ecuación A.6, dando los siguientes valores:

Tabla E 3. Datos para la construcción de IPR pozo D.

	P	1995	1695	1395	1095	795	495	195	0
ANTES	TASA	0	32.21	59.80	82.78	101.1	114.9	124.0	127.5
DESPUES	TASA	0	172.3	319.9	442.8	541.1	614.7	663.6	682.1

Se procede a graficar los datos anteriormente hallados:

Figura E 1. Curva IPR antes y después de la estimulación pozo D.



Fuente: Los Autores.

ANEXO F.

DESCRIPCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS PARA EL ANÁLISIS.

Los pozos seleccionados para la muestra del análisis del proceso de Fracturamiento hidráulico y estimulación matricial ácida son: Pozo "B", Pozo "D"; Pozo "H", un pozo por cada formación productora, esto se realiza con el fin de hacer menos extenso el documento ya que todos los pozos de las tres diferentes formaciones se le están realizando similares trabajos de estimulación. Por razones de confidencialidad no se dará a conocer el nombre real del pozo ya que esta información es de uso privado de Petrominerales Colombia LTDA. La información aquí presentada corresponde a los informes de completamiento realizados a los pozos seleccionados por parte de Petrominerales Colombia LTDA.

- **POZO B – FORMACIÓN HONDA.**

La perforación de este pozo se inició el 17 de Diciembre de 2009 y terminó el 25 de Diciembre de 2009 alcanzando una profundidad total medida de 3674'.

El 20 de Febrero de 2010 se empezó la operación de Fracturamiento Hidráulico, de la siguiente forma:

1. CALIBRACIÓN DEL REVESTIMIENTO Y CORRIDA DE REGISTROS.

Se armó y se midió BHA # 1 para calibrar revestimiento así: 1 broca 6-1/8" Open bearing+ 1 scrapper para csg de 7" OD + 1 bit sub 3 1/2" Reg x 3 1/2" EUE y corrió con sarta 3 1/2" EUE N-80 9,3 lbs/ft, midiendo, calibrando ID y levantando junta por junta de los soportes, toco tope de cemento @ 3575ft,

collar flotador @ 3591 ft, 16 ft. Se ubicó rotating head 7 1/16-3M y equipo de rotación con power swivel.

Se reverso pickline con bomba del equipo desplazando con 30 bls fluido de control Nacl de 8,4 lpg filtrado y tratado a 1,0 bpm 100 psi, continuo desplazando agua fresca del pozo por fluido de control Nacl de 8,4lpg filtrada y tratada. A 3,9 bpm y 100 psi. Se sacó sarta con BHA #1 raspador Bilco para csg de 7" con 114 tubos de 3 1/2" EUE N-80 desde 3522 ft.

Se realizó rig up, se Tomó registros eléctricos. Slb armando sonda USIT-CBL-VDL-GR-CCL y realizo evaluación del cemento con registro USIT-CBL-VDL-GR-CCL con 1000 psi de presión, desde 3546' hasta 712 ft (zapato del Casing de 9-5/8"), tomo sección repetida desde 3500 ft hasta 3300 ft, se observó cemento de buena calidad frente a intervalos que se van a cañonear y se fractura con las siguientes lecturas:

Tabla F 1. Intervalos a fracturar.

Profundidad (Ft)		
3060'	3070'	1,3 mv
2976'	2996'	2,5 mv
2920'	2930'	2,5 mv
2828'	2838'	2 mv
2723'	2738'	1,3 mv
2563'	2583'	1 mv
2445'	2460'	4,2 - 12 mv
2360'	2375'	1,5 mv
2240'	2255'	1,2 mv"

Se retiró sonda USIT-CBL y Armo sonda MSIP-Gr (SONIC SCANNER)

Se tomó registro SONIC SCANNER desde 3573 ft hasta 712 ft a una velocidad promedio de 700 ft/min. Se registró sección repetida desde 3573 ft hasta 3273 ft. Con el fin de comparar el estado de la formación antes y después del fracturamiento hidráulico.

2. FASE DE CAÑONEO.

Se realizó cañoneo de la primera fase, con cañones casing gun 4 ½" OD, 5 SPT, 60°, carga HSD-L 4505 HMX, sin manifestación en superficie.

Tabla F 2. Zonas cañoneadas.

RUN	TOPE	BASE	ESPESOR	UNIDAD	TRATAMIENTO
6	2563	2583	20'	TH-4	Cañoneo
5	2723	2738	15'	TH-5	Cañoneo
4	2828	2838	10'	TH-6	Cañoneo
3	2920	2930	10'	TH-7	Cañoneo
2	2976	2996	20'	TH-7B	Cañoneo
1	3060	3070	10'	TH-8	Cañoneo

Espero por manifestación en superficie en cada corrida sin resultado, cañones 100% detonados. Se corrió raspador y recíprocó frentes perforados.

Se armó, se midió y se calibró BHA así:

1 Landing nipple 2, 75 Model F (sin Standing valve).

1 Pup joint 3 ½" EUE.

1 Xover 2 7/8x 3 ½" EUE pin-box

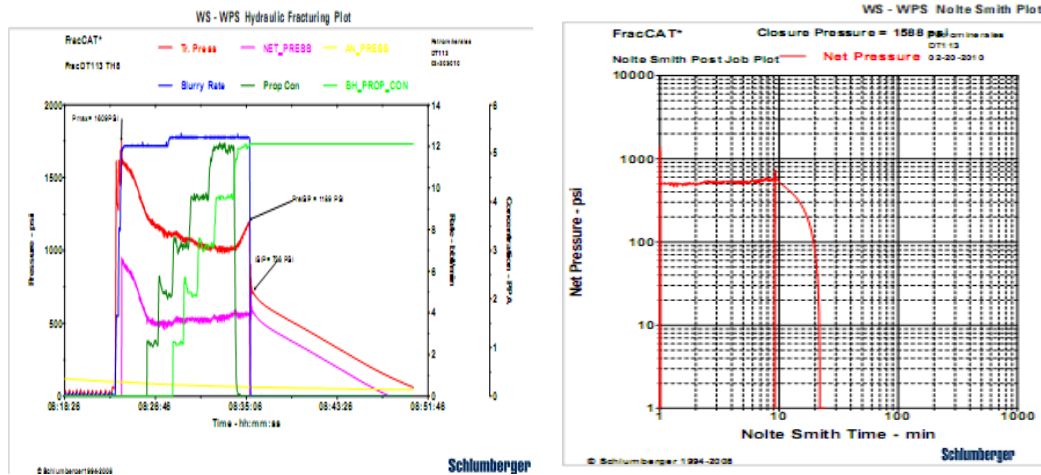
1 Empaque RTV modelo EA para Rev 7" 23-29 Lbs/ft
1 Retrieving head model L
1 Empaque RBP model GA para Rev 7" 23-29 Lbs/ft
99 Tubos de 3 ½ " EUE N-80, 9,3 lb/ft.

3. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO AL INTERVALO 3060'-3070' DE LA UNIDAD TH8.

Con el empaque sentado: RBP a 3100 ft y RTV a 3016 ft. Se realizó fracturamiento hidráulico al intervalo 3060'- 3070' (10') de la unidad TH-8 de la formación Honda, obteniendo los siguientes resultados:

- Arena en formación: 10.430 Lbs
- Arena Total: 12.440 Lbs
- Pre-isip: 1.189 psi.
- Isip: 736 psi
- Presión máxima: 1.609 psi.
- Presión neta: 560 psi
- Ppromedio : 1.142 psi.
- Caudal 12.0 bpm.
- Slurry: 142,8 bbls.
- liquido limpio: 129,57 bbls
- PAD: 26 bbls.
- Concentración 5,0 ppa en fondo.
- Tipo de arena 12/20 Jordan-unimin
- Tipo de fluido YF 120 RGM.

Figura F 1. Comportamiento de la presión durante el fracturamiento.



Fuente: PETROMINERALES

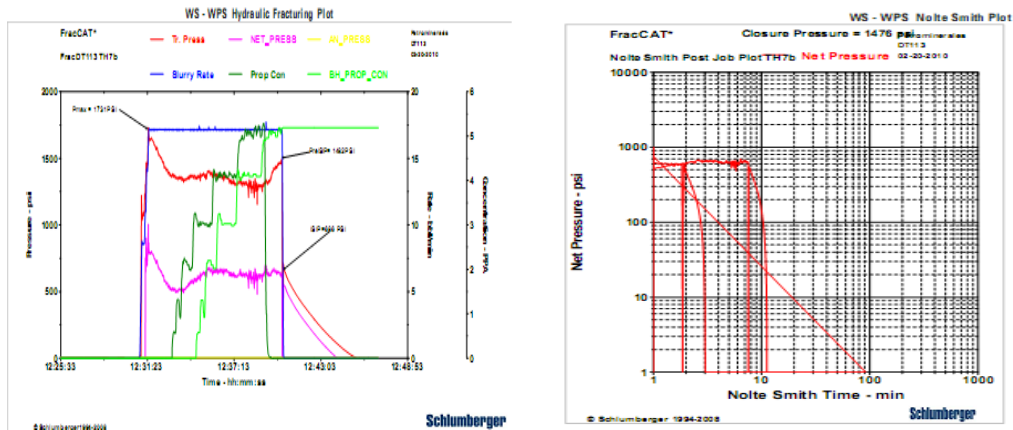
4. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO AL INTERVALO 2976'- 2996' TH-7B DE LA FORMACIÓN HONDA.

Con el empaque sentado: RBP a 3100 ft arenado hasta 3010 ft y RTV a 2941 ft. Se realizó fracturamiento hidráulico al intervalo 2976'- 2996' de la unidad TH-7b de la formación Honda, obteniendo los siguientes resultados:

- Arena en formación: 12.411 Lbs
- Arena Total: 13.814 Lbs
- Pre-isip: 1.481 psi.
- Isip: 649 psi
- Presión máxima: 1.731 psi.
- Presión neta: 634 psi
- Ppromedio : 1.368 psi.
- Caudal 17.0 bpm.

- Slurry: 157,7 bbls.
- liquido limpio: 143,1 bbls
- PAD: 30 bbls.
- Concentración 5,0 ppa en fondo.
- Tipo de arena 12/20 Jordan-unimin
- Tipo de fluido YF 120 RGM.

Figura F 2. Comportamiento de la presión durante el fracturamiento.



Fuente: PETROMINERALES.

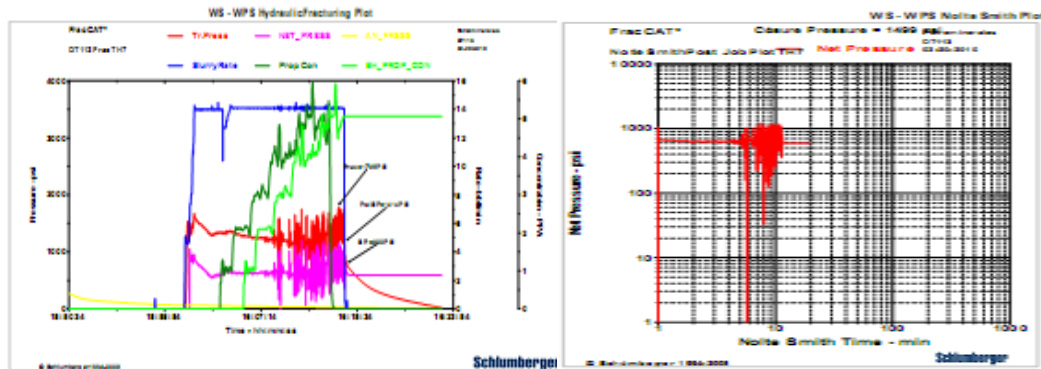
5. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO AL INTERVALO 2920'- 2930' DE LA UNIDAD TH-7 DE LA FORMACIÓN HONDA.

Con el empaque sentado: RBP a 3100 ft arenado hasta 2935 ft y RTV a 2859 ft. Se realizó fracturamiento hidráulico al intervalo 2920'- 2930" de la unidad TH-7 de la formación Honda, obteniendo los siguientes resultados:

- Arena en formación: 14.858 Lbs
- Arena Total: 16.707 Lbs

- Pre-isip: 1.414 psi.
- Isip: 849 psi
- Presión máxima: 1.785 psi.
- Presión neta: 615 psi
- Ppromedio : 1.265 psi.
- Caudal 14,0 bpm.
- Slurry: 186,6 bbls.
- liquido limpio: 168,6 bbls
- PAD: 35 bbls.
- Concentración 5,0 ppa en fondo.
- Tipo de arena 12/20 Jordan-unimin (Nueva)
- Tipo de fluido YF 120 RGM.

Figura F 3. Comportamiento de la presión durante el fracturamiento.



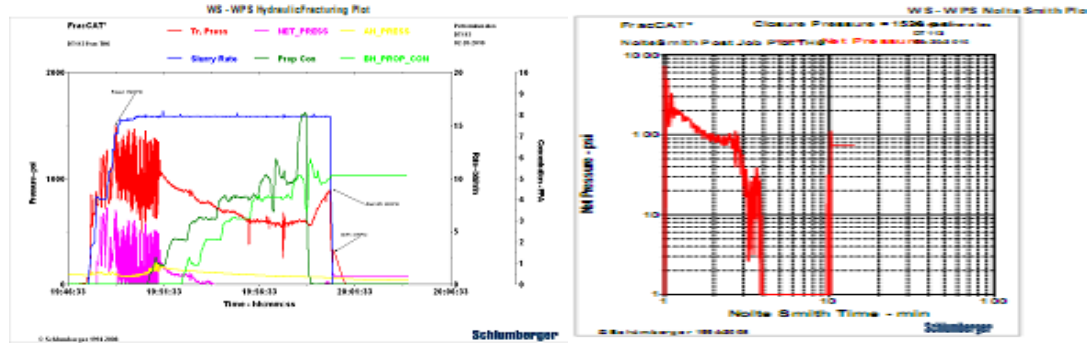
Fuente: PETROMINERALES.

6. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO AL INTERVALO 2828-2938' DE LA UNIDAD TH-6 DE LA FORMACIÓN HONDA.

Con el empaque sentado: RBP a 3100 ft arenado hasta 2848 ft y RTV a 2745 ft. Se realizó fracturamiento hidráulico al intervalo 2828'- 2838' de la unidad TH-6 de la formación Honda, obteniendo los siguientes resultados:

- Arena en formación: 15.206 Lbs
- Arena Total: 17.000 Lbs
- Pre-isip: 883 psi.
- Isip: 277 psi
- Presión máxima: 1.503 psi.
- Presión neta: 76 psi
- Ppromedio : 790 psi.
- Caudal 16,0 bpm.
- Slurry: 188,1 bbls.
- liquido limpio: 170 bbls
- PAD: 37,4 bbls.
- Concentración 5,0 ppa en fondo.
- Tipo de arena 12/20 Jordan-unimin (Lavada)
- Tipo de fluido YF 120 RGM.

Figura F 4. Comportamiento de la presión durante el fracturamiento.



Fuente: PETROMINERALES.

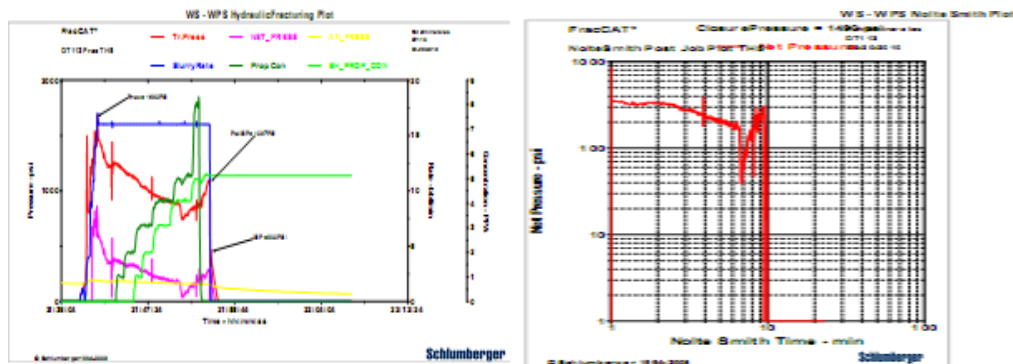
7. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO AL INTERVALO 2723'-2738' (15') DE LA UNIDAD TH-5 DE LA FORMACIÓN HONDA.

Con el empaque sentado: RBP a 3100 ft arenado hasta 2780 ft y RTV a 2609 ft. Se realizó fracturamiento hidráulico al intervalo 2723'- 2738' de la unidad TH-5 de la formación Honda, obteniendo los siguientes resultados:

- Arena en formación: 14.314 Lbs
- Arena Total: 17.061 Lbs
- Pre-isip: 1.087 psi.
- Isip: 403 psi
- Presión máxima: 1.682 psi.
- Presión neta: 290 psi
- Ppromedio : 1.043 psi.
- Caudal 16,0 bpm.
- Slurry: 180,5 bbls.
- liquido limpio: 162,2 bbls
- PAD: 51 bbls.

- Concentración 5,0 ppa en fondo.
- Tipo de arena 12/20 Jordan-unimin (Lavada)
- Tipo de fluido YF 120 RGM.

Figura F 5. Comportamiento de la presión durante el fracturamiento.



Fuente: PETROMINERALES

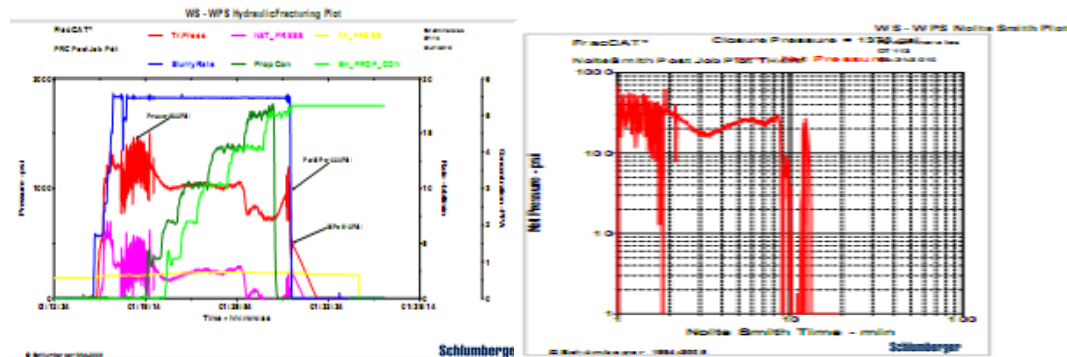
8. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO AL INTERVALO 2563'. 2583' (20') DE LA UNIDAD TH-4 INF DE LA FORMACIÓN HONDA.

Con el empaque sentado: RBP a 3100 ft arenado hasta 2706 ft y RTV a 2485 ft. Se realizó fracturamiento hidráulico al intervalo 2563'- 2583' de la unidad TH-4 inf. de la formación Honda, obteniendo los siguientes resultados:

- Arena en formación: 20.123 Lbs
- Arena Total: 20.923 Lbs
- Pre-isip: 1009 psi.
- Isip: 512 psi
- Presión máxima: 1502 psi.

- Presión neta: 246 psi
- Ppromedio : 1008 psi.
- Caudal 18,0 bpm.
- Slurry: 243,4bbls.
- liquido limpio: 221 bbls
- PAD: 50 bbls.
- Concentración 5,0 ppa en fondo.
- Tipo de arena 12/20 Jordan-unimin (Lavada)
- Tipo de fluido YF 120 RGM.

Figura F 6. Comportamiento de la presión durante el fracturamiento.



Fuente: PETROMINERALES

9. LIMPIEZA DE ARENA.

Se retiró cabezal de fracturamiento, se abrió by pass de empaque RTV a 2485 ft. Se circuló con 40 bls de fluido de control a 3,9 bpm 150 psi. Se retiró conexiones de circulación y bajo hasta 2675 ft tope de arena. RBP a 3100 ft. 425 ft de arena. Se lavó arena desde 2675 ft hasta 3100 ft. tope de

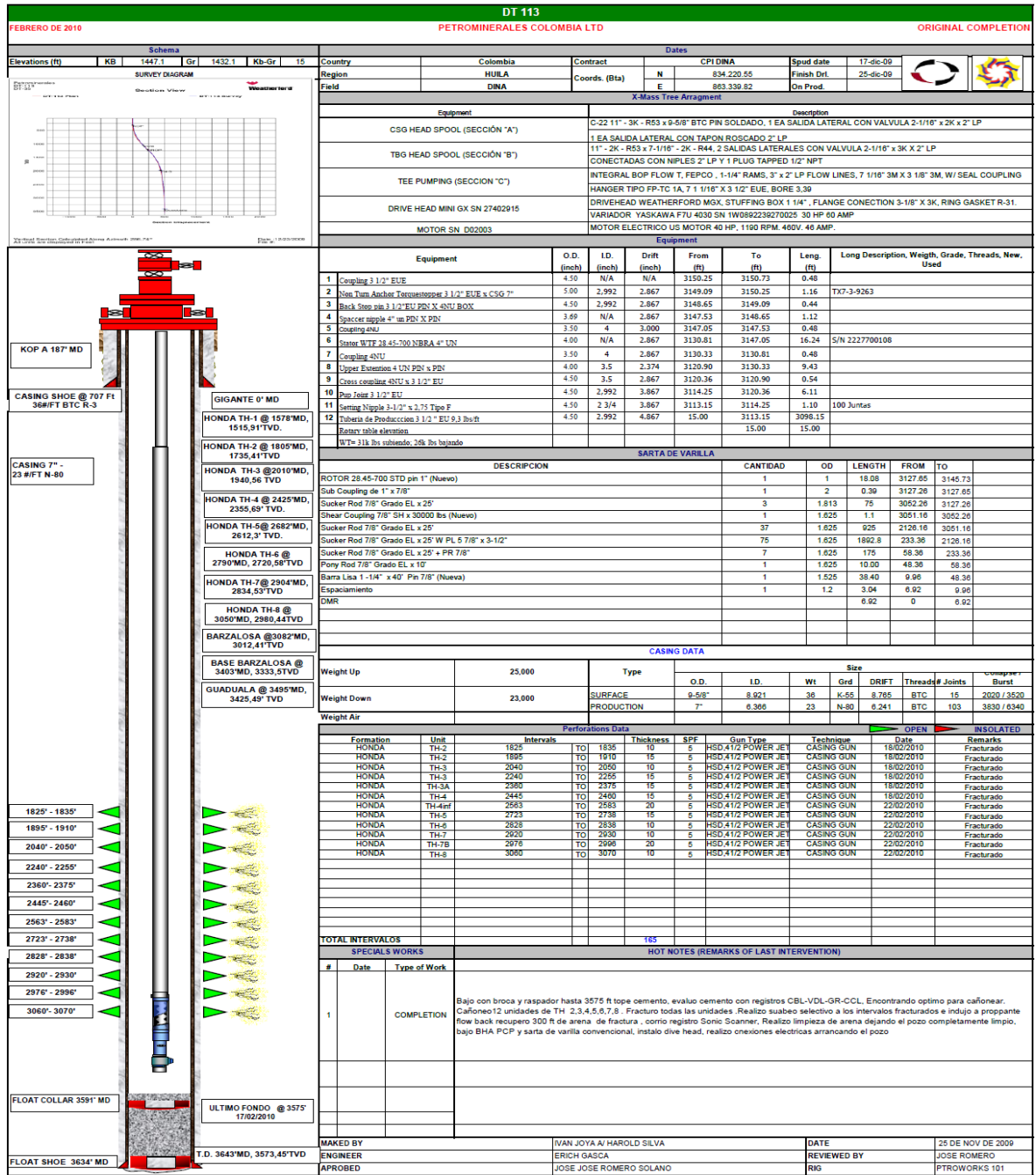
empaque RBP Con fluido de control Nacl de 8,4 lpg a 150 psi. Se circuló a limpio, pesco RBP a 3100 ft, y desasentó. Se sacó sarta de tubería con set de empaques RBP-RTV desde 3100 ft. Estos se observan en buen estado físico y operativo.

10. SUABEO PARA INDUCCIÓN A PROPPANT FLOW BACK

Se retiró sarta de frac con set de empaques RBP-RTV, se calibre, se armó y se bajó Empaque R-3 para csg de 7" OD, Hasta 1805 ft. Se sentó con 10000 lbs de peso, se probó por el anular con 500 psi. Se armó equipo de suabeo, arbolito, lubricador y barras de peso, instalo marcas nuevas. Se reposicionó Empaque R-3, se realizó suabeo para inducción a proppant flow back, verificando aporte de arena cada 20 viajes con Slick line, profundidad del collar flotador 3575 ft, tope de cemento 3551 ft.

11. ESTADO MECÁNICO POZO B

Figura F 7. Estado Mecánico pozo B.



Fuente: PETROMINERALES

- **POZO D – FORMACIÓN DOIMA–CHICORAL.**

La perforación de este pozo se inició el 31 de Mayo de 2009 y terminó el 11 de Junio de 2009 alcanzando una profundidad total medida de 4892'.

El 7 de Julio de 2009 se empezó la operación de Fracturamiento Hidráulico, de la siguiente forma:

1. CORRIDA CON BROCA DE 6 1/8" Y RASPADOR PARA REVESTIMIENTO DE 7".

Se instaló set de preventoras arreglo RRA así:

- Blind rams de 7 1/16" * 3M psi
- Pipe rams de 7 1/16" * 3M psi
- DSA 7 1/6" 3M * 7 1/16" 5M psi
- Anular de 7 1/16" * 5M psi.

Se armó BHA para calibración de revestimiento de 7" N-80 23 lbs/ft de la siguiente manera:

- Broca tricónica de 6-1/8" Open Bearing.
- Scrapper para Casing de 7".
- Crossover 3-1/2" Reg x 3-1/2" EUE.

Se bajó sarta de tubería de 3-1/2" EUE N-80 9.3 Lbs/ft parando en sencillos desde los racks de tubería midiendo, calibrando y colocando teflón en los pines intermedios hasta determinar fondo firme @ 4808 ft (float collar @ 4838 ft según medidas de perforación) con una diferencia de 30 ft, se colocó hasta 7000 lbs de peso.

Se realizó Rig up de unidades de Schlumberger e hizo pick line @ 4792 ft de tubería bombeando 6 bls de HCl al 33% y desplazando con 31 bls de agua

@ 1 bpm con 100 psi de presión en la bomba, reverso ácido con bomba del rig @ 1.2 bpm hasta obtener el ácido en superficie; se cambió fluido de pozo (agua fresca) por salmuera de KCl de 8.8 lpg bombeando a 3 bpm con 150 psi de presión en la bomba en total 175 bls de salmuera.

Se sacó sarta de tubería de 3 1/2" EUE con BHA de calibración desde 4792 ft hasta superficie.

2. CORRIDA REGISTRO CBL-VDL-CCL

Se corrió registro para evaluación de cemento con sonda CBL-VDL-GR-CCL. Tomando registro desde 4406 ft donde se encontró fondo hasta 1400 ft con presión en el revestimiento de 1000 psi. Se realizó sección repetida desde 1700 ft @ 1400 ft. Se observó buena calidad de cemento con amplitudes de entre 1 & 6 mv a lo largo de toda la sección de Doima-Chicoral y lecturas entre 10-20 mv a lo largo de la formación Honda con buena adherencia al Casing.

3. CAÑONEO DE LAS FORMACIONES DOIMA-CHICORAL.

Se cambió cabeza eléctrica de registro CBL-VDL-GR-CCL por cabeza detonante para Casing Gun y se realizó cañoneo a los intervalos **4490 ft – 4500 ft, 4390 ft – 4400 ft, 4280 ft – 4290 ft, 4100 ft – 4120 ft, 4010 ft – 4030 ft** con cañones de 4 1/2", 6 SPF, 60° phasing en Doima-Chicoral. Sin presentar manifestación en superficie en ningún intervalo.

Se realizó Rig Down de unidad y aparejos de registro y cañoneo. Se armó BHA para calibración de revestimiento de 7" N-80 23 lbs/ft de la siguiente manera:

- Broca tricónica de 6-1/8" Open Bearing.
- Scrapper para Casing de 7".
- Crossover 3-1/2" Reg x 3-1/2" EUE.

Se bajó sarta de tubería de 3-1/2" EUE N-80 9.3#/ft en paradas desde la torre hasta 4546' repasando todos los intervalos cañoneados.

4. CORRIDA DE SARTA DE FRACTURAMIENTO.

Se midió, se calibró y se armó BHA para fractura de la siguiente forma:

- 1 Pup Joint de 3-1/2" EUE N-80
- 1 Seating Nipple Modelo F 2,75" (con Standing Valve instalada)
- 1 Crossover de 2-7/8" x 3-1/2" EUE
- 1 Empaque RTV para 7" 23 #/FT.
- 1 Pup Joint de 2-7/8" EUE N-80.
- 1 Llave pescante para RBP.
- 1 Empaque RBP Para Casing de 7" 23#/FT

Se bajó BHA de fractura con empaques RBP y retrievamatic para revestimiento de 7" - 23 lbs/ft con sarta de tubería de 3 1/2" EUE, 9.3 lbs/ft, N-80 conejeando y aplicando teflón desde superficie hasta 4578 ft. Se realizaron pruebas de integridad de tubería contra Standing Valve 2.75" modelo F con 2500 psi.

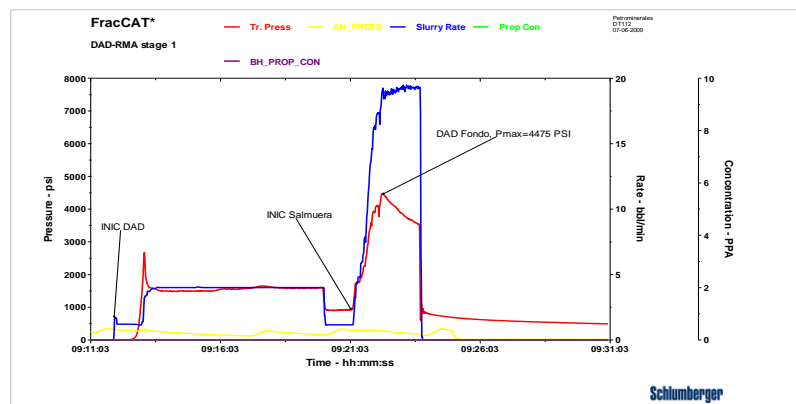
Se realizó Rig up de unidad y aparejos de Slick Line, se bajó con Pulling de 3" JDC y recupero Standing Valve 2.75 F @ 4529 ft. Saco a superficie e hizo Rig Down de aparejos y equipos.

5. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DEL INTERVALO 4490 ft - 4500 ft (10 ft) DE LA FORMACIÓN DOIMA-CHICORAL.

Se posicionó y se sentó con 15M lbs de peso y 15M lbs de tensión empaque RBP para Casing de 7" - 23 lbs/ft @ **4544 ft** subió y sentó empaque RTV a 4527 ft y probó integridad en ciegos con 1000 psi; se subió y se reposicionó empaque Retrievamatic @ **4437 ft**, se sentó con 16000 lbs de peso. Se dejó empaquetado el intervalo **4490 ft - 4500 ft (10 ft)** para hacer fracturamiento hidráulico.

Bombé 30 bbls de sistema ácido DAD 75/25 a 4 bpm y desplazó con 40 bls de salmuera KCl 2% a tasa de fractura 18 bpm.

Figura F 8. Comportamiento de Presión durante el fracturamiento Hidráulico.



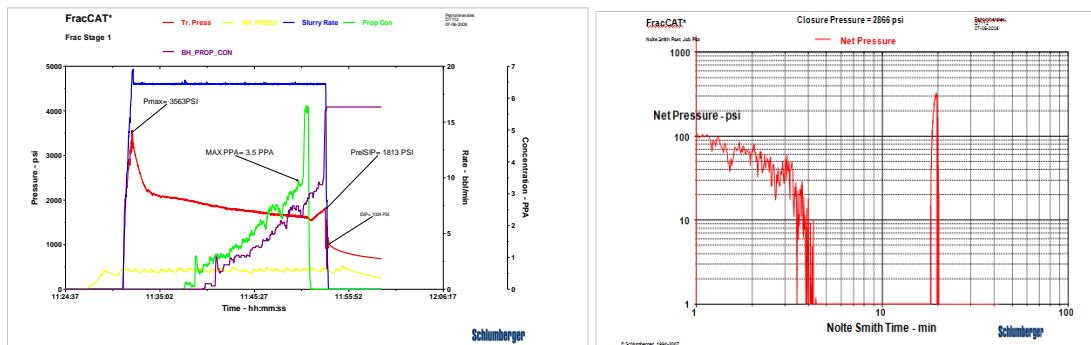
Fuente: PETROMINERALES.

Se esperó declinación de presión en superficie hasta que existió cierre de de la formación.

Se realizó Fracturamiento hidráulico al intervalo 4490 ft – 4500 ft con 16300 lbs 16/30 en formación así:

- Vol. Tratamiento 388 bls
- Pre-ISIP (Superficie) 1813 psi
- ISIP (Superficie) 868 si
- Presión Promedio 1899 psi
- Presión Máxima 3563 psi
- Caudal Promedio 18,0 bbl/min
- Caudal Máximo 19,7 bbl/min
- Total Arena Bombeada 17323 lbs
- Total Arena en Formación 16300 lbs
- Concentración Fondo 3,5 PPA
- Gradiente al ISIP 0,67 psi /ft

Figura F 9. Comportamiento de Presión durante el fracturamiento Hidráulico.



Fuente: PETROMINERALES.

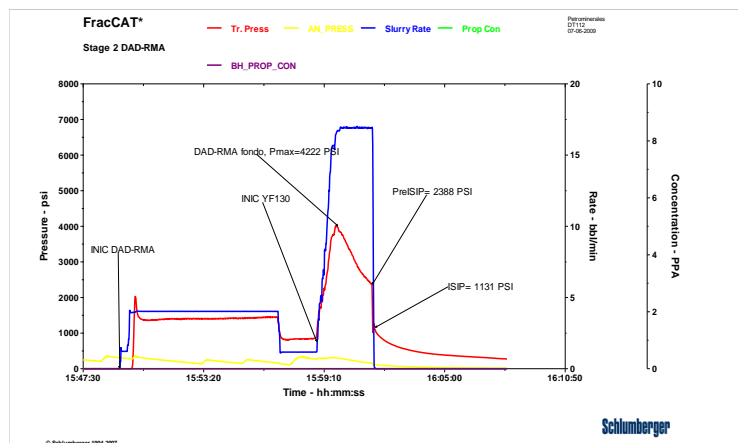
Se esperó rompimiento de del Gel y declinación de presión desde 868 psi hasta 200 psi, se desasentó empaque RTV a 4437' y se bajó a verificar fondo encontrándolo a 4470 ft. (20' arenados sobre intervalo 4490 ft – 4500 ft).

6. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DEL INTERVALO 4390 ft - 4400 ft (10 ft) DE LA FORMACIÓN DOIMA-CHICORAL.

Se posicionó empaque RTV a **4317 ft** donde sentó con 16000 lbs de peso, realizó prueba de sello por anular con 400 psi.

Se bombeó 30 bbl de sistema ácido DAD 75/25 al intervalo 4390'-4400' a 4 bpm y se desplazó con 40 bls de gel crosslinkeado a tasa de fractura de 17 bpm.

Figura F 10. Comportamiento de Presión durante el fracturamiento Hidráulico.



Fuente: PETROMINERALES.

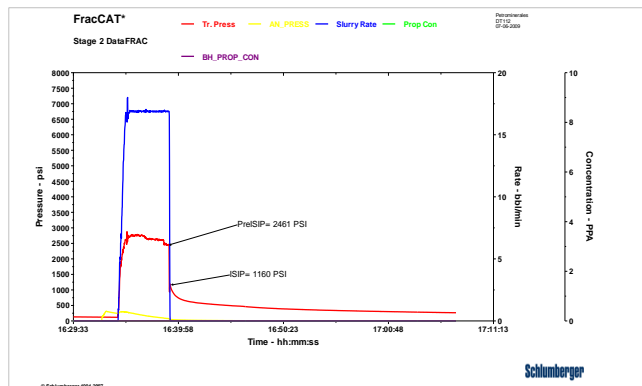
Se esperó declinación de presión en superficie hasta que existió cierre de la formación.

Se realizó DATA frac al intervalo **4390 ft – 4400 ft** con 80 bls de gel YF130LG crosslinkeado así:

- Vol. Tratamiento 80 bls
- Pre-ISIP (Superficie) 2461 psi
- ISIP (Superficie) 1160 psi
- Presión Promedio 2508 psi
- Presión Máxima 2876 psi
- Caudal Promedio 15,5 bbl/min
- Caudal Máximo 18 bbl/min
- Leak off 6×10^{-3}
- Eficiencia del fluido 18%
- Gradiente al ISIP 0,69 psi /ft
- Presión de cierre fondo 2430 psi

Se ajustó el diseño quedando de la misma forma con un fluido de 30#/Gal.

Figura F 11. Comportamiento de Presión durante el fracturamiento Hidráulico.

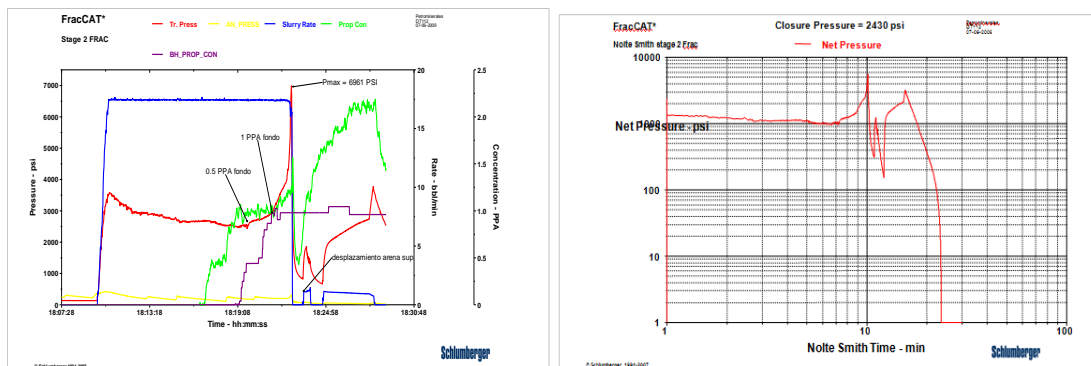


Fuente: PETROMINERALES.

Se esperó declinación de presión y con fondo de arena a 4470 ft y empaque RTV a 4317 ft intentó fracturar el intervalo **4390 ft – 4400 ft** arenándose en la

etapa de 1 PPA llegando a una presión de 7000 psi logrando meter a la formación 1800 lbs de arena 16/30.

Figura F 12. Comportamiento de Presión durante el fracturamiento Hidráulico.



Fuente: PETROMINERALES.

7. REFRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DEL INTERVALO 4390 ft - 4400 ft (10 ft) DE LA FORMACIÓN DOIMA-CHICORAL.

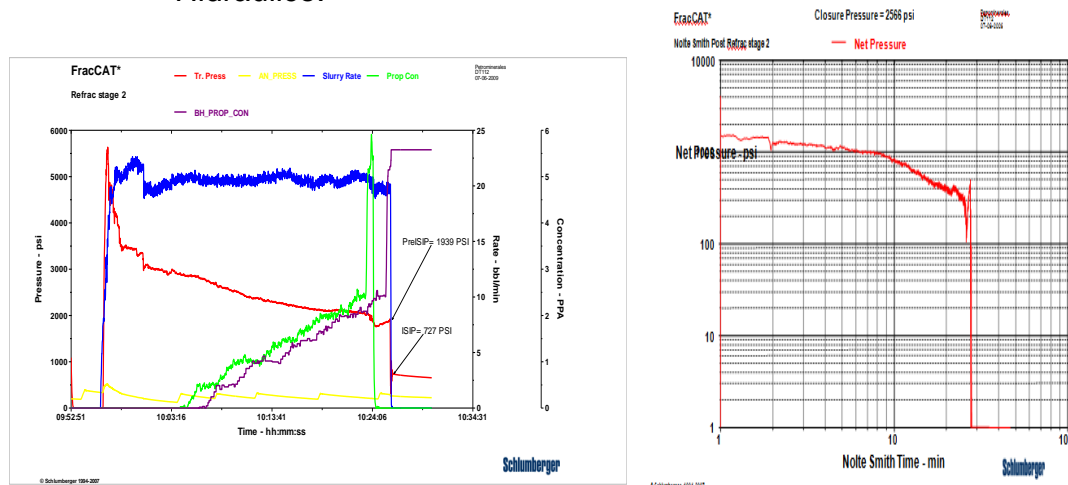
Se circuló pozo en reversa con 90 bls de salmuera de 8,9 ppg a 3,7 bpm con 500 psi en la bomba, se verificó fondo limpio encontrandolo a 4451 ft, se lavó arena con circulación en reversa pescó RBP y se posicionó a 4432 ft con 15000 lbs de peso y tensión; sentó empaque RTV para casing de 7" 23 lbs/ft a 4317 ft con 16000 lbs de peso. Se repotenció fluido de 30#/gal a 35#/gal, preparando así 1000 bls de gel repotenciado YF135LG.

Con el empaque RBP a 4432 ft y RTV a 4317 ft realizó refracturamiento hidráulico al intervalo 4390 ft – 4400 ft con 21652 lbs 16/30 en formación así:

- Vol. Tratamiento 582 bls
- Pre-ISIP (Superficie) 1939 psi

- ISIP (Superficie) 727 psi
- Presión Maxima 5622 psi
- Presión promedio 2732 psi
- Caudal Maximo 21,2 bbl/min
- Caudal Promedio 19,8 bbl/min
- Total Arena Bombeada 22742 lbs
- Total Arena en Formación 21652 lbs
- Concentración Fondo 5,6 PPA
- Gradiente al ISIP 0,61 psi /ft

Figura F 13. Comportamiento de Presión durante el fracturamiento Hidráulico.



Fuente: PETROMINERALES.

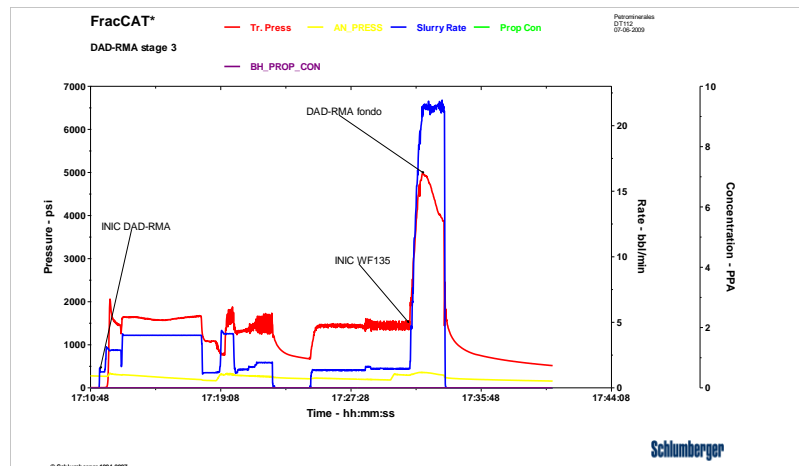
Se esperò declinacion de presión desde 727 psi hasta 200 psi, se controlò pozo con salmuera KCL de 9.0 ppg, se bajò a verificar fondo encontrandolo a 4410', se decide limpiar hasta recuperar y reposicionar empaque RBP, se lavò arena con circualcion en reversa hasta 4432' tope del RBP.

8. FRATURAMIENTO DEL INTERVALO 4280 ft – 4290 ft (10 ft) DE LA FORMACIÓN DOIMA-CHICORAL.

Se reposicionó empaque RBP a **4344 ft** donde sentó con 16000 lbs de peso y tensión, posicionó empaque RTV a **4140 ft** donde sentó con 15000 lbs de peso, se probó por anular con 500 psi.

Se bombeó 30 bls de sistema ácido DAD 75/25 al intervalo 4280 ft – 4290 ft a 4 bpm y se desplazó con 41 bls de gel crosslinkeado a tasa de fractura de 20 bpm.

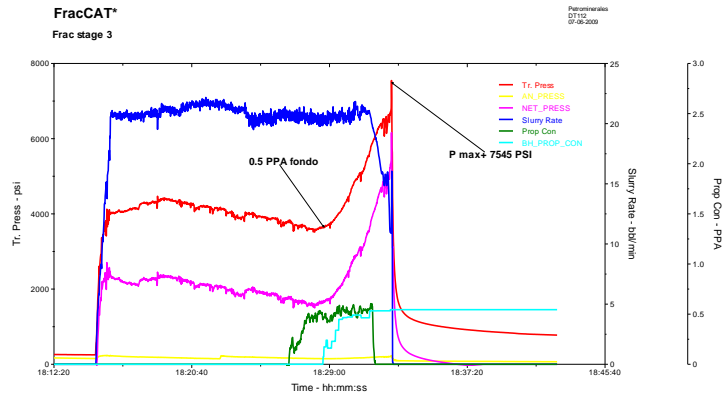
Figura F 14. Comportamiento de Presión durante el fracturamiento Hidráulico.



Fuente: PETROMINERALES.

Se esperó declinación de presión y con empaque RBP a 4344 ft y RTV a 4140 ft intentó realizar Fracturamiento hidráulico al intervalo 4280 ft – 4290 ft arenándose en la etapa de 0.5 ppa dejando en la formación 1200 lbs, se alcanzaron a desplazar 17 bls de 41 de flush debido a que una bomba se cayó.

Figura F 15. Comportamiento de Presión durante el fracturamiento Hidráulico.



Fuente: PETROMINERALES.

Se esperó declinación de presión hasta 50 psi, se bajó a verificar fondo limpio encontrándolo a 4310' (20' abajo del intervalo a refracturar), se posicionó nuevamente empaque RTV a 4140 ft y se sentó con 14000 lbs de peso, se probó sello con 500 psi por anular.

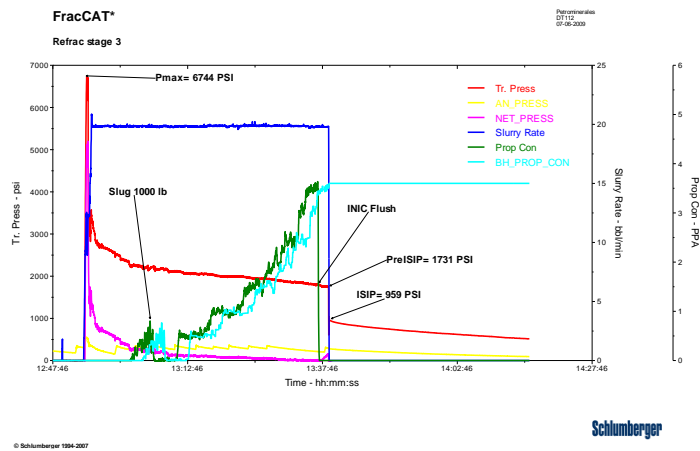
9. REFRACTURAMIENTO DEL INTERVALO 4280 ft – 4290 ft (10 ft) DE LA FORMACIÓN DOIMA-CHICORAL.

Con empaque RBP a 4344 ft y RTV a 4140 ft se realizó Refracturamiento al intervalo 4280 ft – 4290 ft con 31996 lbs de arena 16/30 así:

- Vol. Tratamiento 855 bls (bombeó slug de 1000 lbs de arena 20/40)
- Pre-ISIP (Superficie) 1731 psi
- ISIP (Superficie) 959 psi
- Presión Máxima 6744 psi

- Presión promedio 2152 psi
- Caudal Máximo 20,9 bls/min
- Caudal Promedio 19,5 bls/min
- Total Arena Bombeada 32481 lbs
- Total Arena en Formación 31996 lbs
- Concentración Fondo 3,5 PPA
- Gradiente al ISIP 0,67 psi /ft

Figura F 16. Comportamiento de Presión durante el fracturamiento Hidráulico.



Fuente: PETROMINERALES.

Se esperó declinación de presión desde 959 psi hasta 0 psi.

10. FRACTURAMIENTO DEL INTERVALO 4100 ft – 4120 ft (20 ft) DE LA FORMACIÓN DOIMA-CHICORAL.

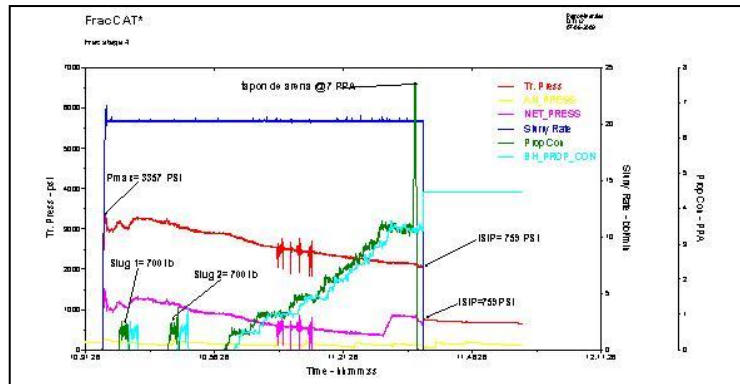
Se posicionó empaque RTV a 4167 ft y se sentó con 15000 lbs de peso y tensión, y empaque RTV para Casing de 7" 23#/ft a 4051 ft donde se sentó con 15000 lbs de peso, se realizó prueba de sello por anular con 400 psi.

Se bombeó 30 bls de sistema ácido DAD 75/25 al intervalo 4100 ft – 4120 ft a 4 bpm y desplazó con 36 bls de gel lineal YF135LG a tasa de fractura de 20 bpm.

Con empaque RBP a 4167' y RTV a 4051'se realizó Fracturamiento hidráulico al intervalo 4100'-4120' con 54605 lbs de arena 16/30 así:

En el PAD se bombeó de la siguiente forma: 60 bls fluido limpio, 700 lbs de 20/40, 164 de fluido limpio, 700 lbs de malla 20/40, 209 bls de fluido limpio.

Figura F 17. Comportamiento de Presión durante el fracturamiento Hidráulico.



Fuente: PETROMINERALES.

Se esperó relajación de presiones desde 750 psi hasta 250 psi donde estabilizó. Abrió by-pass del empaque retrievomatic @ 4051 ft. Reverso fluidos de fractura con bomba del rig a 2 bpm y 150 psi con salmuera KCl 9 ppg hasta obtener retornos limpios de salmuera 9 ppg KCl. Se verifico THP con 50 psi

Se controló pozo bombeando 130 bls de salmuera 9,2 ppg con bomba del rig a 3,0 bpm y 180 psi. Se verifico pozo controlado.

11. FRACTURAMIENTO DEL INTERVALO 3910 ft – 3930 ft (20 ft) DE LA FORMACIÓN DOIMA-CHICORAL.

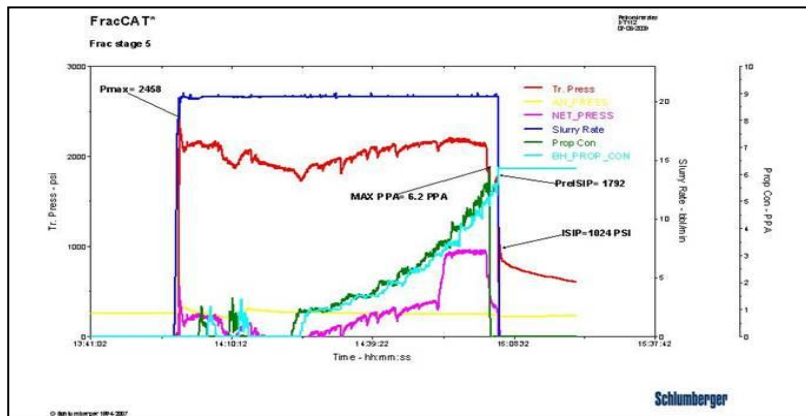
Se bombeó 30 bbl de sistema ácido DAD 75/25 al intervalo 4010'-4030 a 4 bpm y se desplazó con 37 bls de gel lineal YF135LG a tasa de fractura de 20

bpm con 1312 psi de presión promedio

Con los empaques RBP a 4077' y RTV a 3931' realizó Data Frac al intervalo 4010'-4030' así:

- Vol. tratamiento 111 bls
- Pre-ISIP (Superficie) 2205 psi
- ISIP (Superficie) 343 psi
- Presión Máxima 2341psi
- Presión promedio 1952 psi
- Caudal Máximo 21,1 bbl/min
- Caudal Promedio 19,7 bbl/min
- Gradiente: 0,45
- Total Arena Bombeada: 700 lbs

Figura F 18. Comportamiento de Presión durante el fracturamiento Hidráulico.



Fuente: PETROMINERALES.

Con empaque RBP a 4077' y RTV a 3934" realizó Fracturamiento hidráulico al intervalo 4010'-4030' con 76513 lbs de arena 16/30 así:

- Vol. tratamiento 1280 bls
- Pre-ISIP (Superficie) 1792 psi
- ISIP (Superficie) 1024 psi
- Presión Maxima 2458 psi
- Presión promedio 1990 psi
- Caudal Maximo 20,8 bbl/min
- Caudal Promedio 20,3 bbl/min
- Total Arena Bombeada: 76513 lbs
- Total Arena en Formación 75941 lbs
- Concentración Fondo 6,2 PPA
- Gradiente al ISIP 0.7 psi /ft

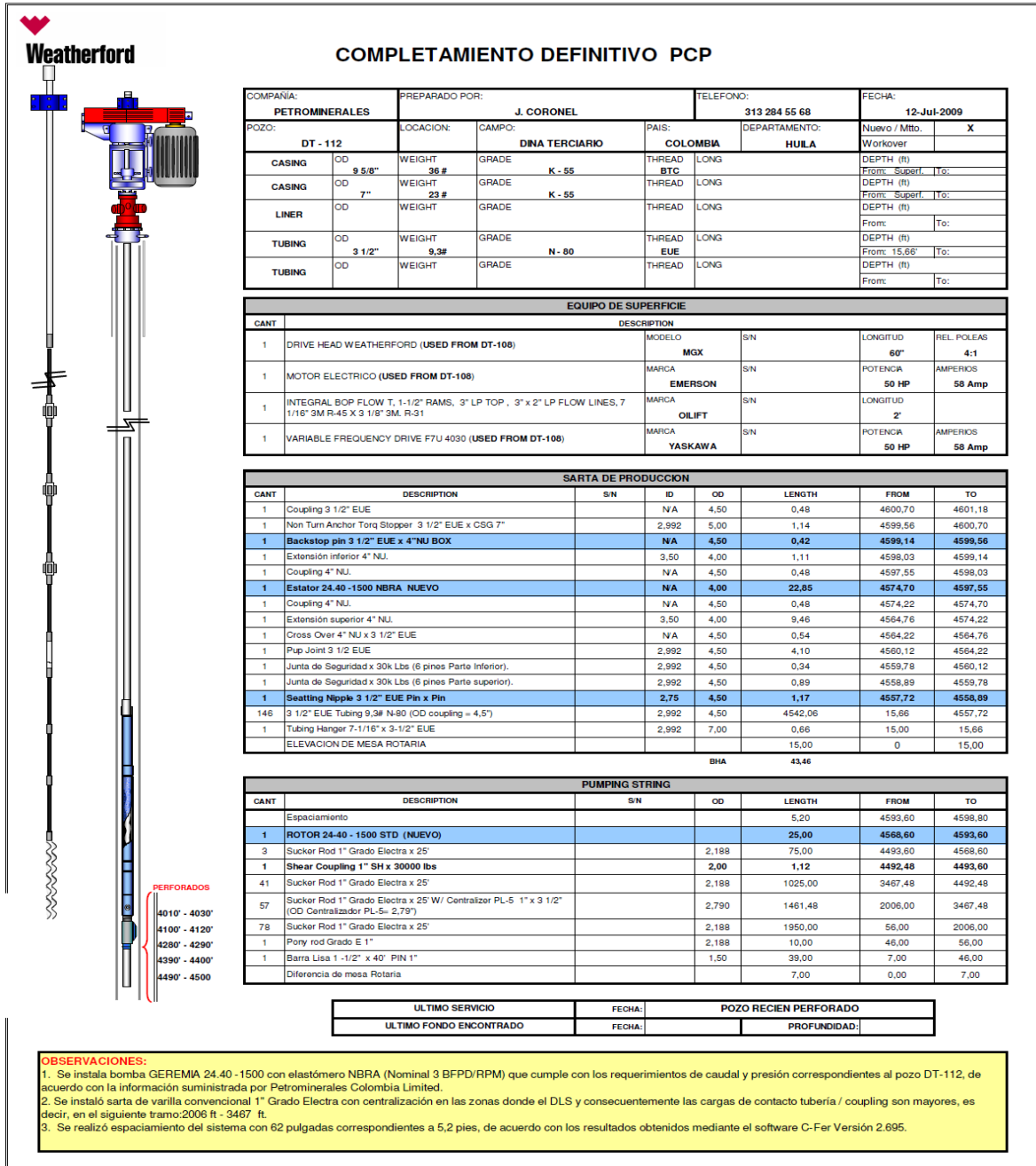
En el PAD se bombeó de la siguiente forma: 100 bls fluido limpio, 700 lbs de 20/40 a 0,5 ppa, 100 de fluido limpio, 1300 lbs de 20/40 a 0,75 ppa, 227 bls de fluido limpio.

12.SUABEO DE TODOS LOS INTERVALOS FRACTURADOS 4285ft - 4295ft, 4235ft - 4245ft, 4180ft - 4190', 4090ft – 4110ft, 3910ft – 3930ft. FLUJO NATURAL Y TOMA DE REGISTRO PLT.

Se realizó proppant flow back con el empaque retrieveomatic sentado @ 3663 ft en conjunto a todos los intervalos fracturados (4490'-4500',4390'-4400',4280'-4290',4100'-4120',4010'-4030')

13. ESTADO MECÁNICO POZO D

Figura F 20. Estado mecánico pozo D.



Fuente: PETROMINERALES

- **POZO H – FORMACIÓN MONSERRATE.**

La perforación de este pozo se inició el 8 de Octubre de 2010 y terminó el 22 de Octubre de 2010 alcanzando una profundidad total medida de 3674'.

El 21 de Noviembre de 2010 se empezó la operación de Fracturamiento Hidráulico, de la siguiente forma:

1. CORRIDA CALIBRACIÓN DE REVESTIMIENTO Y PICK LINE.

Se instaló set de BOP's así:

1 BOP blind ram's doble ariete 7 1/16" x 3M psi

1 Pipe rams de 3 1/2"-7 1/16-3M

1 BOP anular Hydrill 7 1/16" 5 M.

Se calibre ID, OD, se midió y se armó BHA #1 para calibración de revestimiento 7" 23# así:

1 Broca triconica 6 1/8" open bearing

1 Scraper para csg 7" OD

1 Bit sub 3 1/2" Reg x 3 1/2" EUE

1 pup joint 3' x 3 1/2" x EUE N-80

RIH sarta de calibración para revestimiento 7" OD 23-29# con tubería de 3 1/2" EUE N-80 midiendo, calibrando ID y dando torque optimo con 3,200 lbf-ft. Se levantó junta por junta de los soportes. Se verifico fondo firme de pozo a 4472' pozo con 6' de relleno para llegar hasta 4478' collar flotador, por

rathole de 384' se decide no limpiar. Se probó revestimiento con 1000 psi por 5 min con cero fugas.

Se acoplo cabezal de pozo y se probó líneas con 1000 psi por 10 min y se armó líneas de descarga. Se bombeo tratamiento para pick line de tubería con 8 bbls de DAD (80% HCl, 20% Orgánico), a 1 bpm y 60 psi, desplazando con 29 bbl de agua fresca para llevarlo hasta la punta de la de sarta y reverso tratamiento con fluido de control NaCl de 8,4 lpg a 1 bpm y 100 psi. Para reemplazar el agua fresca del pozo. Se neutralizo acido retornado en superficie y retiro líneas de tratamiento. W/U 32 y W/D 28 klb.

2. REGISTROS PARA LA EVALUACIÓN DE CEMENTACIÓN.

RIH sarta para tomar registros CBL, VDL, GR, CCL para evaluación de cementación. Con Sonda a 840' para llegar hasta 4472' fondo del pozo, realizando calibración y verificando lecturas de la herramienta en tubería libre.

Continuo RIH sarta para tomar registros CBL, VDL, GR, CCL para evaluación de cementación, tocando fondo de pozo a 4452', reportado con tubería 4472' (Con 20' de diferencia con tubería), se tomó sección repetida de 4452' a 4200', se bajó y se tomó sección principal desde 4452' hasta 709' tope cemento, el registro se tomó con 1000 psi de presión en el revestimiento, factor de correlación con registro open well 5,5'.

Se sacó sonda a superficie, personal de WTF proceso registro y se envió a ingeniero encargado de pozo. La cementación en términos generales es de buena calidad, presentan sello hidráulico con lecturas inferiores a 10mV en zonas de interés.

3. CORRIDA DE SARTA, DE CAÑONEO Y CALIBRACIÓN DE REVESTIMIENTO.

Se armó, se midió y se calibro sarta de cañones#1 con Casing Gun 4-1/2" 6 spf 60° Phasing carga Power Jet 4505 (API RP 19 Pen =54" Entry Hole =0,4"), distancia CCL a la primera bala 2,60', RIH sarta de cañones, correlaciono, posiciono y cañoneo 9 intervalos todos en la formación Monserrate

Tabla F 3. Intervalos para acidificar.

Profundidad (Ft)		
4078'	4088'	(10')
4061'	4066'	(5')
3799'	3818	(20')
3745'	3760'	(15')
3673'	3693'	(20')
3645'	3660'	(15')
3620'	3630'	(10')
3548'	3568'	(20')
3505'	3515'	(10')

Se esperó en todas las corridas por manifestación en superficie sin resultado, los cañones salieron 100% detonados.

Se acoplo BHA # 1 (medido y calibrado) para calibración de revestimiento así:

1 Broca tricónica 6 1/8" open bearing

1 Scraper 6 11/16"

1 XOver 3 1/2 REG X 3 1/2" EUE

1 Pup joint 3 1/2" EUE

RIH con sarta 3 1/2" EUE N-80 9,3#. Avance 80% a 32708' para llegar a 4088' base perforados. "

RIH BHA #1 para calibración de revestimiento 7" 23# así: Broca tricónica 6 1/8" open bearing + Scraper para csg 7" OD + 1 Bit sub 3 1/2" Reg x 3 1/2" EUE + 1 pup joint 3' x 3 1/2" x EUE N-80 y se corrió con sarta 3 1/2" EUE N-80, hasta 4050". Reciprocando frente a perforados. y saco ha superficie.

4. CORRIDA SARTA DE ESTIMULACIÓN.

Se midió, se calibro y se armó BHA #2. Ver Tabla E 4.

Se posiciono y se sentó empaque RBP para Rev 7" OD 23# a 4139' con 14000 lbs y probo con 10000 lbs de tensión. Se sentó RTV a 4118' con 16000 klb y se probó integridad sarta con 1500 psi por 5 min. Se reposiciono y se sentó RTV a 4072' con 18000 lbs para dejar aislado el intervalo 4078'-4088' de la formación Monserrate. W/U 32, W/D 28 klb.

Tabla F 4. Descripción de herramienta usada.

COMPONENT DESCRIPTION BHA	OD	ID	LONG	CUM LENGTH
DMR			5,00	5,00
130 Juntas 3 1/2" EUE N-80 9,3#	3,500	2,99	4.041,8	4046,83
Landing Nipple 2,75" F 3-1/2" EUE.	4,500	2,75	1,10	4047,93
Pup joint 3-1/2" EUE x 4 ft (manejo)	3,500	2,99	6,08	4054,01
Gauge carrier con memorias para tubing y anular.	5,000	2,50	2,23	4056,24
Pup joint 3-1/2" EUE x 4 ft (manejo)	3,500	2,99	6,10	4062,34
Crossover 3-1/2" box * 2-7/8" pin	4,500	2,44	0,75	4063,09
Empaque RTV para Rev. 7" 23 #/FT x 2-7/8" EUE	6,075	2,44	3,35	4066,44
Empaque RTV para Rev. 7" 23 #/FT x 2-7/8" EUE	6,075	2,44	2,91	4069,35
Retrieving Tool del packer RBP.	5,000	2,43	5,32	4074,67
Empaque RBP para Rev. 7" 23 #/FT x 2-7/8" EUE	6,070	N/A	1,61	4139,00
Empaque RBP para Rev. 7" 23 #/FT x 2-7/8" EUE	6,070	N/A	3,06	4142,06

5. SUABEO INTERVALO 4078'-4088' DE LA FORMACIÓN MONSERRATE

Se suabeo con empaque RBP para rev 7" OD 23# sentado a 4139' y RTV para rev 7" OD 23# a 4072' aislando mecánicamente el intervalo 4078'-4088' de la formación Monserrate, para inducir a flujo y evaluar parámetros del pozo obteniendo los siguientes resultados:

- BSW: 100%
- Nivel inicial 300'
- Número de viajes 50
- Carga de fluido: 500'
- Total horas suabeo: 15,5 hrs
- Capacidad de la tubería. 35 Bls
- Volumen de fluido recuperado: 150 bbls
- Salinidad 2100 ppm
- PH 7

Nota: Llama de 1 metro.

6. SUABEO INTERVALO 4061'-4066' DE LA FORMACIÓN MONSERRATE.

Se continuó suabeo con empaque RBP para rev 7" OD 23# sentado a 4072' y RTV para rev 7" OD 23# a 4035' aislando mecánicamente el intervalo 4061'-4066' de la formación Monserrate, para inducir a flujo y evaluar parámetros del pozo obteniendo los siguientes resultados:

- BSW: 100%
- Nivel inicial 400'

- Número de viajes 18
- Carga de fluido: 500'
- Total horas suabeo: 12,5 hrs
- Capacidad de la tubería: 35 bbl
- Volumen de fluido recuperado: 30 bbl
- Peso de la muestra 8,3 lpg
- Salinidad 3100 ppm.

Nota: sin quemar gas, intervalos secando nivel a 4000' y esperando una hora para cada viaje, restaurando nivel a 3700', (aumentando 300').

7. STEP RATE TEST Y ESTIMULACIÓN INTERVALO 3799'-3819 DE MONSERRATE

Con empaque RBP@ 3874' y RTV @ 3769 ft: aislando mecánicamente los intervalos relacionados anteriormente, Realizo SRT de la siguiente manera

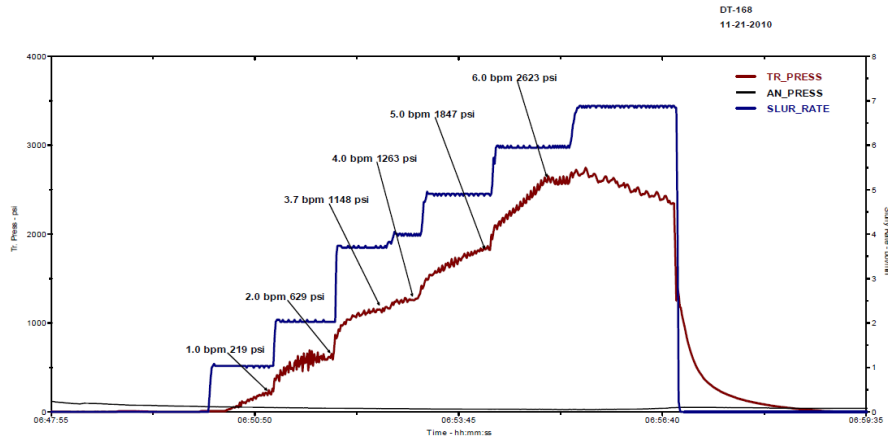
PBreakdown: No se observó presión de fractura

ISIP: 1311 psi

FG estimado: 0,65 psi/ft

Máxima presión de trabajo: 860 psi

Figura F 20. Comportamiento de Presión durante el tratamiento matricial ácido.



Fuente: PETROMINERALES.

8. ESTIMULACIÓN ÁCIDA INTERVALO 3799'-3819' DE LA FORMACIÓN MONSERRATE.

Con el empaque RBP@ 3874' y RTV @ 3769 ft se realizó estimulación acida al intervalo referenciado de la formación Monserrate, obteniendo los siguientes los resultados: (Ver tabla F 22).

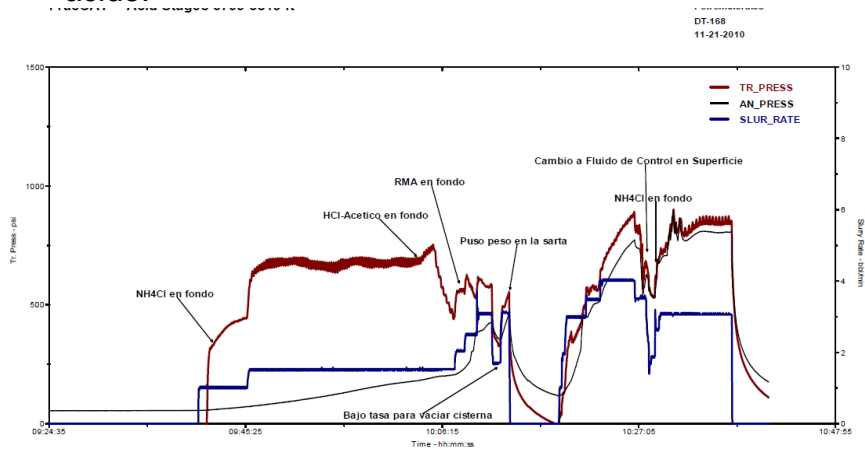
- P promedio: 622 psi
- P final 850psi
- ISIP: 624 psi
- Total Slurry: 162 bls

9. ESTIMULACION ACIDA INTERVALO 3745'-3760' DE LA FORMACION MONSERRATE.

Con el empaque RBP@ 3792' y RTV @ 3729 ft se realizó estimulación acida al intervalo referenciado de la formación Monserrate, obteniendo los siguientes los resultados: (Ver Tabla F 22).

- P promedio: 706 psi
- P final 657psi
- ISIP: 522 psi
- Total Slurry: 117 bls

Figura F 22. Comportamiento de Presión durante el tratamiento matricial ácido.



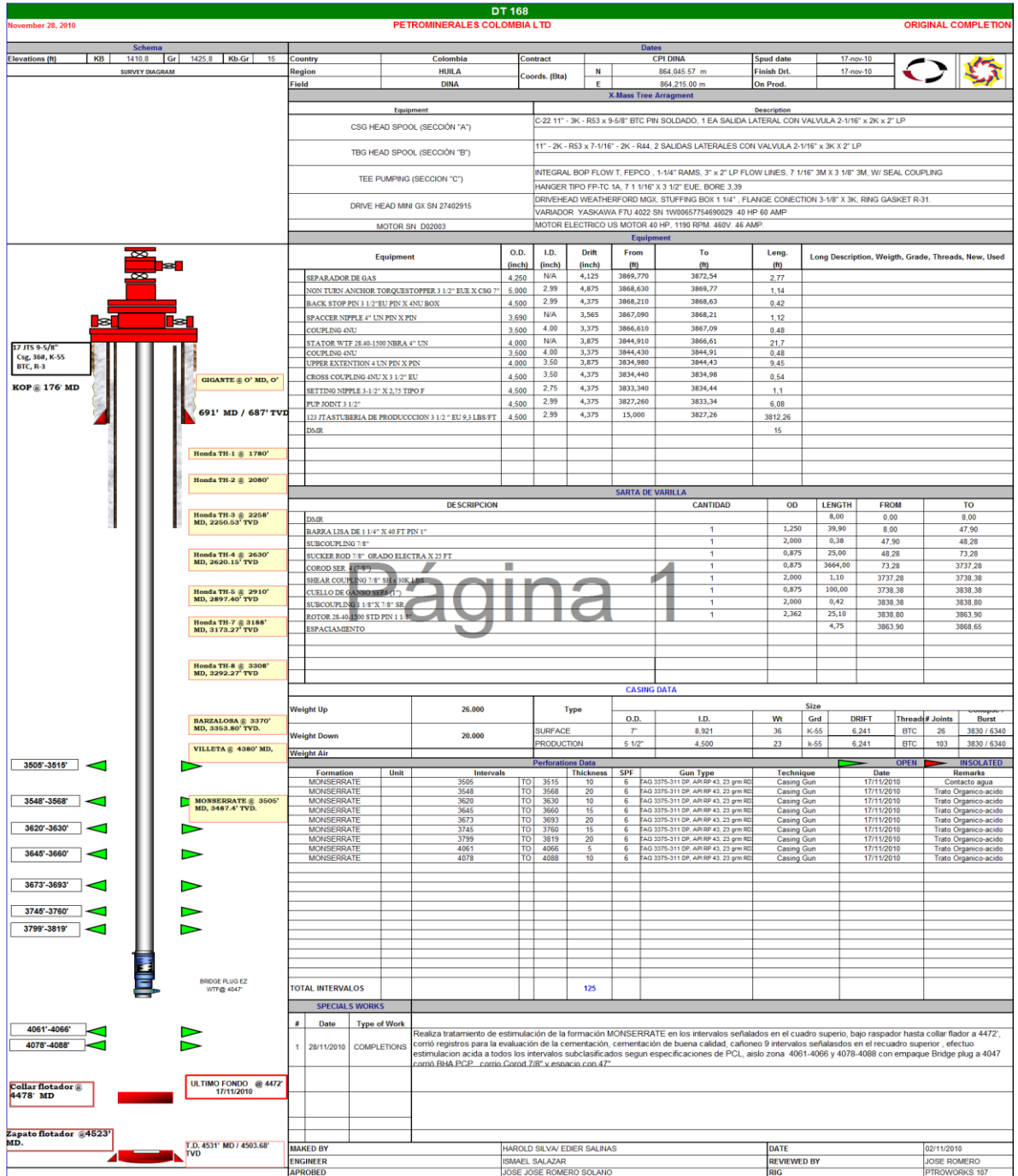
Fuente: PETROMINERALES.

10. SUABEO PARA INDUCCIÓN A FLUJO E IDENTIFICACIÓN DE FLUIDOS INTERVALO 3799'-3819' y 3745'-3760' DE FORMACIÓN MONSERRATE.

Se inició suabeo al intervalo 3799'-3819' y 3745'-3760 de formación Monserrate para inducir flujo e identificar fluidos y evaluar parámetros del pozo con empaque RBP sentado a 3874' y RTV a 3730'.

11. ESTADO MECÁNICO POZO H (Fuente PETROMINERALES)

Figura F 23. Estado mecánico pozo H.



Fuente: PETROMINERALES