

**EVALUACION DEL PROCESO DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO
APLICADO A ALGUNOS POZOS DEL CAMPO YARIGUI-CANTAGALLO**

**CESAR JOHANNY HERNANDEZ MARIN
JHOAN DAVID SOTO PABON**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2009

**EVALUACION DEL PROCESO DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO
APLICADO A ALGUNOS POZOS DEL CAMPO YARIGUI-CANTAGALLO**

**CESAR JOHANNY HERNANDEZ MARIN
JHOAN DAVID SOTO PABON**

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

**Ing. FREDY ABELARDO NARIÑO REMOLINA
DIRECTOR**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2009

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 Fernando Calvete por todo su apoyo y recomendaciones durante el desarrollo de este proyecto

Al Ingeniero Jorge Sachica por su orientación en las partes donde más se presentador dudas.

Al ingeniero de producción del campo Yariguí Cantagallo, Gerson Caballero el cual nos proporciono el tiempo necesario, la logística y toda la información requerida para realización de este proyecto

Al Gordo SHP por toda la información suministrada que nos permitió dar comienzo a nuestro trabajo de grado.

A nuestro director de tesis Fredy Nariño que a pesar de la distancia siempre nos colaboro al máximo

DEDICATORIA

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

*A mis padres Luis Emilio y Deyci quien a pesar de todas las dificultades
siempre me apoyaron hasta el final, a mi hermano “eveliachu” que es una
persona grandiosa y que sin él no hubiera poder cumplir este sueño. Espero
retribuir de alguna forma durante el transcurso de mi vida todo ese apoyo y
confianza que el depósito en mi, a mi hermana Luz Dary que a pesar de la
lejanía siempre me apoyo en alcanzar esta meta tan anhelada. A mis hermanos
Derwin y Rosa por estar junto a mí en estos momentos tan especiales y espero
que muy pronto yo pueda acompañarlos en momentos donde estén culminado
sus carrera profesional y apoyarlos como ustedes me han apoyado hasta este
momento.*

A mis todos mis tíos ya que siempre recibí un apoyo incondicional ellos

*A mis Todos mis primos de Venezuela que a pesar de la distancia siempre
estuvieron a mi lado*

*A mi novia Natalie que la amo con todo mi corazón, y que espero que los
próximos retos que se avecina sean superados de igual forma como lo que
superamos durante todo el transcurso de la universidad.*

*A mis amigos del alma Cesar, Ferney, Zabala, Víctor, Javier, Sergio que
siempre los recordare y que espero que nos encontremos en un futuro en la
industria*

JHOAN DAVID SOTO “EL PAISA”

DEDICATORIA

A JESUS que me ha permitido llegar hasta esta etapa de mi vida, por ser la luz que me ha guiado en los momentos mas difíciles, por ser mi refugio y por permitirme alcanzar una de las metas mas importantes de mi vida.

A mi “padre” GREGORIO GALEANO y a mi madre GLORIA I. MARÍN 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 sobretodo por ese amor infinito. Espero estén muy orgullosos de este triunfo y sepan que este es el principio de muchos mas triunfos que lograre en mi vida. Los Amo.

A mis hermanos, FABIOLA, LEYDY, YESID a mi cuñado PEDRO y a mi sobrinita LEYLA, a mis tíos que siempre tuvieron la esperanza en mí, gracias por su apoyo incondicional, por estar siempre conmigo brindándome alegrías y ánimo para salir adelante.

A mis amigos de toda la vida que siempre estuvieron dándome fuerzas y brindadome el apoyo que siempre necesité, a GENY, DORA, JULIAN, FERNANDO, ADRIANA la “gorda”, a HOLGER, EDWIN Y ENRIQUE.

A mis amigos entrañables de la universidad por sus fiestas, sus tomatas, paseos y tertulias que siempre la pasamos bien, para ellos: al “gordo schp”, Paisa, Ferney, Poke, Nata, Daniel, Viviana, Edgar, Andrea, Maria, Veneco, Claudia, gracias por brindarme su amistad.

CESAR JOHANNY HERNANDEZ MARIN

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	19
1. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.	22
1.1 CUANDO SE DEBE FRACTURAR.	23
1.1.1 Pozos Marginales.	23
1.1.2 Zonas de Poco Espesor.	24
1.1.3 Distribución de los Pozos.	24
1.2 APLICACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.	24
1.2.1 Aumento en la Producción.	24
1.2.2 Corrección del Daño a la Formación.	25
1.2.3 Desarrollo Comercial de Yacimientos con Baja Permeabilidad.	27
1.2.4 Inyección de Fluidos a la Formación.	27
1.2.5 Recuperación Secundaria.	27
1.3 PROPIEDADES MECÁNICAS DE LAS ROCAS.	28
1.3.1 Materiales plásticos y elásticos.	28
1.3.2 Diseño de una Fractura.	35
1.3.3 Iniciación de la fractura.	35
1.3.4 Orientación de las Fracturas.	37
1.3.5 Tipos de fracturas.	38
1.3.6 Geometría de la Fractura.	41
1.3.7 Pérdidas de Fluido.	42
1.4 FLUIDOS FRACTURANTES	44
1.4.1 Tipos de Fluidos Fracturantes.	46
1.4.2 Aditivos de los fluidos de fracturamiento.	51
1.4.3 Materiales de Sostén.	53
1.5 LIMITACIONES DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	56

1.6	PARÁMETROS UTILIZADOS PARA LA SELECCIÓN DE POZOS A FRACTURAR HIDRÁULICAMENTE	57
1.6.1	Selección inicial de pozos.	57
1.6.2	Integridad de Pozos.	58
1.6.3	Geometría del Pozo.	58
1.6.4	Registros y Petrofísica.	59
1.6.5	Historia de Avenamiento.	59
1.6.6	Mecánica de Rocas.	59
2.	ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD	60
2.1	IP Para Diferentes Tipos de Yacimientos.	63
2.1.1	Gas en Solución.	64
2.1.2	Empuje por Intrusión de Agua.	64
2.1.3	Expansión por Capa de Gas.	65
2.2	RELACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL FLUJO DE ENTRADA (IPR)	65
2.2.1	Factores que Influyen en la Forma del IPR.	69
2.3	PREDICCIÓN DEL IPR	70
2.3.1	Método de VOGEL.	70
2.3.2	Método LOG-LOG.	73
2.3.3	Método de FETKOVICH.	78
3.	CRITERIOS ECONÓMICOS PARA EVALUACION DE PROYECTOS.	81
3.1	INVERSIÓN NETA O INICIAL.	81
3.2	FLUJO DE EFECTIVO.	72
3.3	COSTOS	82
3.3.1	Según el Área Donde se Consumen.	83
3.3.2	Según su Identificación.	85
3.3.3	Según Control Que se Tiene Sobre su Consumo.	85
3.3.4	Según su Importancia en la Toma de Decisiones.	75
3.3.5	Según su Comportamiento.	86
3.4	VALOR PRESENTE NETO. (VPN)	89
3.5	TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	91

3.6	RELACIÓN BENEFICIO COSTO (RBC)	92
3.7	PERIODO DE RECUPERACIÓN	93
4.	DESCRIPCIÓN DEL CAMPO YARIGUÍ – CANTAGALLO	94
4.1	HISTORICA DEL CAMPO	94
4.2	LOCALIZACIÓN	98
4.3	DISTRIBUCIÓN DEL CAMPO.	99
4.4	GEOLOGÍA	99
4.4.1	Localización Geográfica.	99
4.4.2	Estratigrafía.	101
4.4.3	Estructura del Yacimiento.	105
5.	EVALUACION DE LOS POZOS SELECCIONADOS.	107
5.1	EVALUACIÓN POZO A.	108
5.2	EVALUACIÓN POZO B.	113
5.3	EVALUACIÓN POZO C.	117
5.4	EVALUACIÓN POZO D.	122
5.5	EVALUACIÓN POZO E.	127
5.6	EVALUACION POZO F.	131
	CONCLUSIONES	136
	RECOMENDACIONES	137
	BIBLIOGRAFIA	138
	ANEXOS	140

LISTA DE FIGURAS

	Pág.	
Figura 1.1	Deformación elástica.	29
Figura 1.2	Deformación longitudinal del cubo.	30
Figura 1.3	Diagrama esfuerzo vs. Deformación.	31
Figura 1.4	Limite Elástico.	32
Figura 1.5	Deformación transversal	33
Figura 1.6	Orientación y esquema de la fractura horizontal	38
Figura 1.7	Orientación de la Fractura Vertical	38
Figura 1.8	Fractura axial.	39
Figura 1.9	Fractura normal.	40
Figura 1.10	Fractura inclinada.	41
Figura 1.11	Esquemas de fracturas con dos tipos de fluido.	52
Figura 2.1	Gráfica de la Tasa de producción contra el Drawdown	61
Figura 2.2	Representación gráfica del IP.	62
Figura 2.3	Relación del comportamiento del flujo a la entrada (IPR).	63
Figura 2.4	Relación del comportamiento del flujo a la entrada (IPR) para el ejemplo.	66
Figura 2.5	Caso en el que la estimulación a la formación ha sido un fracaso a pesar del aumento en la tasa.	68
Figura 2.6	Caso en que la estimulación a la formación tuvo éxito, aún cuando las tasas inicial y final son similares.	68
Figura 2.7	Valor inicial del IP.	72
Figura 2.8	Curva de IPR futuro.	75
Figura 2.9	Curvas típicas de tasa de producción Vs. presión obtenidas con la ecuación 2.15	76
Figura 2.10	Tasa de producción contra una malla de drawdown.	77

Figura 2.11	Extrapolación usando una “tasa de producción con un drawdown de referencia”.	78
Figura 3.1	Representación del flujo de efectivo.	82
Figura 3.2	Comportamiento de un costo fijo respecto a la producción.	86
Figura 3.3	Comportamiento de un costo variable respecto a la producción.	87
Figura 3.5	Comportamiento de un costo semi - variable escalonado respecto a la producción.	88
Figura 3.6	Cálculo de los ingresos	89
Figura 3.7	Representación del valor presente.	90
Figura 4.1	Historia de Producción	97
Figura 4.2	Localización del campo Yarigui - Cantagallo.	98
Figura 4.3	Columna Estratigráfica	104
Figura 4.4	Mapa Estructural al tope de las arenas Cantagallo	106
Figura 5.1	Curva de Declinación Pozo A.	108
Figura 5.2	IPR pozo A, antes del fracturamiento hidráulico	109
Figura 5.3	Comportamiento de producción Pozo A	110
Figura 5.4	Índice de productividad pozo A	111
Figura 5.5	Curva de Declinación Pozo B	114
Figura 5.7	Comportamiento de producción Pozo B.	115
Figura 5. 8	IPR antes y después del fracturamiento hidráulico pozo B.	116
Figura 5.9	Curva de declinación del pozo C	118
Figura 5.10.	IPR antes del fracturamiento hidráulico pozo C.	118
Figura 5.11	Comportamiento de producción pozo C	120
Figura 5.12	IPR antes y después del fracturamiento hidráulico pozo C.	121
Figura 5.13	Curva de declinación del pozo D	123
Figura 5.14	IPR antes del fracturamiento hidráulico del pozo D	124
Figura 5.15	Comportamiento de producción del pozo D.	125
Figura 5.16	IPR antes y después del fracturamiento hidráulico pozo D.	126
Figura 5.17	Curva de declinación del pozo E.	128
Figura 5.18	IPR antes del fracturamiento, pozo E.	128

Figura 5.19	Comportamiento de Producción del pozo E	129
Figura 5.20	IPR antes y después del fracturamiento hidráulico pozo E.	129
Figura 5.21	Curva de declinación del pozo F.	132
Figura 5.22	IPR antes del fracturamiento, pozo F.	132
Figura 5.23	Comportamiento de Producción del pozo	132
Figura 5.24	IPR antes y después del fracturamiento hidráulico pozo F.	134
Figura A.1	Curva IPR antes y después de la estimulación pozo	147
Figura A.2.	Minifrac Pozo A	149
Figura A.3.	Análisis de Regresión en Superficie	150
Figura A.4.	Operación de Fracturamiento Hidráulico Pozos A	151
Figura A.5	Estado Mecánico de Pozo A	153
Figura A.6.	Tratamiento con Solventes	155
Figura A.7	Step Rate Test Pozo B.	156
Figura A.8.	Análisis con Regresión superficie	156
Figura A.9.	Minifrac Pozo B	158
Figura A.10.	Análisis Regresión Superficie	158
Figura A.11.	Fracturamiento Hidráulico Pozo B.	159
Figura A.12	Estado Mecánico Pozo B	161
Figura A.13	Estado Mecánico Pozo C.	164
Figura A.15	Inyectividad Tratamiento Orgánico Pozo "E" Zona C5.	170
Figura A.16	Comportamiento de los principales parámetros durante la operación de Minifrac.	171
Figura A.17	Análisis de Regresión Pozo E	171
Figura A.18	Fracturamiento Hidráulico Pozo "E" Zona C5	173
Figura A.19	Inyectividad Tratamiento Orgánico	175
Figura A.20	Minifrac Pozo "E" Zona C4	176
Figura A.21	Análisis de Regresión Pozo "E" Zona C4	177
Figura A.22	Fracturamiento Hidráulico Pozo "E" Zona C4	178
Figura A.23	Estado Mecánico Pozo E	180

LISTA DE TABLAS

		Pág.
Tabla 1.1	Constante de proporcionalidad para ciertos tipos de rocas.	32
Tabla 1.2	Coefficiente de Poisson para ciertos tipos de rocas.	34
Tabla 1.3	Especificaciones generales de un aceite refinado.	46
Tabla 1.4	Presiones de confinamiento para algunos materiales de soporte.	54
Tabla 2.1	Producción de los pozos A y B antes y después de la estimulación.	67
Tabla 5.1	Resultados del fracturamiento Hidráulico del pozo A.	111
Tabla 5.2	Variables para calcular el IPR.	112
Tabla 5.3	Criterios Económicos evaluados	112
Tabla 5.4	Resultado del Fracturamiento hidráulico del pozo B	115
Tabla 5.5	Variables para calcular el IPR pozo B.	116
Tabla 5.6	Criterios Económicos evaluados pozo B.	117
Tabla 5.7	Resultados del fracturamiento hidráulico del pozo C.	119
Tabla 5.8	Variables para calcular el IPR pozo C.	121
Tabla 5.9	Criterios Económicos evaluados pozo C	122
Tabla 5.10	Pronostico fracturamiento pozo D.	125
Tabla 5.11	Variables para calcular el IPR pozo D.	126
Tabla 5.12	Criterios Económicos evaluados pozo D.	127
Tabla 5.13	Datos básicos para graficar el IPR.	130
Tabla 5.14	Criterios Económicos evaluados pozo D	131
Tabla.5.15	Datos básicos para graficar el IPR.	134
Tabla 5.16	Criterios Económicos evaluados pozo F.	135
Tabla A.1	Resultados Económicos pozo A.	142
Tabla A.2	Costos para el fracturamiento hidráulico pozo A	143
Tabla A.3	Datos para construcción de IPR pozo A.	145
Tabla A.4	Datos para construcción de IPR pozo A.	146

Tabla A.6.	Composición (*) Tratamiento para Remoción de Depósitos Orgánicos pozo A.	149
Tabla A 7.	Parámetros de Minifrac Pozo A	150
Tabla A 8.	Datos de Fracturamiento Hidráulico pozo A	152
Tabla A 9.	Composición (*) Tratamiento para Remoción de Depósitos Orgánicos pozo B.	154
Tabla A 10.	Step Rate Test Pozo B.	157
Tabla A 11.	Parámetros de Minifrac Pozo B	159
Tabla A 12.	Datos de Fracturamiento Hidráulico Pozo B	160
Tabla A.13	Parámetros de Minifrac Pozo C.	162
Tabla A.14	Datos de Fracturamiento Hidráulico pozo C	163
Tabla A.16	Composición de Mezcla Para Limpieza pozo D.	166
Tabla A.17	Composición de Fluido Fracturante pozo D.	167
Tabla A.18	Datos de Fracturamiento Hidráulico Pozo D.	168
Tabla A 19	Composición (*) Tratamiento Orgánico	169
Tabla A.20	Principales Parámetros de Minifrac Pozo "E" Zona C5	172
Tabla A.21	Parámetros del Fracturamiento Hidráulico	173
Tabla A.22.	Composición fluido de fracturamiento Spectra G-3000 - 3500	174
Tabla A.23	Composición (*) Tratamiento Orgánico	175
Tabla A.24	Principales Parámetros de Minifrac Pozo E Zona C4	177
Tabla A.25	Fracturamiento Hidráulico Pozo "E" Zona C4	179
Tabla A.26	Composición fluido de fracturamiento Spectra G-3000 - 3500	179

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. CÁLCULOS ECONÓMICOS.	141
ANEXO B. CONSTRUCCIÓN CURVAS IPR POZO A	145
ANEXO C. DESCRIPCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS PARA EL ANALISIS.	148

RESUMEN

TITULO: “EVALUACION DEL PROCESO DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO APLICADO A ALGUNOS POZOS DEL CAMPO YARIGUI-CANTAGALLO”.*

AUTORES: CESAR JOHANNY HERNANDEZ MARIN
JHOAN DAVID SOTO PABON**

PALABRAS CLAVES: Evaluación, Fracturamiento Hidráulico, Campo Yarigui Cantagallo.

CONTENIDO:

Con el tiempo, en los campos petroleros se disminuye el potencial de producción por diversos factores como por ejemplo el daño generado por deposición de parafinas o compuestos orgánicos que disminuyen el área de flujo de los poros en la formación, Una de las técnica más efectivas para la remoción de estas obstrucciones y mejorar la conexión entre el pozo y la formación es la estimulación por medio de Fracturamiento hidráulico. En las últimas décadas el Fracturamiento Hidráulico se ha convertido en una de las técnicas de estimulación más utilizada y efectiva en la industria petrolera 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

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

En este trabajo se realizará la respectiva evaluación de los pozos después de realizada la estimulación por fracturamiento hidráulico, mediante la utilización de curvas IPR, de Declinación y de Producción, historial de los pozos, Valor presente neto, tasa interna de retorno, relación benéfico costo y Periodo de Recuperación, posteriormente daremos una serie de recomendaciones que permitan mejorar las fututas campañas de fracturamiento hidráulico en el Campo Yarigui Cantagallo

* Trabajo de Grado.

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
Director: Fredy Abelardo Nariño Remolina

Abstract

Title: EVALUATION OF THE PROCESS OF HYDRAULIC FRACTURING APPLIED IN SOME WELLS OF THE FIELD YARIGUÍ CANTAGALLO.*

Authors: César Johanny Hernández Marín
Jhoan David Soto Pabón**

Key Words: Evaluation, Hydraulic fracturing, field Yariguí – Cantagallo.

CONTENT:

With the passing time the potential production in the oil fields is decreased by different factors as for example the damage produced by deposition of paraffin or organic compounds which diminish the flow area of the pores in the information. One of the most effective technique to remove these obstruccion´s and the improve the connection between the well and the formation is the simulation by means of the hydraulic fracturing. In the last decades the hydraulic fracturing has been transformed into some of the most used and effective simulation techniques in the oil industry and their success is based on the implementation of methodology which uses geologic models petrofisic of production and test of fluid - fluid and fluid – rock a many others.

There are several factors that must be analyzed and implemented before doing an hydraulic fracturing, for example the methodology used for the selection of wells to fracture; other fundamental aspect that are kept in mind are high cost that this technique implies, to analyze the financial viability of the project.

In this wak we will make the respective evaluation of the wells after doing the simulation by hydraulic fracturing by means of the IPR, declination and production, the history of the wells, the present net valve, the internal rate of return, the relation benefical cost and period of recovery. Then, we will give some recomendations that permit the improvement of the factors hydraulic fracturing campaing in the field, Yariguí Cantagallo.

*Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Director: Fredy Abelardo Nariño Remolina

INTRODUCCION

Los grandes yacimientos que poseen altas permeabilidades en el mundo se encuentran en la etapa final de declinación, y debido a esto, los hidrocarburos que abastecerán a las diferentes economías provendrán de yacimientos con baja permeabilidad, estos yacimientos poseen formaciones que requieren de tratamientos de estimulación por fracturamiento hidráulico.

Actualmente el tratamiento de fracturamiento hidráulico es una 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 una estimulación por fracturamiento hidráulico son los altos costos para analizar la viabilidad económica del proyecto.

En este trabajo se realizará la respectiva evaluación técnico-económica de los pozos después de realizada la estimulación por fracturamiento hidráulico, mediante la utilización de curvas IPR, de Declinación y de Producción, historial de los pozos, VPN, TIR, RCB y Periodo de Recuperación, los cuales se darán a conocer a través de este trabajo.

1. 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 hace que se introduzca por los poros y canales, de forma tal, que los canales se separen aumentando entre sí el espacio disponible y manteniendo abiertos estos canales con un agente apuntalante, arena natural o sintética, una vez que se haya liberado la presión de inyección. La fractura apuntalada se comporta como un canal de alta conductividad entre el reservorio y el pozo, mejorando significativamente su capacidad productiva.

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 cerrar nuevamente la fractura, este material la mantenga abierta y permite el paso de los fluidos.

1.1 CUANDO SE DEBE FRACTURAR.

El momento de fracturar es un factor muy importante para obtener el total beneficio de este tratamiento. Fracturar mientras el pozo produce lo suficiente es antieconómico. Hasta tanto el pozo no decline su producción por debajo de valores aceptables, la fractura no 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.

En general se debe tener en cuenta los siguientes aspectos:

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

1.1.1 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 pueda incrementar la producción de petróleo, el agua extra producida va a alargar el tiempo de recuperación económica. Generalmente, los pozos marginales con formaciones de baja permeabilidad, responden mejor a los tratamientos de fracturas. Comúnmente se encuentra cierta presión en la formación, y aunque los niveles más permeables puedan estar agotados, las fracturas pueden incrementar la producción apreciablemente, abriendo las secciones anteriormente cerradas.

1.1.2 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 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.

1.1.3 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.

1.2 APLICACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

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

1.2.1 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, es obvio que al extender los canales de flujo en la formación se permite que más hidrocarburo alcance la cara de pozo; un incremento de la capacidad de flujo de la fractura, genera un incremento del potencial de producción; como

efecto, el daño alrededor del pozo cerca de la zona fracturada tiene un menor efecto en la productividad; pero un daño en la cara de la fractura tiene mayor efecto en la producción.

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

Los pozos nuevos que son fracturados, a menudo responden en primera instancia con una productividad de varios 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, generalmente responden con aumentos de 5 a 10 veces la producción de aceite. Ninguno de estos promedios debe considerarse como la última palabra en la posibilidad de incrementar la productividad por medio de fracturas. A medida que las nuevas técnicas de tratamiento producen fracturas más extensas y con mayor conductividad, se obtienen mayores incrementos de producción.

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

1.2.2 Corrección del Daño a la Formación. El daño a la formación consiste en la reducción de la permeabilidad en los alrededores de la cara del pozo y se interpreta como una caída de presión adicional al (ΔPS) y es proporcional a la tasa de producción. En las operaciones de perforación y cementación se utilizan lodos

para estos fines, dentro de los cuales hay sólidos que se encuentran dispersos y son los que pueden invadir la matriz de la roca taponándola.

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

La caída de presión desde la zona alterada, es la diferencia entre la presión del pozo fluyendo, y la que presentaría si no existiera el daño. El efecto del daño o efecto skin, se cuantifica mediante las variables adimensionales llamadas factor de daño S , definida en unidades de campo como:

$$s = \frac{kh}{141.2qB\mu} * \Delta P_s \quad (EQ. 1.1)$$

k = permeabilidad de la formación, (md).

h = espesor del intervalo productor (pies).

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

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

μ = Viscosidad (Cp).

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

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

$$\Delta P_s = \frac{141.2qB\mu s}{kh} \quad (EQ. 1.2)$$

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

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

1.2.4 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 del yacimiento 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.

Otra de las aplicaciones que se le ha dado en países donde la normatividad ambiental es rigurosa, es la inyección a presión de desperdicios y residuos de aguas pesadas como las utilizadas en plantas nucleares, residuos químicos y algunas otras sustancias en formaciones a profundidades intermedias.

1.2.5 Recuperación Secundaria. La recuperación secundaria fue el objetivo primordial del fracturamiento hidráulico hasta hace varios años; en los campos donde la producción decaía se realizaban trabajos de fracturamiento en sus pozos, aumentando la permeabilidad cerca de la cara del pozo, y de esta forma

mejoraban la productividad. Este incremento ha sido estimado entre 5 y 15% del total de la recuperación primaria. La fractura incrementa la recuperación final ya que ensancha los canales de flujo y aumenta la eficiencia de drenaje.

1.3 PROPIEDADES MECÁNICAS DE LAS ROCAS.

Las propiedades de las rocas cambian a medida que la profundidad se incrementa, por ejemplo la porosidad y la permeabilidad tienden a cambiar debido a la presión de los estratos superiores.

La presión para fracturar está relacionada con el estado de tensiones en la formación. Debido a esto las fracturas inducidas hidráulicamente pueden desarrollarse y propagarse en las direcciones del material donde exista menor concentración de tensiones. Cuando en el material, en este caso la roca, se inicia y se propaga la fractura, significa que el material responde de una manera plástica y los cambios que se producen en él son irreversibles. Una herramienta útil que se utiliza cuando se estudian fracturas es el comportamiento lineal de la elasticidad, debido a que los esfuerzos y las deformaciones pueden ser descritas por la teoría elástica.

Un material elástico es caracterizado por constantes elásticas que pueden ser determinadas en forma estática o dinámica por cargas experimentales aplicadas. Para un material isotrópico, solo se necesitan de dos constantes para describir el comportamiento elástico, estas son las constantes de **YOUNG** y **POISSON**, las cuales se definirán mas adelante.

1.3.1 Materiales plásticos y elásticos. Cuando un material es sometido a una fuerza de tensión hasta el extremo y éste no es capaz de recuperar sus dimensiones originales al retirar la fuerza aplicada, se dice que ha experimentado una deformación plástica. Por otra parte, cuando en un material se aplica una

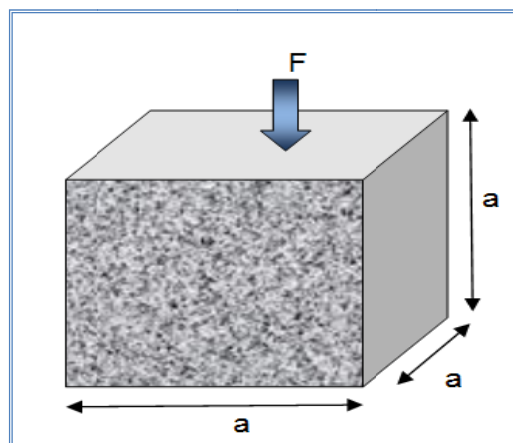
fuerza de tensión uniaxial y éste se deforma pero el material regresa a sus dimensiones originales cuando cesa la fuerza deformante, se dice que la deformación es elástica. La mayoría de los materiales poseen la habilidad de resistir y recuperar su forma cuando han sido afectadas por fuerzas deformantes, esta habilidad se le llama ELASTICIDAD.

La elasticidad es el principal fundamento para todos los aspectos de la mecánica de rocas, por lo tanto, las rocas están dentro de la clasificación de materiales elásticos.

- Deformación Elástica. Un material elástico en forma de cubo es sometido a una compresión con una fuerza F , (ver figura 1.1). Para independizar el efecto de F de las variables geométricas del cubo, la fuerza deberá repartirse en el área superior de la sección transversal del cubo, induciendo un esfuerzo σ .

$$\sigma = \frac{F}{A} = \frac{F}{a^2} \quad (EQ. 1.3)$$

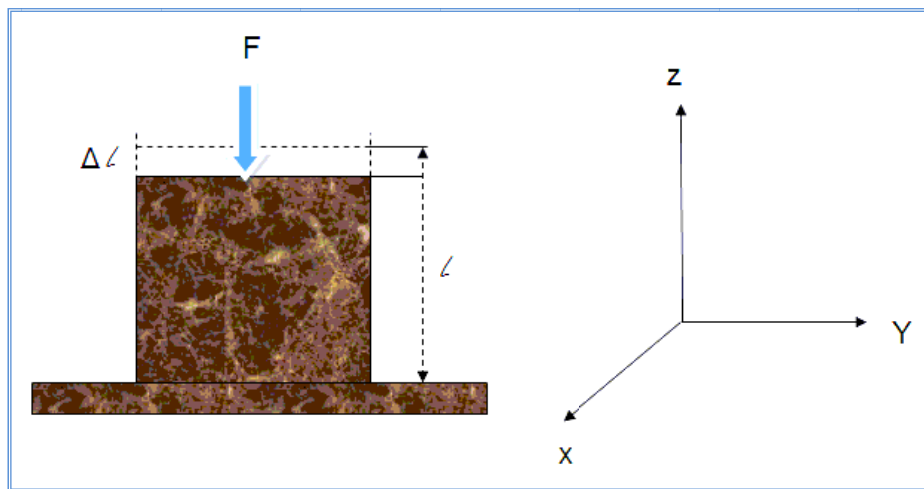
Figura 1.1 Deformación elástica.



Fuente: Tomada y modificada de BJ Services Company S.A. handbook hydraulic fracturing, 1986.

La fuerza F es compresional pero puede aplicarse una F de tracción y el concepto de σ no cambia, pero a manera de convención para identificar los sentidos se ha acordado que los esfuerzos de compresión sean positivos ($+\sigma$) y los esfuerzos de tracción negativos ($-\sigma$). La aplicación de F en compresión produce una disminución Δl en el tamaño del cubo (ver figura 1.2).

Figura 1. 2 Deformación longitudinal del cubo.



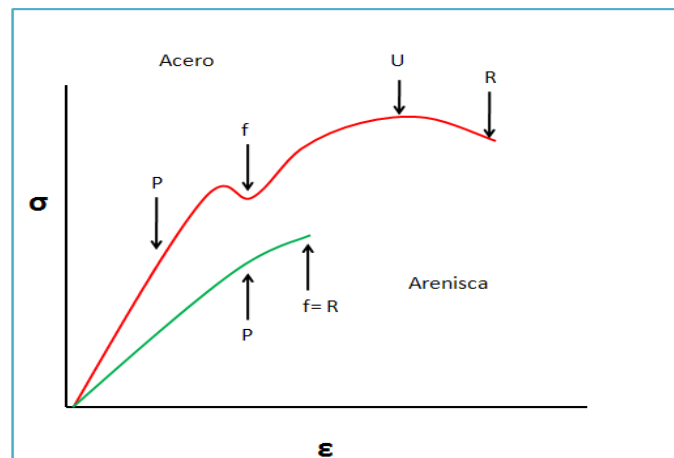
Fuente: Tomada y modificada de BJ Services Company S.A. handbook hydraulic fracturing, 1986.

La disminución del tamaño del cubo producida por F se llama Δl y se puede relacionar con la altura inicial l del cubo mediante la relación de deformación axial unitaria ϵ_z (adimensional).

$$\epsilon_z = \frac{\Delta L}{L} \quad (EQ. 1.4)$$

El esfuerzo aplicado y la deformación unitaria están relacionados entre sí, a través de diagramas de esfuerzo vs. deformación obtenidos en pruebas experimentales como se muestra en la figura 1.3.

Figura 1. 3 Diagrama esfuerzo vs. Deformación.



Fuente: Tomada y modificada de Smith, William. Fundamentos de la ciencia de materiales.1998.

Donde:

P: límite de proporcionalidad.

f: límite de fluencia.

U: resistencia máxima.

R: límite de ruptura.

Al observar la gráfica anterior podemos apreciar que al aplicar un esfuerzo axial, el material se deforma proporcionalmente (segmento OP) hasta el punto de producirse la ruptura (punto R). El segmento rectilíneo OP, presenta un comportamiento elástico establecido por la siguiente relación:

$$E = \frac{\sigma}{\epsilon_z} \quad (EQ.1.5)$$

Donde:

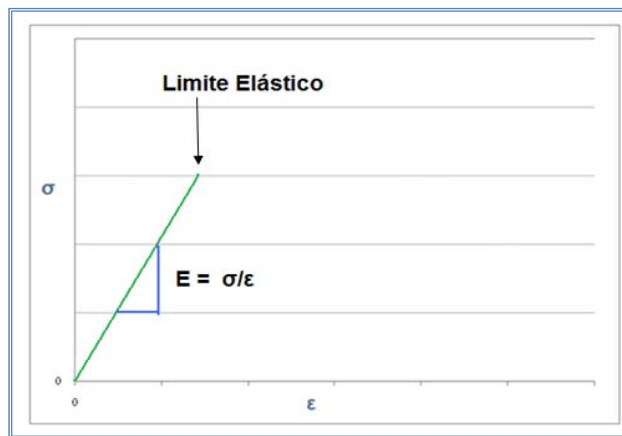
E: Es el módulo elástico o el módulo de Young.

εz : Relación de deformación axial unitaria.

σ: Esfuerzo.

La ecuación anterior también es conocida como la **LEY DE HOOKE**.

Figura 1.4 Limite Elástico.



Fuente: Tomada y modificada de SMITH, William. Fundamentos de la ciencia e ingeniería de materiales.1998.

El módulo de Young es un indicador de cuanto se deforma un material cuando se le aplica un esfuerzo (ver figura 1.4). Su valor es característico de cada material y debe obtenerse experimentalmente. En la siguiente tabla se muestran los diferentes valores de **E** para diferentes formaciones.

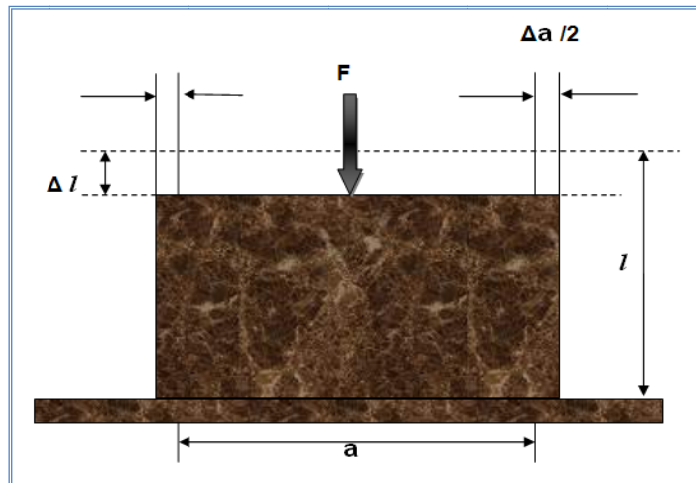
Tabla 1.1 constante de proporcionalidad para ciertos tipos de rocas.

Tipo de roca	Módulo de Young Rango	Valores promedio (lb/pg ² * 10 ⁶)
Caliza y dolomía dura	8.0 a 13.0	10.50
Arenisca dura, densa	5.0 a 7.5	6.25
Arenisca de dureza media	2.0 a 4.0	3.00
Arenisca poco consolidada	0.5 a 1.5	1.00

Fuente: Francisco Garaicochea P. Apuntes de estimulación de pozos

- Deformaciones Transversales. En esta ocasión el cubo se expande o se dilata, debido a una disminución longitudinal que experimenta debido al esfuerzo σ (ver figura 1.5).

Figura 1. 5 Deformación transversal



Fuente: Tomada y modificada de BJ Services Company S.A. Handbook Hydraulic Fracturing,1986.

En la figura 1.5 se puede notar que se produce una deformación transversal Δa que al relacionarla con el ancho del cubo, se obtiene la relación:

$$\varepsilon_y = \frac{\Delta a}{a} \quad (EQ. 1.6)$$

Esta relación se conoce con el nombre de deformación transversal unitaria y es proporcional a la deformación axial o longitudinal unitaria, mediante la siguiente relación adimensional:

$$\nu = \frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_z} \quad (EQ. 1.7)$$

Esta proporcionalidad es el módulo de Poisson (ν), y se define como el cociente de las deformaciones unitarias horizontal y vertical, el módulo de Poisson indica cuanta deformación transversal provoca cierta deformación axial.

Para predecir la geometría de la fractura es necesario conocer el valor de ν . Como este factor tiene poca influencia en los resultados, se obtiene una aproximación satisfactoria usando los valores típicos mostrados a continuación:

Tabla 1.2 Coeficiente de Poisson para ciertos tipos de rocas.

Tipo de roca	Relación de Poisson
Rocas carbonatadas duras	0.25
Rocas carbonatadas Suaves	0.30
areniscas	0.20

Fuente: Francisco Garaicochea P. Apuntes de estimulación de pozos

- Permeabilidad y porosidad bajo esfuerzo:** generalmente estas propiedades se determinan en núcleos a la presión atmosférica. Los valores medidos pueden estar muy cercanos o muy alejados de los existentes a condiciones del yacimiento. Las diferencias dependen de la naturaleza y tipo de roca, de su estructura y las fisuras que contenga, además de la presión efectiva ($P_{\text{efect.}} = P_{\text{externa}} - P_{\text{interna}}$) a que está sometida. Al aumentar esta presión la permeabilidad de las rocas fisuradas disminuye rápidamente, variando después lentamente.
- Presión de extensión de fractura:** Es la presión requerida en el fondo para fracturar la formación. Otros autores la llaman presión de tratamiento en el fondo, BHTP.

Donde:

G_f : Gradiente de fractura, psi/ft.

TVD: Profundidad total medida, ft.

Esta presión de fractura es la necesaria para mantener abierta y propagar la fractura creada. El gradiente de fractura no es constante durante la producción de un yacimiento, sino que varía a medida que la presión del yacimiento se modifica.

- **Gradiente de Fractura:** Al conocer la presión necesaria para extender la fractura, se puede relacionar con la profundidad de la formación en forma de gradiente de fractura.

$$G_f = \frac{BHTP}{TVD} \quad (EQ. 1.9)$$

Donde:

G_f : Gradiente de fractura.

BHTP: Presión de extensión de fractura.

TVD: Profundidad

1.3.2 Diseño de una Fractura. Cada punto de una formación se encuentra bajo los efectos de los esfuerzos causados por sobrecargas y por fuerzas tectónicas.

El sistema de esfuerzos que actúan en un punto puede reemplazarse por tres esfuerzos principales. Para iniciar una fractura, el máximo esfuerzo de tensión inducido en la roca del pozo debe exceder la resistencia de la formación a la tensión. Por lo tanto la fractura se iniciará perpendicularmente al menor esfuerzo.

1.3.3 Iniciación de la fractura. La iniciación de fracturas es un sinónimo de la ruptura de las rocas adyacentes a las paredes del pozo. Esta ruptura ocurre

solamente si los esfuerzos creados exceden la resistencia de la deformación. Durante los tratamientos de fracturamiento, la iniciación de la fractura se identifica por la caída instantánea de presión de fondo de inyección, acompañada de un aumento de la tasa de inyección.

Los esfuerzos creados alrededor del hueco antes que la fractura se inicie dependen de los siguientes factores:

- Los valores de los esfuerzos principales “in situ” y su relativa orientación con respecto al hueco.
- La presión del fluido dentro del hueco.
- La cantidad del fluido que se fuga hacia las paredes del hueco.
- La existencia del casing, cemento y perforaciones.
- propiedades mecánicas de la formación.
- La presión de formación.

Para condiciones de hueco abierto el rompimiento de las paredes del mismo ocurre como resultado de la falla a la tensión de las paredes, lo que ocurre posteriormente se debe a esfuerzos axiales o tangenciales que actúan sobre la pared del pozo que exceden la resistencia a la tensión de la formación.

Cuando los esfuerzos tangenciales exceden la resistencia de la tensión, el resultado es un fracturamiento vertical en la pared del pozo. El tipo de fractura hidráulica creada inmediatamente después del rompimiento depende solo de la orientación del mínimo esfuerzo in situ.

Las fracturas horizontales raramente ocurren en la práctica, excepto a profundidades someras. La presión a la cual se generan las fracturas hidráulicas, generalmente se incrementan con la profundidad, debido a que los esfuerzos principales in situ aumentan con la misma.

La mayoría de los fracturamiento comerciales se realizan en huecos revestidos, en este caso, la presión de rompimiento será función además de los factores anotados anteriormente, del número y arreglo de las perforaciones.

Generalmente se consideran dos arreglos de las perforaciones:

- Todas las perforaciones están en una o dos líneas diametralmente opuestas alrededor del hueco.
- Todas las perforaciones están alrededor del hueco en un arreglo helicoidal.

1.3.4 Orientación de las Fracturas. Uno de los planteamientos que surgen para explicar la orientación de las fracturas es aquél que supone que en las regiones donde se encuentran fracturas naturales, el esfuerzo más grande es el vertical e igual a la presión efectiva de sobrecarga. Por el contrario, cuando existen fallas geológicas transversales, el mayor esfuerzo es el horizontal. Con lo anterior podemos concluir que la fractura será horizontal cuando el esfuerzo vertical sea menor que el horizontal, o la fractura puede ser vertical cuando crece perpendicular al esfuerzo mínimo horizontal. En las siguientes figuras se ilustra la orientación de las fracturas.

Figura 1.6 Orientación y esquema de la fractura horizontal

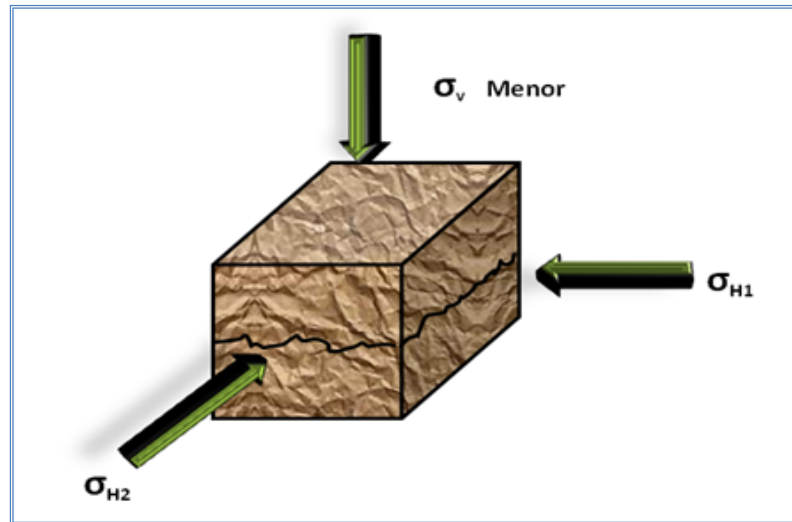
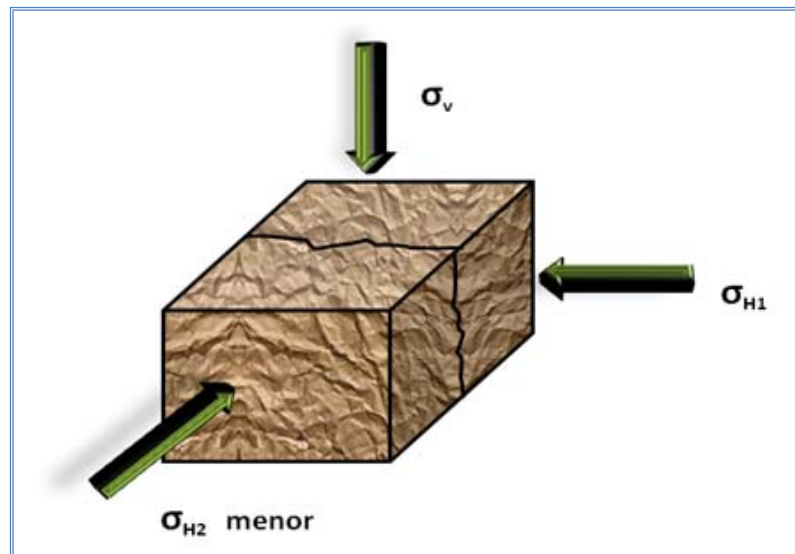


Figura 1. 7 Orientación de la Fractura Vertical



1.3.5 Tipos de fracturas. Los términos generalmente conocidos son horizontales y verticales para determinar y describir el tipo de fractura hidráulica, sin embargo, estos términos son inadecuados porque son referidos a superficie, en lugar de referirnos al pozo donde se efectúa el tratamiento.

Observando la dirección del pozo, llamaríamos fractura axial, a la que se propaga en la dirección del pozo, fractura normal, a la que se propaga perpendicularmente a la dirección del pozo y fractura inclinada si no se cumplen las reglas anteriores.

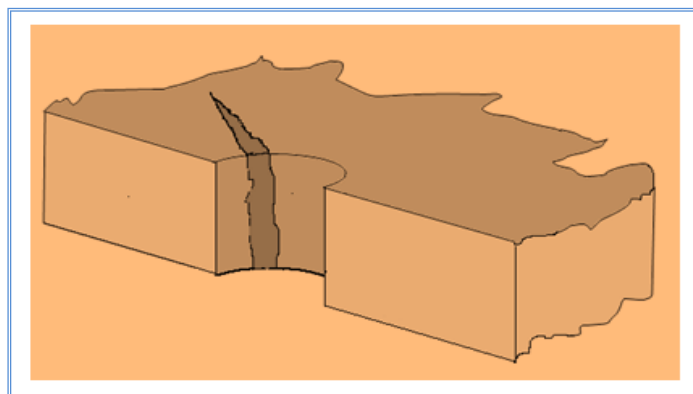
➤ **Fractura Axial.**

La fractura axial es aquella donde el pozo yace en el plano de fractura. En un medio isotrópico, fracturas axiales son generadas solamente cuando uno de los tres esfuerzos principales (pero no el más pequeño) es paralelo al pozo.

Si la fractura axial se inicia en un hueco abierto, ésta se extendería hasta la región presurizada por el fluido de tratamiento. En huecos con revestimiento, es posible crear varias fracturas axiales al mismo tiempo pero separada por una barrera; al continuar actuando la causa del fracturamiento, estas fracturas axiales se anotan en un solo plano de fractura.

Otro punto importante es el hecho de que la fractura puede detenerse en, o extenderse a la formación adyacente, lo cual indica que la fractura se extenderá a diferentes velocidades. Una fractura se inicia y extiende en un eje, alcanza el otro eje y predominará su altura en él.

Figura 1. 8 Fractura axial.

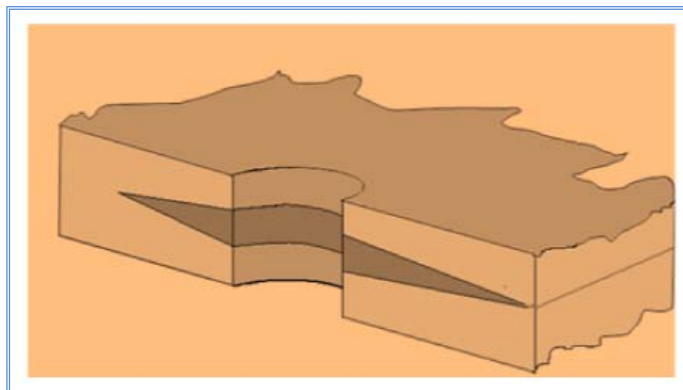


➤ **Fractura Normal.**

Si el menor esfuerzo principal in situ es paralelo al eje del pozo, entonces la fractura creada es normal. La iniciación de la fractura normal es más complicada que la axial. En hueco abierto, la fractura iniciada en la pared del hueco es axial; una vez la fractura se extiende y sale de la influencia del pozo, el plano de fractura cambia y continua normal. Las fracturas normales se pueden considerar como radiales.

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

Figura 1. 9 Fractura normal.



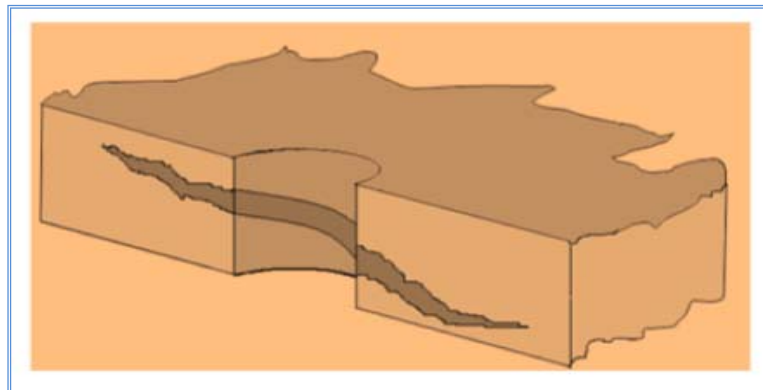
➤ **Fracturas Inclinas.**

Son creadas cuando ninguno de los tres esfuerzos principales in situ es paralelo al eje del hueco; aunque la fractura sea perpendicular al menor esfuerzo principal,

respecto al pozo, la fractura aparecerá inclinada. Con frecuencia tales fracturas aparecen respecto al pozo como axiales, lo cual es difícil distinguirlas de las que son las verdaderas fracturas axiales. En hueco abierto, la fractura se inicia y se reorienta perpendicularmente al menor esfuerzo principal. En huecos revestidos, la probabilidad de iniciación y extensión de la fractura inclinada es mayor que en huecos abiertos.

En ambos casos es posible crear varias fracturas paralelas inclinadas. Una manera de eliminar la posibilidad de fracturas múltiples es la reducción de fuentes a través de las cuales la fractura se inicia; en hueco abierto implicaría reducir la longitud de la región presurizada; en huecos con perforaciones se logrará por la reducción de la longitud del hueco presurizado o perforado solamente en una pequeña longitud.

Figura 1. 10 Fractura inclinada.



1.3.6 Geometría de la Fractura. La geometría de la fractura durante el tratamiento queda definida, por su altura, su longitud y su amplitud. Para predecir la geometría de una fractura estas dimensiones se relacionan con las propiedades de la formación y el fluido fracturante.

La geometría y las dimensiones de la fractura creadas en condiciones dinámicas (mientras se bombea), es uno de los problemas más complejos que se presentan durante la realización de un fracturamiento hidráulico.

Existen diversos factores que intervienen en la geometría de las fracturas, entre ellos se encuentran:

- Propiedades mecánicas de la formación.
- Caudal de inyección.
- Pérdidas de fluido.
- Propiedades de fluido de tratamiento.
- Volumen del fluido inyectado.

Para entender la geometría y las dimensiones que posee una fractura durante el proceso, se necesita la elaboración de modelos matemáticos con numerosas simplificaciones y suposiciones. En el caso de un trabajo de fracturamiento hidráulico, los modelos solamente proporcionan una aproximación del proceso ya que verificar la información directamente no es posible debido a que se carecen de los medios para realizarla. Actualmente se está realizando intensos esfuerzos para desarrollar técnicas que permitan indirectamente y eventualmente corregir los modelos propuestos.

1.3.7 Pérdidas de Fluido. Las pérdidas de fluido hacia el seno de una formación son de importancia decisiva en el volumen que alcanza la fractura creada o en el conjunto de sus dimensiones. La velocidad de filtrado del fluido es producto de la diferencia de la presión actuando como fuerza impulsora sobre tres resistencias. Estas resistencias son la compresibilidad del fluido del yacimiento, la invasión de la formación por el fluido viscoso y la eventual formación de un revoque en las paredes de la fractura (con aditivos o residuos sólidos).

- **Compresibilidad del Fluido del Yacimiento.** La velocidad de filtración V_f cuando actúa el fluido del yacimiento como único factor controlador, disminuye con la raíz cuadrada del tiempo.

$$V_f = \frac{C_{II}}{\sqrt{t}} \quad (EQ. 1.10)$$

C_{II} es el coeficiente del fluido del yacimiento ($\text{ft}/\text{min}^{0.5}$) el cual depende de la diferencia de presión ΔP (Presión de Fractura – Presión de Yacimiento psi,) porosidad \emptyset (Fracción) y permeabilidad K (mildarci) del yacimiento, además de la viscosidad (centipoises) y compresibilidad C (1/psi) del fluido del yacimiento

$$C_{II} = 1.18 * 10^{-3} * \Delta P \sqrt{\frac{\emptyset K C}{\mu}} \quad (EQ. 1.11)$$

- **Invasión de la Formación por el Fluido de fractura.** La variación de la velocidad de filtración es similar al caso anterior.

$$V_f = \frac{C_I}{\sqrt{t}} \quad (EQ. 1.12)$$

Donde:

V_f , es la velocidad de filtrado, ft/min .

El coeficiente de viscosidad del fluido de fractura C_I ($\text{ft}/\text{min}^{0.5}$) depende de la caída de presión, la permeabilidad y la porosidad del yacimiento, y la viscosidad del fluido de fractura μ_f .

$$C_I = 1.48 * 10^{-3} * \Delta P \sqrt{\frac{\varnothing K \Delta P}{\mu_f}} \quad (EQ. 1.13)$$

Las evidencias experimentales muestran que las espumas tiene comportamientos distintos y el coeficiente C_I depende de principalmente de la permeabilidad (K).

1.4 FLUIDOS FRACTURANTES

Los fluidos fracturantes son los fluidos que permiten transmitir presión hidráulica a la formación hasta lograr su ruptura. Después, el fluido fracturante penetra a la formación, ampliando y extendiendo la fractura.

Los fluidos fracturantes deben poseer ciertas propiedades para su óptimo desempeño, dentro de los cuales podemos mencionar:

- **Pérdida de filtrado.** Debido a las características de la formación, como su permeabilidad y contenido de microfracturas, el fluido fracturante, en su fase líquida, tiende a penetrar a la formación en forma de filtrado y de acuerdo con la diferencia de presión que se establece entre la presión hidráulica del mismo fluido y la presión de formación. Si el fluido fracturante no se trata con un aditivo reductor de filtrado, ésta propiedad ocurrirá inevitablemente provocando una baja eficiencia en el fracturamiento.

- **Viscosidad y Reología.** Se consideran estos factores por el poder de acarreo para transportar el sustentador a la fractura; el poder de acarreo depende de la viscosidad del fluido; se transporta mayor capacidad de sustentador a altas concentraciones con poco volumen de tratamiento, en volúmenes altamente viscosos.

La reología del fluido se considera para efectos de cálculo del ancho y longitud de la fractura, para calcular las pérdidas por fricción y la velocidad de asentamiento del sustentador.

- **No dañino a la formación.** El fluido fracturante debe ser inerte a los fluidos de la formación y a la matriz misma, es decir, no debe existir interacción química o fisicoquímica que provoque el consecuente daño a la formación.
- **Bombeable.** Se debe cuidar que el fluido fracturante no flocule por efecto de temperatura y presión, que su poder de tixotropía sea mínimo y su viscosidad sea apropiada para permitir su bombeabilidad.
- **Bajo Costo.** El costo del fluido fracturante determina la economía de la operación. Se pueden obtener buenos resultados de productividad en el fracturamiento, pero el costo de la operación puede finalmente hacer antieconómico el tratamiento.
- **No peligroso.** En algunas ocasiones se han usado productos tóxicos e inflamables que ponen en peligro la integridad física del personal, por lo que estos fluidos son poco deseables en su uso, aunque en otras propiedades sean excelentes.
- **Fácil de Preparar.** Se considera la disponibilidad de los productos y la facilidad de prepararlos en los campos.
- **Fácil Remoción.** Esta propiedad es muy importante pues si el fluido fracturante queda atrapado en la fractura misma por los efectos adversos, entonces no habrá flujo de fluidos de la formación hacia el pozo, siendo ésta la función del fracturamiento.
- **Baja pérdida de presión por Fricción.** Esta propiedad permite aprovechar al máximo la capacidad del equipo de superficie de bombeo. Controlando esta propiedad podemos aumentar las velocidades de bombeo y con ello, mayor eficiencia en el tratamiento¹

¹ GARAIKOCHEA P. Francisco. Apuntes de estimulación de pozos.

1.4.1 Tipos de Fluidos Fracturantes. Hoy en día se cuenta con una gran variedad de fluidos fracturantes, cada tipo de fluido tiene propiedades físicas y químicas diferentes. En muchas ocasiones, la magnitud en el incremento de la producción resultante del tratamiento de estimulación hidráulico depende en gran parte del fluido seleccionado.

Fluidos base aceite. Los primeros trabajos de fracturamiento hidráulico fueron realizados usando como fluidos fracturantes, fluidos base aceite, preparados con gasolina y Napalm, una sal ácido-grasa de aluminio; la kerosina, el diesel o el aceite crudo fueron la base de estos fluidos.

La finalidad consistía en obtener un agente transportador de material de soporte que no provocara alteraciones apreciables sobre formaciones altamente sensibles a soluciones acuosas.

- **Aceites refinados.** Los aceites viscosos refinados ofrecieron una serie de ventajas en el fracturamiento y por mucho tiempo fué el fluido más común para fracturar. La especificaciones generales de este tipo de aceites son:

Tabla 1.3 Especificaciones generales de un aceite refinado.

Grados API	6° - 25°
Viscosidad	50-300 cp. a 100 °F
Filtrado API	25-100 ml en 30 min.
Vel. De Caída de la arena	Menos de 7 pies/min
Asfaltenos	Menos de 0.75 %
Tiempo de ruptura de la Emulsión	Menos de 30 min.

Fuente: Francisco Garaicochea P. Apuntes de estimulación de pozos

La ventaja que poseen estos fluidos son la disponibilidad, el bajo costo y su fácil remoción de la fractura.

- **Aceite crudo.** Ofrece una apropiada viscosidad de acarreo y se le puede controlar su filtrado. La disponibilidad de este fluido se puede volver una desventaja, si el fluido no se produce cerca, ó ventaja, si se produce en el en el área, con sus respectivos beneficios en bajos costos, facilidad en la remoción, recuperable para su producción y no causa problemas en la batería.

Estos aceites pueden presentar problemas de compatibilidad con los fluidos de la formación, por lo tanto, antes de iniciar la inyección, éstos deben estudiarse con el fin de no causar daños adicionales en la formación ó en la misma fractura.

Fluidos base Agua. El agua es comúnmente utilizada como base del fluido fracturante, su uso se remonta a comienzos del año de 1955. Hoy en día el 80% de todos los fracturamientos hidráulicos se realizan usando fluidos base acuosa.

Esta clase de fluido posee excelente propiedades para el transporte del material de sostén y control de filtrado, es de fácil preparación y manipulación en el campo, además de su disponibilidad en casi todas las áreas, su bajo costo y su alta densidad permite reducir la potencia de bombeo respecto a los fluidos base hidrocarburos a demás de su fácil adaptabilidad a las condiciones de cada yacimiento.

El agua a inyectarse debe tratarse (adición de pequeñas cantidades de ácido clorhídrico, HCL o cloruro de calcio CaCl_2), solo cuando su salinidad es menor que la del agua de formación.

- **Fluidos No Newtonianos.** Dentro de los fluidos no Newtonianos se encuentran los gel, emulsiones y espumas, los cuales nombraremos a continuación.

Geles de Fracturamiento. Los geles de fracturamiento son el resultado de los continuos avances de la industria por mejorar las características de los fluidos base agua o base aceite.

Un gel es un sistema coloidal donde están presentes dos o más componentes (aceite, agua, ácido y aditivos): una fase líquida la cual alcanza el 95% de la solución y un coloide disperso e hinchado.

La mayoría de los geles base aceite se obtienen adicionando al aceite, agentes espesantes, en la mayoría de los casos ácidos grasos. Los geles base agua se obtienen agregando a éste, ciertos aditivos tales como goma natural y polímeros sintéticos.

Esta clase de fluidos se ha utilizado desde el comienzo de las operaciones de fracturamiento hidráulico, por ejemplo, la gasolina gelificada (**NAPALM**) utilizada después de la segunda guerra mundial. La implementación de productos gelificantes tiene como principal objetivo el aumento de la viscosidad del fluido base ya que estos son polímeros de cadenas largas, lineales o ramificadas, a continuación se mencionaran ciertos tipos de geles usados en la industria del petróleo.

Gel Base Hidrocarburo. Poseen alta viscosidad y presentan las siguientes ventajas:

- Alta capacidad de transporte del material de sostén.
- No produce alteraciones a las formaciones sensibles al agua.
- Compatible con los fluidos de formación.
- Poseen menores pérdidas por fricción que otros fluidos a regímenes de bombeo iguales.
- El fluido base puede recuperarse con la producción del pozo.

Geles de Reticulación Retardada (Delayed Crosslinked Gels). Estos geles son una modificación de los geles reticulados, ya que estos últimos se degradaban rápidamente por la acción de las bombas y la tubería de tratamiento. Con el desarrollo de los geles de reticulación retardada estas limitaciones se pudieron superar debido al empleo de agentes reticuladores (polímeros de cadenas entrecruzadas) activados por temperatura que dependen de las condiciones del pozo.

Con el empleo de estos agentes reticuladores en cualquier tipo de gel, se logra obtener propiedades mejores y más estables en el fluido cuando se encuentra en la fractura que es donde se necesita.

Ácidos Gelificados. Son derivados celulósicos hidratados en la misma solución ácida, o en el agua de mezcla. Este tipo de fluido se emplea en pozos que requieran fracturas de gran profundidad. Las ventajas que ofrece este tipo de fluido son:

- Es un buen transportador del material de sostén.
- Estabiliza arcillas.
- Posee buen retardo del ácido antes de la ruptura del gel.
- Disminuye la corrosión.
- Buen control de filtrado.
- Gran penetración del tratamiento.

Fluidos Emulsionados. Son emulsiones de ácido o agua en hidrocarburo, poseen un comportamiento no Newtoniano con buena capacidad de transporte del material de sostén.

Los fluidos emulsionados se dividen en dos tipos:

- Agua o ácido en crudo.
- Crudo en agua.

La emulsión agua en crudo, se obtienen viscosidades altas, bajas pérdidas por fricción y bajas pérdidas de fluido. En la emulsión crudo en agua, la viscosidad aparente depende de la gelificación de la fase acuosa y del porcentaje de hidrocarburo presente. Los ácidos emulsionados poseen un marcado efecto de retardo del ataque del ácido a la formación, en consecuencia es muy útil para lograr penetraciones profundas sin que se produzca una reducción apreciable de la concentración del ácido.

Los fluidos emulsionados ayudan a reducir la viscosidad en pozos con crudos viscosos disolviendo ciertos compuestos asfálticos, mejorando la productividad.

Fluidos Espumados. Es una dispersión de un gas en un líquido, en donde el gas es la fase dispersa y el líquido es la fase continua. Se han utilizado en un gran número de operaciones, lo que lo hace de gran versatilidad. Las ventajas que presenta este tipo de fluido son las siguientes:

- Baja pérdida de fluido a la formación.
- Buena capacidad de transporte del material de sostén.
- Reducen las posibilidades de daño a la formación.
- Posee bajos costos.
- Energizan momentáneamente yacimientos de baja presión.
- Disminuye el tiempo de cierre del pozo después de la fractura.

En la industria se utilizan dos clases de espumas, espumas base agua y espumas base hidrocarburo.

Las espumas base agua son las más utilizadas por su fácil obtención, bajo costo y buenas propiedades. Las espumas base hidrocarburo se utilizan cuando la formación a fracturar es excesivamente sensible al agua, el costo de estas espumas aumenta y son difíciles de manipular.

1.4.2 Aditivos de los fluidos de fracturamiento. Debido a que los fluidos mismos no poseen todas las propiedades necesarias, se dispone de la utilización de aditivos especiales para modificar dichas propiedades y obtener otros beneficios. Dentro de estos agentes o aditivos están:

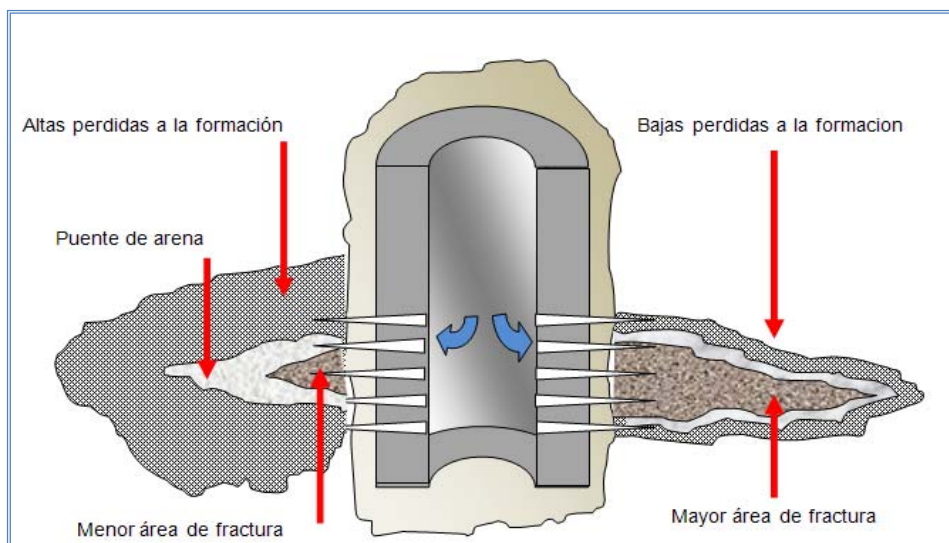
- Viscosificadores y gelificadores.
- Controladores de filtrado.
- Reductores de pérdida de fricción.
- Surfactantes.
- Secuestrantes.

En general los aditivos son químicos que se utilizan para incrementar la viscosidad del fluido base, la viscosidad como sabemos es la que permite transportar el material de sostén hacia la fractura creada. Estos químicos incluyen emulsificantes y floculantes, con los cuales se obtienen altas viscosidades aparentes y un eficiente bombeo con pocas pérdidas friccionales; hay que tener una especial atención a la selección del tipo y cantidad de estos químicos.

Los aditivos de pérdida de fluido son sólidos finamente divididos, los cuales durante el tratamiento forman un torta temporal sobre la cara de la fractura, reduciendo así la fuga del fluido. La remoción de estos sólidos desde la cara de la fractura se da rápidamente debido a la producción de los fluidos de la formación.

La extensión de una fractura vertical formada, depende, en gran medida de las propiedades de pérdidas de fluido del fluido fracturante. Si se usa un fluido fracturante que posea grandes pérdidas de fluido, la mayor cantidad de fluido se perderá hacia la formación y por lo tanto la extensión de la fractura será menor comparada con la creada cuando se usa un fluido de bajas pérdidas de fluido (ver figura 1.11).

Figura 1. 11 Esquemas de fracturas con dos tipos de fluido.



Selección del tipo de fluido. Debido a la gran variedad de fluidos y aditivos para el fracturamiento, se debe seguir ciertos requerimientos mínimos en cuanto a la selección de uno de ellos para ser utilizados en un trabajo de fracturamiento.

La selección del tipo de fluido depende principalmente de la naturaleza de la formación a la cual se le realice el fracturamiento hidráulico y de los fluidos que posea, teniendo en cuenta la naturaleza química de la roca (arenas, calizas, etc.) y el estado físico de la misma.

Las propiedades físicas de las rocas como temperatura, presión, humectabilidad y saturación, son de gran importancia y se deben tener en cuenta ya que también afectan la selección del fluido específico requerido en el trabajo de fracturamiento. La escogencia de un fluido de fracturamiento que no genere o incremente el daño a la formación, para evitar una reducción más pronunciada de la permeabilidad.

Tener en cuenta la distribución de las zonas de arcilla en la formación, para utilizar fluidos base aceite y con ello evitar el hinchamiento de las arcillas. Dentro de la

práctica se recomienda la utilización de salmueras que sean idénticas a la que posee la formación, ya que es el fluido más seguro para emplear.

“Cuando la formación es principalmente carbonatada el uso de un fluido base agua-ácido es recomendable, generalmente utilizando retardadores del ácido. Las emulsiones ácidas se usan generalmente a temperaturas mayores de 250°F. Para fracturar calizas y dolomitas generalmente se usan mezclas ácidas más agua”².

1.4.3 Materiales de Sostén. La efectividad del tratamiento de la fractura depende de la capacidad de flujo creada por el material de soporte en la fractura y de la resistencia que ofrece éste material para mantenerla abierta. Si el sustentador o material de sostén se rompe, la fractura se cerrará; de igual manera, si el sustentador fluye a la formación, ella lo embeberá y la fractura se cerrará por completo.

Dentro de las ventajas que aportan estos agentes podemos mencionar:

- Mantienen la fractura abierta.
- Crea canales de alta permeabilidad dentro de la formación.
- Aumenta la permeabilidad cuando la presión de confinamiento quiebra el material de sostén, creando partículas de menor diámetro.
- Poseen buena resistencia a la compresión.

Tipos de Agentes de Sostén. Los materiales de sostén utilizados para un fracturamiento hidráulico son muy diversos, siendo la arena el primer material utilizado y el más convencional. Con el paso del tiempo se han desarrollado nuevos materiales capaces de soportar las altas presiones de confinamiento en el fondo del pozo. Los siguientes materiales son los más comunes dentro de la industria del petróleo:

² HERNÁNDEZ TREJOS. Edelberto. Fracturamiento Hidráulico Ácido.1993.

- Arena.
- Cascara de nuez.
- Bolas de aluminio.
- Cristales de vidrio.
- Bauxita.
- Cerámicos.
- Cerámicos cubiertos con resina.
- Arenas cubiertas con resina (curado parcial y completo).

Debido a las excesivas presiones de confinamiento de los yacimientos se ha fracasado en muchos casos en la utilización de algunos materiales de soporte, por eso, se han dado recomendaciones para el correcto uso de agentes de sostén utilizados actualmente para las siguientes presiones de cierre:

Tabla1. 4 Presiones de confinamiento para algunos materiales de soporte.

Material de Soporte	Presión de confinamiento (psi)
Arena	Hasta 5000
Arena recubierta de resina	Hasta 8000
Bauxita	Hasta 17000
Cerámicos	Hasta 19000

Fuente: Tomada y modificada de BJ Services Company S.A. Handbook Hydraulic Fracturing. 1986.

Disposición del material de sostén entre la fractura. Para obtener una buena capacidad de flujo en la fractura se deben tener en cuenta la concentración del material de sostén y la tasa de bombeo.

Para fracturamientos verticales se ha evidenciado que el material de sostén se sedimenta dentro de la fractura, creando en el fondo de ella un empaquetamiento

en múltiples capas de material, mientras que en la parte superior posee muy poco o relativamente nada de material de soporte. El número de capas de partículas de material de sostén que se generan dentro de la fractura depende del tamaño, forma y concentración de dicho material dentro del fluido fracturante, el ancho de fractura y la tasa de flujo del fluido sobre el relleno.

“Cuando el trabajo de fracturamiento termina, la fractura tiende a cerrarse de nuevo (presión de cierre). El ancho final de la fractura depende de las condiciones finales del tratamiento y de la presión efectiva de sobrecarga. La conductividad de la fractura dependerá del ancho de fractura y de la permeabilidad efectiva del material de sostén”³.

Cuando se generan múltiples capas de material de sostén, la capacidad de flujo de la fractura aumenta, cuando se logra formar más de 3 capas de material, la capacidad de flujo llega a superar a la que se genera con una sola capa parcialmente rellena.

Otro de los beneficios que posee la generación de las multicapas en la fractura está la no migración del material de sostén hacia el pozo después del tratamiento.

Espaciamiento del material de sostén. Para lograr las disposiciones de monocapas parciales se utilizan los llamados Materiales Espaciadores.

El material de espaciamiento debe poseer la misma densidad que el material de soporte, además, ciertas propiedades dentro de las que se encuentra:

- Ser transportables.
- Insolubles en el fluido fracturante.
- Fácil de remover por los fluidos de la formación.
- Resistentes a la ruptura mientras se bombea.
- Fácil de manejar.

³ Ibid.

De acuerdo a estos requerimientos, los espaciadores usados hoy en día son:

- UREA (NH_2CONH_2)
- Resinas de Hidrocarburos
- Bisulfato de Sodio

1.5 LIMITACIONES DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

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

- Tratamiento mecánicamente exitoso pero con resultados de producción pobres.

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

- La fractura está en la zona productora, pero la mayor parte de ella creció por fuera de esta zona.
- Se presentaron múltiples fracturas paralelas separadas en diferentes zonas.
- Inadecuada conductividad de fractura, debido a pobre suspensión del agente de soporte, pobre limpieza del gel, trituración/ incrustación del agente de soporte
- Que hayan sido contactadas zonas de agua (Actualmente es controlable)
- El tratamiento no fue completado debido a fallas en el equipo y otras fallas mecánicas. Esto puede ocurrir si se presenta alguna de las situaciones citadas a continuación:
 - Inadecuado tamaño de la fractura empaquetada.

- Tamaño adecuado de la fractura, pero pobre conductividad debido a la baja cantidad de agente de soporte colocado.
- El tratamiento no fue completado debido a problemas en el wellbore o en la fractura, tales como arenamiento prematuro (S.O.). Este problema es consecuencia directa de múltiples causas como pueden ser:
 - Problemas en los perforados: densidad de cañoneo o perforaciones tapadas.
 - Inadecuado ancho de fractura: tortuosidad en el wellbore (S.O. Muy rápido), exceso de múltiples fracturas (S.O. a mitad del trabajo), pobre transporte de agente de soporte (S.O. a mitad del trabajo) o tamaño de “Pad” inadecuado.

1.6 PARÁMETROS UTILIZADOS PARA LA SELECCIÓN DE POZOS A FRACTURAR HIDRÁULICAMENTE

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

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

También se tuvo en cuenta que todos los pozos analizados se encontraran activos, puesto que el análisis realizado se baso en un estudio integrado. Los

pozos inactivos no se tuvieron en cuenta en este estudio inicial de factibilidad de fracturamiento hidráulico en el campo Yariguí-Cantagallo.

1.6.2 Integridad de Pozos. Para la selección de los pozos candidatos al Fracturamiento Hidráulico, se estudió el completamiento y la integridad de los pozos. De esta manera se excluyeron los pozos completados con liner ranurados o empaquetados. Al mismo tiempo, los pozos con problemas mecánicos tales como: colapsos, pescados, u otro problema que pudiera perjudicar la ejecución del fracturamiento hidráulico también fueron excluidos.

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

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

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

1.6.3 Geometría del Pozo. La geometría de los pozos es otro parámetro fundamental en la selección de los pozos candidatos al fracturamiento. Los pozos de alta inclinación con respecto al estrato a fracturar podrían presentar problemas de tortuosidad y fracturas múltiples durante el fracturamiento. Estos problemas están asociados a altas presiones y arenamiento prematuros.

De esta manera, se analizaron los pozos con el fin de conocer el verdadero ángulo de inclinación con respecto al estrato que se desea fracturar, pero este aspecto no fue tan determinante al momento de escoger los pozos candidatos. En la mayoría

de los casos se tuvo que convivir con las inclinaciones observadas. Sin embargo, esta información fue usada para realizar las respectivas recomendaciones que se deben tener en cuenta en el intervalo a fracturar y el procedimiento que se debe seguir en los casos en que se presenten estas estructuras.

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

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

1.6.6 Mecánica de Rocas. Uno de los factores importantes para el diseño del fracturamiento hidráulico son las propiedades mecánicas de la roca tanto de las arenas a fracturar como de los shales. Las principales propiedades que se requiere analizar son: módulo de Young, relación de Poisson y los esfuerzos de las arenas y las posibles barreras⁴.

⁴ CARREÑO RUEDA, Mildreth Johanna. Análisis y evaluación de la optimización de la producción en el Campo Cantagallo, Bucaramanga, 2006, . Trabajo de grado

2. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD⁵

El índice de productividad es una relación que modela el comportamiento del influjo 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 2.1) y el índice de productividad del pozo es el inverso de la pendiente de dicha recta; esto ocurre cuando la presión de flujo esta por encima de la presión de burbuja, por ello el índice de productividad (J) se expresa de la siguiente forma:

$$J = \frac{q_f}{P^* - P_{wf}} \left[\frac{BPD}{PSI} \right] \quad (EQ. 2.1)$$

$$Drawdown = \Delta p = P^* - P_{wf} \quad (EQ. 2.2)$$

Donde:

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

⁵ NIND, T. E. W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. México: Limusa. 1987.

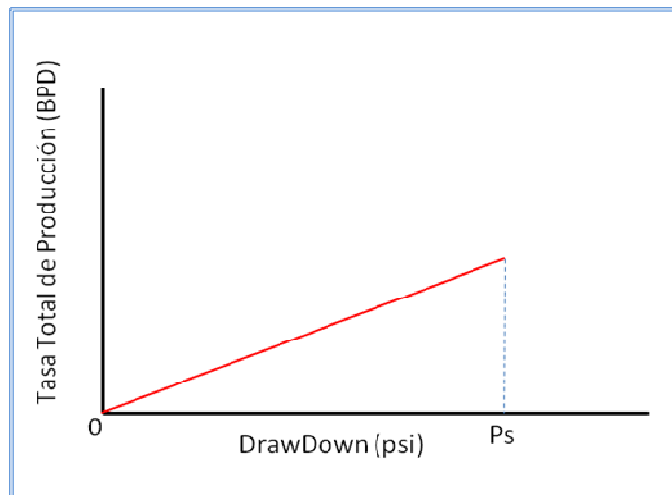
$$J_s = \frac{J}{h} = \frac{q}{h(P_s - P_{wf})} \left[\frac{BPD}{psi} \right] \quad (EQ. 2.3)$$

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 2.2 se expresa como:

$$q = J * \Delta P \quad (EQ. 2.4)$$

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 2.1).

Figura 2.1 Gráfica de la Tasa de producción contra el Drawdown

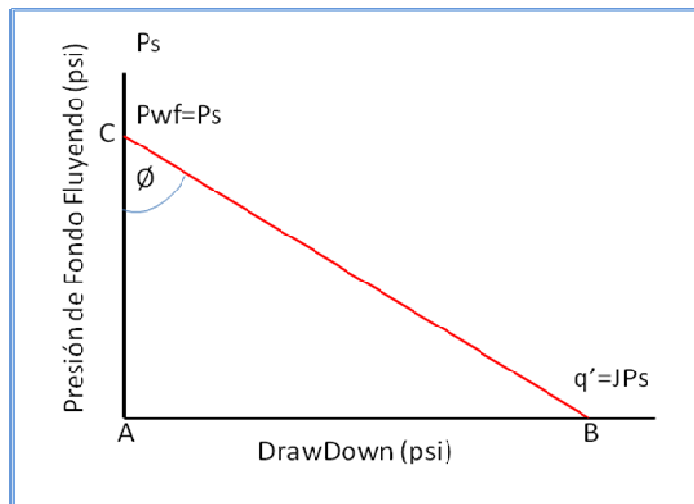


Fuente: NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros (Adaptada).

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 2.2). El ángulo que forma esta línea con el eje de presión es tal que:

$$\tan \phi = \frac{AB}{AC} \quad (EQ. 2.5)$$

Figura 2.2 Representación gráfica del IP.



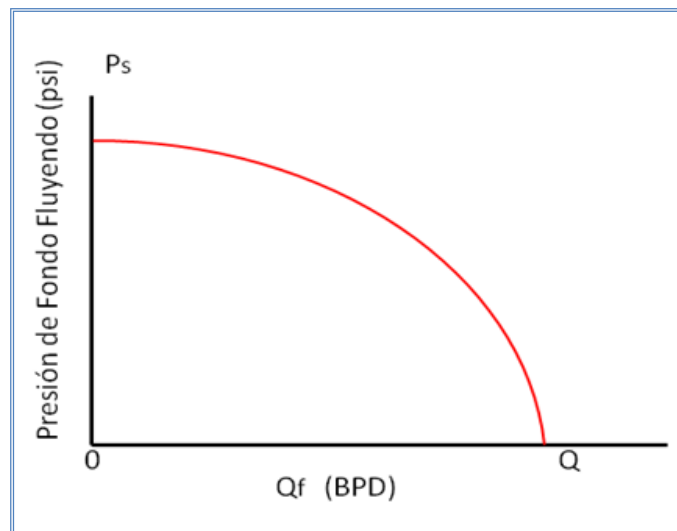
Fuente: NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros (Adaptada).

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 2.2 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 2.3 (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 2.3 Relación del comportamiento del flujo a la entrada (IPR).



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

2.1 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.

2.1.1 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.

2.1.2 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.

2.1.3 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

2.2 RELACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL FLUJO DE ENTRADA (IPR)

El IPR o la relación del comportamiento del flujo de entrada describe la curva de la presión de fondo fluyendo graficada contra la producción total para cualquier pozo en particular como se observo en la figura 2.2.

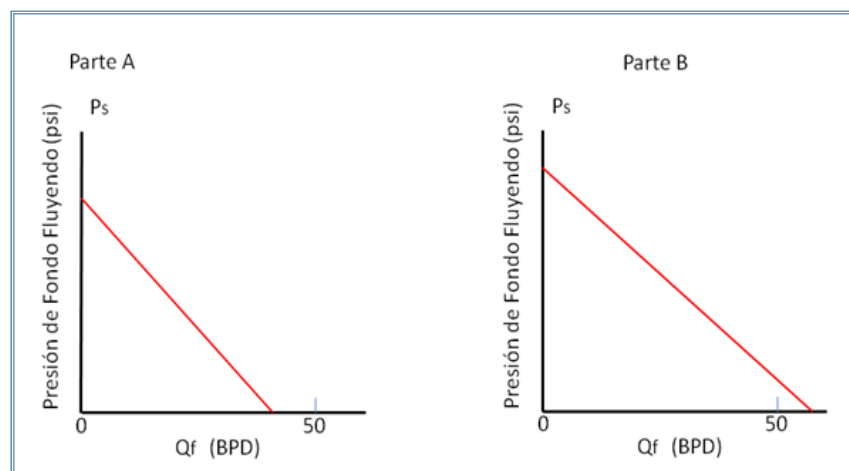
La importancia del IPR radica en que es un buen método para estimar el potencial de producción del pozo cuando se somete a algún tipo de estimulación o de

mantenimiento técnico, con el fin de medir el éxito de estos programas a continuación se analizará dos casos:

Para el primer caso suponga una producción de 50 bl/día de aceite (suponer que el pozo produce sin agua). Para producir la tasa deseada, se ha instalado una bomba en el pozo. Durante los primeros años el pozo ha producido sin dificultad los 50 bl/día. Sin embargo, la producción recientemente ha disminuido por cualquiera de estas dos situaciones: que la formación no sea capaz de producir 50 bl/día, ó que existe un defecto mecánico en el equipo de pozo que ocasiona una baja eficiencia de bombeo. Sacar la bomba y reemplazarla es una operación costosa y no es aconsejable a menos que el resultado del trabajo y la inversión puedan hacer producir al pozo de nuevo los 50 bl/día.

El primer paso a seguir es determinar el IPR del pozo. Se debe tener en cuenta que pueden existir dos posibilidades, parte A o parte B, Figura 2.4

Figura 2.4 Relación del comportamiento del flujo a la entrada (IPR) para el ejemplo.



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

Si el IPR fuera como el que se ilustra en la Figura 2.4 parte A, el pozo bajo ningún cambio en la bomba daría la producción de 50 bl/día; a menos que se realicen

trabajos de estimulación a la formación como fracturamiento ó acidificación. Si, por otra parte, el IPR es como se ilustra en la Figura 2.4 parte B, es seguro que la reparación mecánica en el equipo del pozo hará que la producción alcance la permitida.

Como un segundo caso de la importancia del conocimiento del IPR, se supondrá ahora un programa de estimulación de la formación en alguno de sus pozos y para medir el éxito de este programa, se usan las tasas de producción antes y después del tratamiento. La Tabla 2.1 considera los resultados de dos pozos.

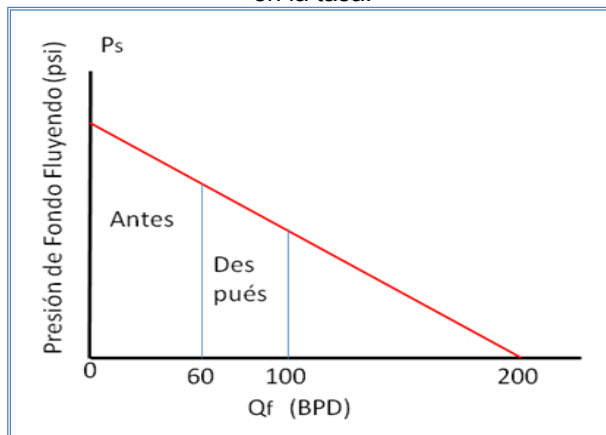
Tabla 2.5 Producción de los pozos A y B antes y después de la estimulación.

PRODUCCION UNIFORME (BPD)		
POZO	ANTES DEL TRATAMIENTO	1 SEMANA DESPUES DEL TRATAMIENTO
POZO A	60 Fluyendo	100 fluyendo
POZO B	35 con Bombeo	36 con Bombeo

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

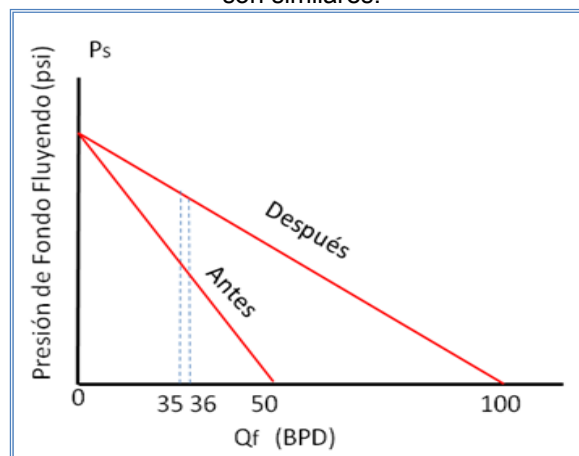
El tratamiento ha tenido éxito en el pozo A, pero no en el pozo B, aunque no se tiene evidencia suficiente para sustentar esta conclusión. Los IPR anteriores y posteriores de los pozos son ilustrados en las Figuras 2.5 y 2.6. El tratamiento no ha producido ningún efecto en el pozo A, es decir, el comportamiento del flujo a la entrada de la formación no ha mejorado en forma alguna, el incremento de la producción de 60 a 100 bl/día pudo haberse dado al remover alguna obstrucción que tenía la tubería.

Figura 2.5 Caso en el que la estimulación a la formación ha sido un fracaso a pesar del aumento en la tasa.



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

Figura 2.6 Caso en que la estimulación a la formación tuvo éxito, aún cuando las tasas inicial y final son similares.



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

Por otra parte, el tratamiento en el pozo B ha aumentado sustancialmente el potencial de la formación y fue un éxito indudable. Entonces, ¿Por qué las tasas antes y después fueron casi idénticas? Hay varias razones posibles: tal vez no se instaló la bomba en forma apropiada después del tratamiento; la bomba se pudo haber dañado cuando se sacó para hacer el tratamiento, el GOR producido de la

formación pudo aumentar como consecuencia del tratamiento, dando como resultado una reducción en la eficiencia de la bomba. Para complicar aún más este punto, cuando se cierra un pozo para aplicarle el tratamiento, se aprovecha el momento para cambiar la bomba u otro equipo en el pozo y, generalmente, para “limpiar y reactivar” el pozo, de manera que cualquier aumento ó disminución en la rata de producción puede ser el resultado directo del mantenimiento y no tener ninguna relación con el tratamiento para estimular la formación.

Como una conclusión adicional de este análisis se puede decir que la tasa de flujo obtenida de un pozo en particular depende además del IPR y del sistema de levantamiento artificial implementado, de otros factores tales como el tipo de casing instalado, los tratamientos aplicados y las propiedades del fluido, entre otras.

2.2.1 Factores que Influyen en la Forma del IPR. En zonas de permeabilidad constante con presencia de gas libre en la formación, la mayor caída de presión se encuentra en la vecindad del pozo. Si la p_{wf} esta por debajo del punto de burbuja del aceite, la presión del pozo cae de manera uniforme, permitiendo que se libere el gas. La saturación de gas alrededor de la masa de aceite se incrementa uniformemente, así la permeabilidad relativa al gas se incrementa mientras la permeabilidad relativa al aceite cae. Mientras la presión en la cara del pozo sea mas baja, el efecto será mas notorio, con lo cual se podría esperar que el IP (el cual depende de la permeabilidad efectiva al aceite) disminuya y la relación gas- aceite producida (la cual esta en función de la permeabilidad efectiva al gas) se incrementa al aumentar la caída de presión. Todo esto conlleva a que el IPR sea de forma curvada, siempre que el p_{wf} esté por debajo del punto de burbuja.

La caída de presión tiene un efecto considerable en la relación gas – aceite producido, tanto por el incremento de la permeabilidad efectiva al gas por la respectiva caída de presión, sino también por la contribución de gas libre del

aceite en las cercanías del pozo como también de otras partes alejadas de la formación. Cuanto mas grande sea la caída de presión, mayor será la cantidad de gas libre proporcionado por el aceite en las cercanías del pozo y mayor será la relación gas aceite producido. El incremento uniforme en la relación gas- aceite con el aumento de la producción se presenta para formaciones homogéneas. En formaciones estratificadas, que poseen capas de permeabilidad diferente, se tiene un número igual de curvas IPR para cada capa, con estas curvas se genera un IPR compuesto, que es la suma de las diferentes curvas que existan.

2.3 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.

2.3.1 Método de VOGEL. Vogel⁶ 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.

⁶ VOGEL, J. V. Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells. J. P. T. 1968.

Esta ecuación es:

$$\frac{q}{q'} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P^-} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P^-} \right)^2 \quad (EQ. 2.6)$$

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 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 8 y el valor tomado de la "línea recta" de q es:

$$q' \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P^-} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P^-} \right)^2 - 1 + \left(\frac{P_{wf}}{P^-} \right) \right] = 0,8q' \left(\frac{P_{wf}}{P^-} \right) \left(1 - \frac{P_{wf}}{P^-} \right) \quad (EQ. 2.7)$$

Este valor nunca llega a ser negativo. Desde luego, la diferencia es siempre 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 2.3

En un análisis posterior, Standing⁷ reescribió la ecuación 2.6 como:

$$\frac{q}{q'} = \left(1 - \frac{P_{wf}}{P^-} \right) \left(1 + 0,8 \frac{P_{wf}}{P^-} \right) \quad (EQ. 2.8)$$

De la ecuación 2 se obtiene:

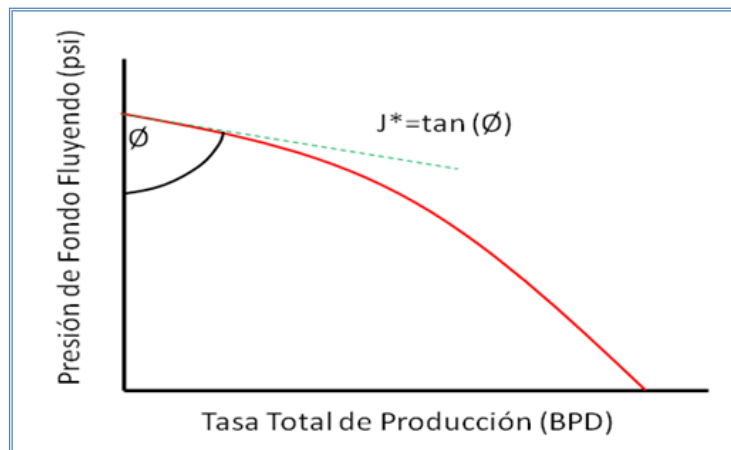
⁷ STANDING, M. B. Concerning the calculation of Inflow Performance of Wells producing from Solution Gas Drive Reservoirs. J. P. T. 1141 p. 1971.

$$J = \frac{q'}{P^-} \left(1 + 0.8 \frac{P_{wf}}{P^-} \right) \quad (EQ. 2.9)$$

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 2.7), al tender P_{wf} hacia el valor P^- , la ecuación 2.9 se convierte en:

$$J^* = \frac{1.8 q'}{P^-} \quad (EQ. 2.10)$$

Figura 2.7 Valor inicial del IP.



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

Las ecuaciones 2.9 y 2.10 dan:

$$J^* = \frac{1.8 J}{\left(1 + 0.8 \frac{P_{wf}}{P^-} \right)} \quad (EQ. 2.11)$$

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 2.10, se tiene:

$$J^* = \frac{0.007082 K_o h}{B_o \mu_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 3/4 \right]} \quad (EQ. 2.12)$$

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 2.10 para J^*_f y J^*_p , y dividiendo después. El resultado es:

$$J^*_f = J^*_p \left[\frac{(K_{ro}/B_o \mu_o)_f}{(K_{ro}/B_o \mu_o)_p} \right] \quad (EQ. 2.13)$$

Finalmente, si q se elimina de las ecuaciones 2.6 y 2.10, la curva del IPR futuro se puede trazar utilizando la ecuación 2.14.

$$q_o = \frac{J^*_f P_f^-}{1.8} \left[1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_f^-} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_f^-} \right)^2 \right] \quad (EQ. 2.14)$$

2.3.2 Método LOG-LOG. El segundo método para definir la forma de la curva IPR es modificar la ecuación 2.4 para obtener:

$$q_o = J(\Delta P)^n \quad (EQ. 2.15)$$

En la cuál el exponente n no es necesariamente igual a la unidad. Bajo esta consideración, el potencial del pozo es $J\frac{P_s}{P_s}$, 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 2.15 a la producción obtenida con el IPR en línea recta al mismo drawdown es:

$$\text{Rela de Caud} = \frac{J(P_s - P_{wf})^2}{\frac{JP_s^n(P_s - P_{wf})}{P_s}} = \left(\frac{P_s - P_{wf}}{P_s}\right)^{n-1} \quad (\text{EQ. 2.16})$$

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 2.15 que:

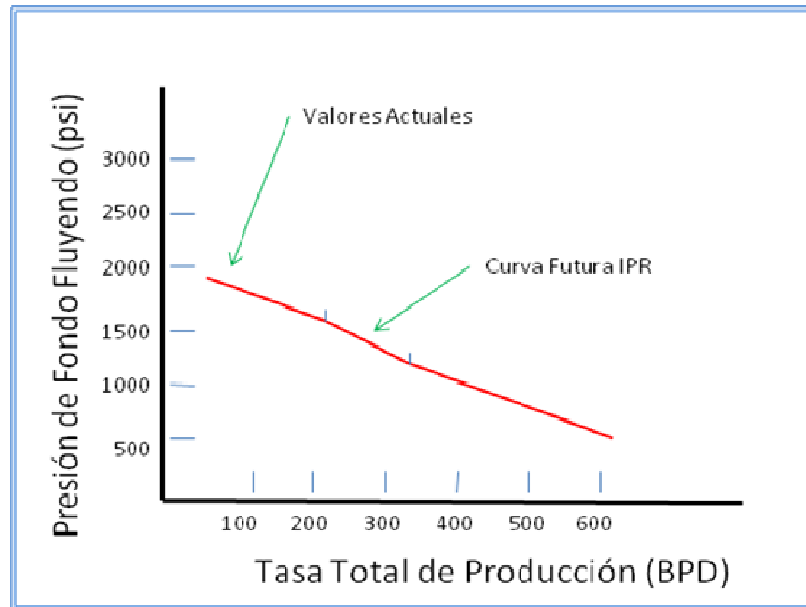
$$\frac{dq}{dP_{wf}} = -Jn(P_s - P_{wf})^{n-1} \quad (\text{EQ. 2.17})$$

Entonces, para $n < 1$, dq / dP_{wf} tiende a infinito cuando P_{wf} tiende a P_s : es decir, la curva $q = J(\Delta P)^n$ es horizontal (en la gráfica $P - q$) a $P_{wf} = P_s$, $q = 0$.

Además, la diferencia entre la curva $q = J(\Delta P)^n$ y la línea recta en un valor particular de P_{wf} es máxima cuando:

$$P_{wf} = P_s \left[1 - \frac{1}{n^{1/(n-1)}} \right] \quad (\text{EQ. 2.18})$$

Figura .2.8.Curva de IPR futuro.

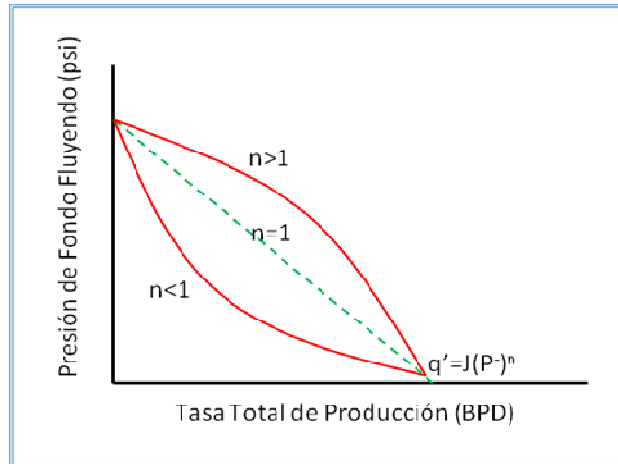


Fuente: NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros (Adaptada).

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 fórmula $q = J(\Delta P)^n$ en una gráfica regular $P - q$ se muestran en la Figura 2.9 y, en el caso de $n < 1$, puede contrastar con la curva más simétrica de Vogel.

Figura 2.9 Curvas típicas de tasa de producción Vs. presión obtenidas con la ecuación 2.15



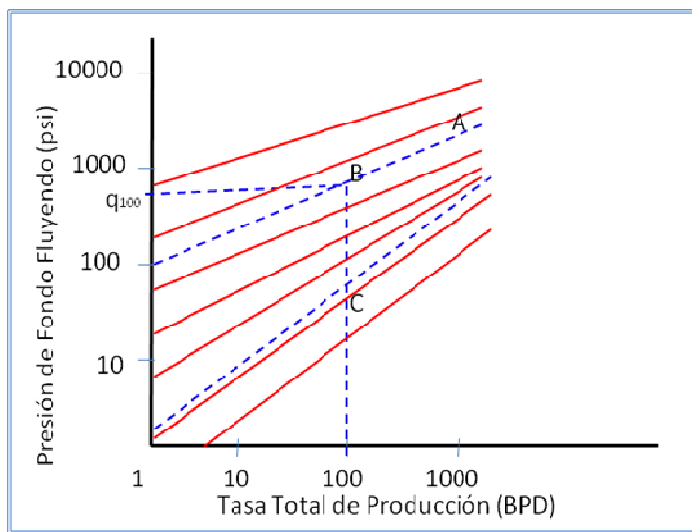
Fuente: NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozo petroleros (Adaptada).

Bajo el análisis matemático de la ecuación 2.15, 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 2.10); 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 2.10 Tasa de producción contra una malla de drawdown.

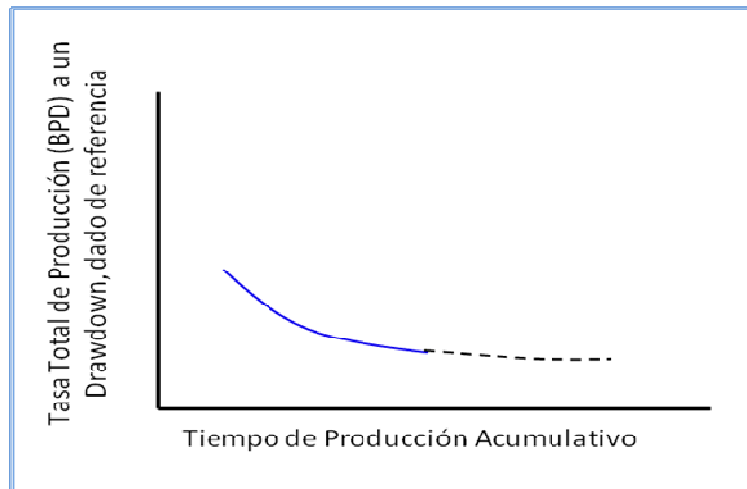


Fuente: NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros (Adaptada).

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 discontinua). Se selecciona algún drawdown como referencia conveniente, quizá 100 psi, y se grafica la producción q_{100} que correspondería a ese drawdown (punto B de la Figura 2.10). 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 2.11 y estimar así la producción para un drawdown de referencia en un tiempo futuro requerido (o acumulativo del pozo).

Figura 2.11 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 2.10.) y trácese entonces la línea por C que ajuste la malla (línea de punto en la figura 2.10). 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 2.10.) y trácese entonces la línea por C que ajuste la malla (línea de punto en la Figura 2.10). Esta línea define J , n y 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.

2.3.3 Método de FETKOVICH. Fetkovich 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:

$$q_o = \frac{0.007082 K h}{\ln(r_e/r_w)} \int_{p_{wf}}^{p_e} f(P) dP \quad (EQ. 2.19)$$

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:

$$\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} = \left[\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right] \frac{P}{P_i} \quad (EQ. 2.20)$$

Al sustituirse la ecuación 2.20 en la ecuación 2.19 se obtiene.

$$q_o = \frac{0.007082 k h}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \left[\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right] \frac{1}{2P_i} (P_i^2 - P_{wf}^2) \quad (EQ. 2.21)$$

O bien

$$q_o = J_{oi}^* (P_i^2 - P_{wf}^2) \quad (EQ. 2.22)$$

Donde

$$J_{oi}^* = \frac{0.007082 k h \left[\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right] \frac{1}{2P_i}}{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (EQ. 2.23)$$

Es interesante comparar la ecuación 2.22 con la ecuación estándar que define el IP, la ecuación 2.4, 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 2.22 conduce a una gráfica del IPR del tiempo “esperado”, que se ilustra en la Figura 2.7. Se puede apreciar más claramente la derivar la ecuación 2.22 con respecto a P_{wf} , obteniendo:

$$\frac{dq_o}{dP_{wf}} = -2J_{oi}^* P_{wf} \quad (EQ. 2.24)$$

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 entrada⁸.

⁸ FETKOVICH, M. J. The Isochronal Testing of Oil Wells. Artículo SPE N°. 04529. 1973.

3. CRITERIOS ECONÓMICOS PARA EVALUACION DE PROYECTOS.

3.1 INVERSIÓN NETA O INICIAL⁹.

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:

$$\begin{aligned} \text{Inversión neta o inicial} = & \text{Costos de desarrollo} + \text{Costos de promoción} \\ & + \text{Costos de construcción} + \text{Costos de instalación} + \\ & \text{Gastos de entrenamiento} - \text{Ganancia neta por la venta} \\ & \text{del bien usado} \end{aligned}$$

(EQ. 3.1)

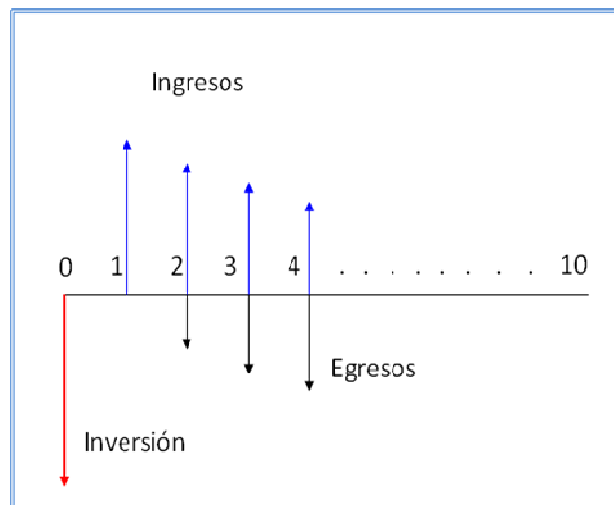
3.2 FLUJO DE EFECTIVO.

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

⁹ COLORADO CARLOS, Augusto Afanador- DELGADO GONZALEZ, Luis Eduardo pinzón viabilidad técnica y económica de la perforación under balance aplicada al campo escuela Bucaramanga 2008

tiempo que dure la operación medido en períodos, como se observa en la figura 3-1. 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 No. 3.1. Representación del flujo de efectivo.



Los ingresos es el dinero que le esta 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:

$$\text{Flujo de caja} = \text{Ingresos} - \text{Egresos} - \text{Impuestos} - \text{Depreciación}$$

(EQ.3.2)

3.3 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 capital¹⁰.

3.3.1 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.
- *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.

¹⁰ McCRAY, Arthur. Petroleum Evaluations and Economic Decisions. Prentice Hall, 1975.

3.3.2 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.

3.3.3 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.

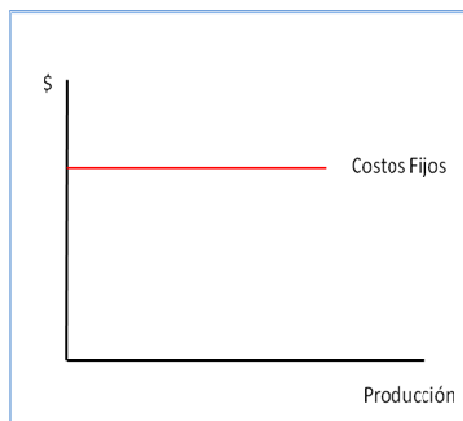
3.3.4 Según su Importancia en la Toma de Decisiones.

- *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.

3.1.5 Según su Comportamiento.

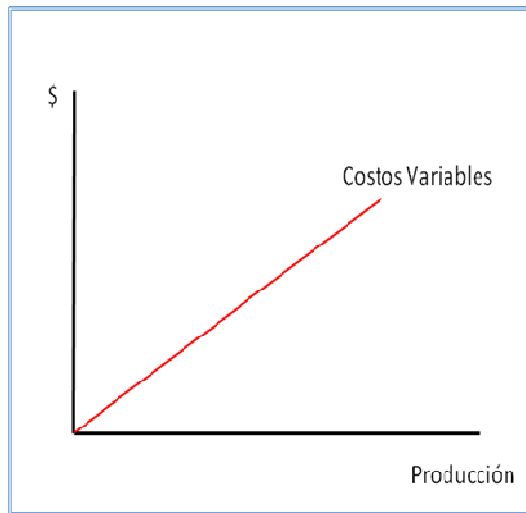
- *Costos fijos*: Son aquellos que a corto plazo permanecen prácticamente constantes, sin afectarse por los cambios en el nivel de operación o de producción, como se observa en la figura 3-2. Los costos fijos, tal como están establecidos, incluyen entre otros los siguientes: administración general, impuestos, 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.

Figura 3.2 Comportamiento de un costo fijo respecto a la producción.



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

Figura 3.3 Comportamiento de un costo variable respecto a 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 3-4), 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 3-5).

Figura 3.4 Comportamiento de un costo semi - variable mixto respecto a la producción.

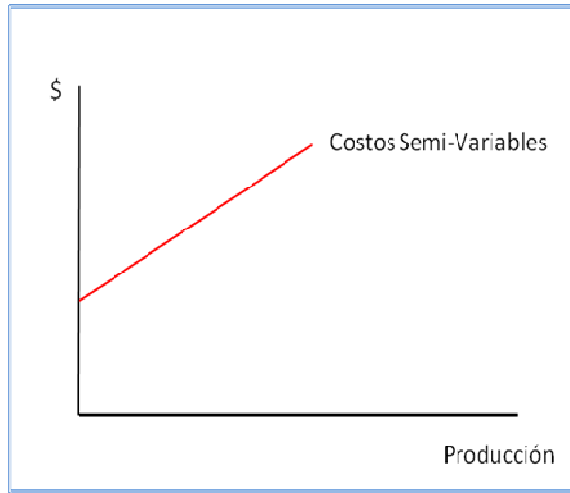
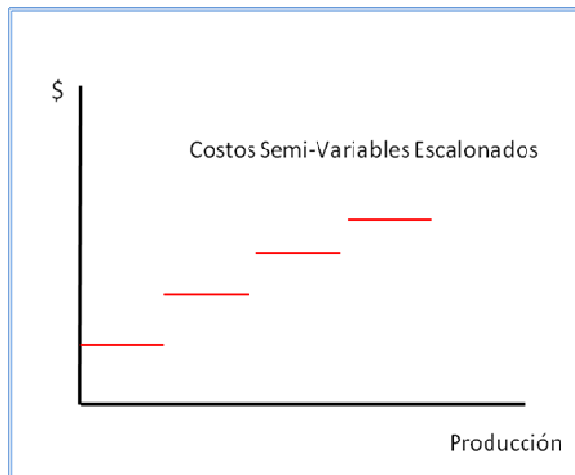


Figura 3.5 Comportamiento de un costo semi - variable escalonado respecto a la producción.

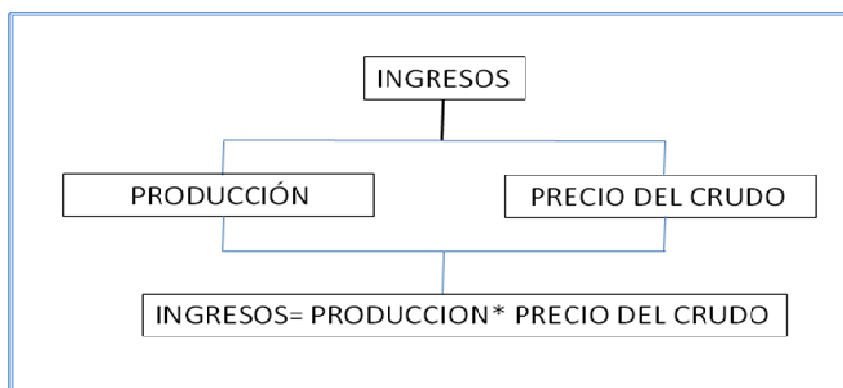


3.4 INGRESOS

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 3.6). 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.

Figura 3.6 Cálculo de los ingresos

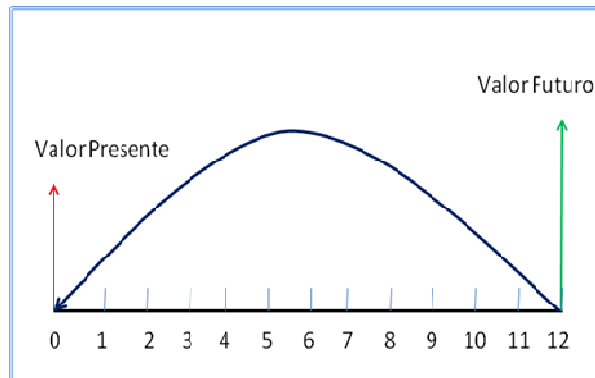


3.5 VALOR PRESENTE NETO. (VPN)

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 3-6). 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. 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 futuros¹¹.

¹¹ OPEP: Organización de países exportadores de petróleo.

Figura 3.7 Representación del valor presente.



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 esta 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 igual a:

$$VPN = VPI - VPE \quad (EQ. 3.3)$$

Donde:

VPN es el valor presente neto.

VPI es el valor presente de los ingresos

VPE es el valor presente de los egresos

Utilizando como formula:

$$P = \frac{F}{(1 + i)^n} \quad (EQ. 3.4)$$

Donde.

P es el valor presente

F es el valor futuro

i es la tasa de interés (16%)

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, mas 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.

3.5 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 (ver figura 5-8), 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:

$$0 = -C + \sum_{n=0}^N \frac{F}{(1+i)^n} \quad (EQ. 3.5)$$

Donde C es el valor inicial de la inversion

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.

3.6 RELACIÓN BENEFICIO COSTO (RBC)

Representa las ganancias extraordinarias en dineros de hoy que se producen por encima por encima de la tasa de oportunidad por cada dólar invertido. Y se calcula de la siguiente manera¹².

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:

Esta relación es una función de la tasa de interés que se emplea en los cálculos 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

¹² VANEGAS, Oscar. “Criterios de Evaluación Financiera de Proyectos de inversión ”

- 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

3.7 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 numero de meses en que la inversión se recupera vía facturación, cobranza o utilidades; se debe considerar que para este caso el termino inversión considera a la suma total de activos del proyecto¹³.

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.

$$\textit{Periodo de recuperacion} = \frac{\textit{Inversion total}}{\textit{utilidad promedio anual}} \quad (\textit{EQ. 3.7})$$

¹³ EROSSA, Victoria Eugenia. Proyectos de inversión en ingeniería

4. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO YARIGUÍ – CANTAGALLO

4.1 HISTORIA DEL CAMPO¹⁴

Los Campos Yariguí y Cantagallo hacen parte de las antiguas Concesiones Cantagallo y San Pablo, otorgadas en el año 1939 a la Compañía de petróleos del Valle del Magdalena Medio, subsidiaria de la compañía Socony Vacuum y mas tarde, en el año de 1953 a la Shell Cóndor. Durante la etapa exploratoria del campo, entre 1941 y 1942 la Compañía de Petróleos del Valle del Magdalena, subsidiaria de la Compañía Socony Vacuum, perfora dos pozos: Cimitarra 1 y Cimitarra 2.

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

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

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

¹⁴ CARREÑO RUEDA, Mildreth Johanna. Análisis y evaluación de la optimización de la producción en el Campo Cantagallo, Bucaramanga, 2006,

gas y aceite; los pozos CG-5 y 11 fueron de extensión en el extremo meridional de la Concesión. Los pozos CG-1, 3 y 9 fueron perforados en el lado levantado de la falla de Cantagallo y encontraron rocas del grupo Girón o basamento cristalino relativamente a poca profundidad.

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

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

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

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

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

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

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

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

La explotación de los yacimientos se llevo a cabo cañoneando inicialmente las arenas "CG" (sin excluir pequeñas intercalaciones de arcillas); sólo en aquellos pozos que resultaron improductivos o no comerciales en esas arenas, se cañonearon las arenas "C" y en menor proporción en arenas "B".

Posteriormente y debido básicamente a la declinación de los pozos en arenas "CG", el 70% de éstos se completaron en arenas "C" y se han producido conjuntamente las dos zonas.

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

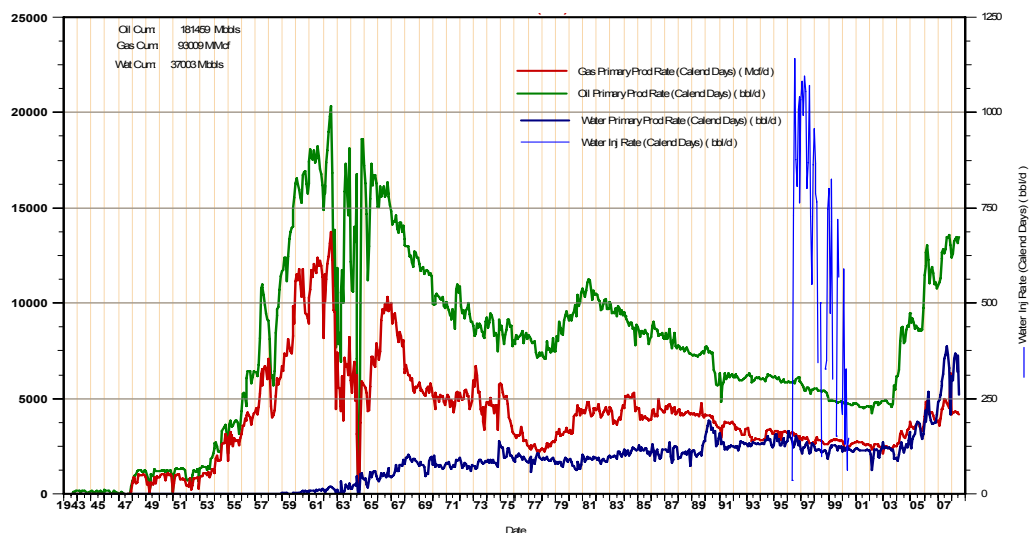
Actualmente estos campos pertenecen a la Gerencia de Centro Oriente de ECOPETROL S.A. y dependen administrativamente de la Superintendencia del Río; que incluye además, las áreas de Casabe, Peñas Blancas, Bajo Río y Cicuco.

A Diciembre de 2004 la producción promedio del campo era de 9500 BOPD y 3700 Kcfd de gas y se habían recobrado 160 Mbbls de petróleo y 84,5 Gcf de gas. A Diciembre de 2005 la producción se ha incrementado a 12000 BOPD y 4000 Kcfd de gas.

Posteriormente en los años 2006-2007-2008 la producción se ha incrementado a 13250 BOPD aproximadamente y 4375 kcf/d de gas con un total de producción 181459 Mbbls, Figura 4.1. Logrando así que actualmente, el Campo Yarigui-Cantagallo se convierta en el campo con mayor producción en la Superintendencia de Operaciones del Río (SAR) y en la Gerencia Regional Magdalena Medio (GRMM).

Figura No. 4.1 Historia de Producción

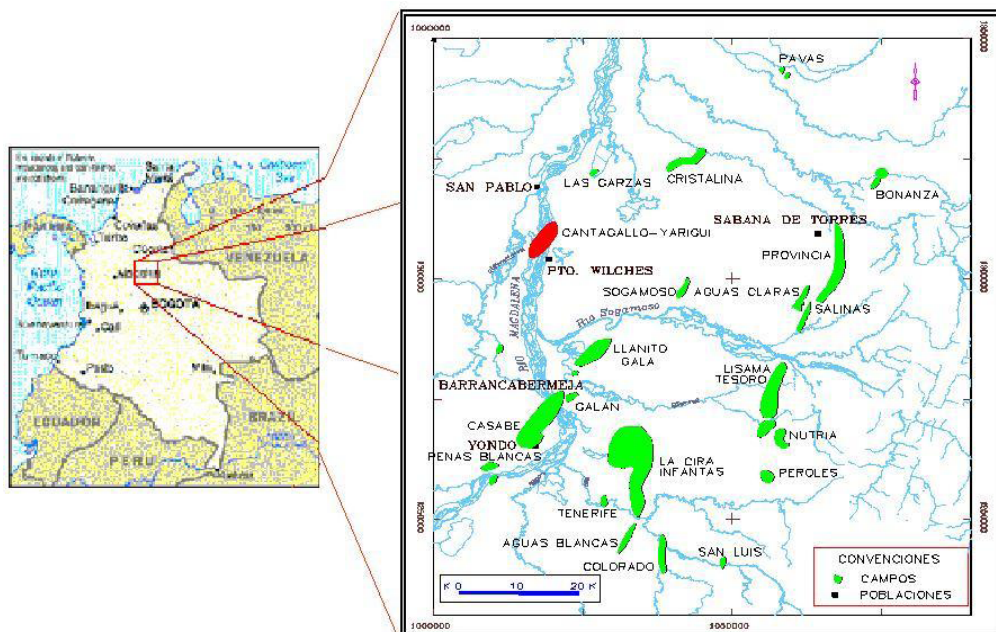
Fuente: Ecopetrol S.A



4.2 LOCALIZACIÓN

El campo Yariguí – Cantagallo está localizado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, a una distancia aproximada de 20 km al Nor-noreste de la ciudad de Barrancabermeja y a 290 km al Nor-noroeste de Bogotá, en territorio de los departamentos de Santander y Bolívar, más exactamente en las márgenes del río Magdalena a la altura del municipio de Puerto Wilches. La principal vía de acceso es el transporte fluvial sobre el río Magdalena y como vías alternas se cuentan dos carreteras, una que comunica al Municipio de Puerto Wilches con la ciudad de Barrancabermeja y la otra lo comunica con la troncal del Magdalena Medio.

Figura 4.2 Localización del campo Yariguí - Cantagallo.



Fuente: Ecopetrol S.A

La zona industrial del campo se encuentra en el municipio de Cantagallo, al sur del departamento de Bolívar. El área de influencia son los municipios de Cantagallo, Puerto Wilches y San Pablo (Fig. 4.2).

4.3 DISTRIBUCIÓN DEL CAMPO.

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

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

4.4 GEOLOGÍA

4.4.1 Localización Geográfica. El campo Yariguí-Cantagallo, localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena presenta una longitud aproximada de 7 km por 2 km de ancho, para un área total de 14 km². La Cuenca del Valle Medio del Magdalena es una región alargada en sentido Norte-Sur localizada entre las Cordillera Oriental y Central de los Andes Colombianos, que constituyen sus límites Oriental y Occidental respectivamente.

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

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

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

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

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

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

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

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

4.4.2 Estratigrafía. El campo Yariguí-Cantagallo está ubicado en la sección Noroccidental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, la cual fue un área de depositación de sedimentos no marinos y de agua salobre durante el Terciario; estos sedimentos descansan discordantemente sobre los sedimentos marinos del Cretáceo y algunas veces sobre rocas del basamento pre-Cretáceo (Occidente del campo Cantagallo). La columna estratigráfica perforada por algunos pozos en el campo abarca rocas desde el pre-Cretáceo hasta el Oligoceno. El Mioceno está presente en algunos campos vecinos, y los depósitos del Pleistoceno descansan discordantemente sobre el Oligoceno hacia el Occidente del campo La Cira. En la Fig. 4.4 se observa la columna estratigráfica generalizada para la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

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

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

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

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

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

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

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

Arenas C. Constituyen el miembro superior de la Formación La Paz.

Litológicamente no se diferencian de las Arenas Cantagallo. Se consideran

como el segundo objetivo de producción del campo Yariguí - Cantagallo. El máximo espesor es de aproximadamente 1500 ft. Estratigráficamente se ubica entre las "Arenas Cantagallo" en la base y las "Arenas B" de la formación Mugrosa en el techo. Su contacto con las Arenas Cantagallo es concordante mientras que con las "Arenas B" es discordante, dado por la ausencia de la formación Esmeraldas

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

Figura 4.3 Columna Estratigráfica

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

Fuente: Ecopetrol S.A

4.4.3 Estructura del Yacimiento. La estructura al tope del miembro Arenas Cantagallo de la formación La Paz consiste de un monoclinal buzando hacia el Sur Este, con buzamiento de mayor ángulo en el área cercana a la Falla de Cantagallo en donde alcanza los 50°, suavizándose hacia el Este hasta alcanzar buzamientos de 9° en cercanías de los pozos YR-1 y YR-8 (Fig. 4.5).

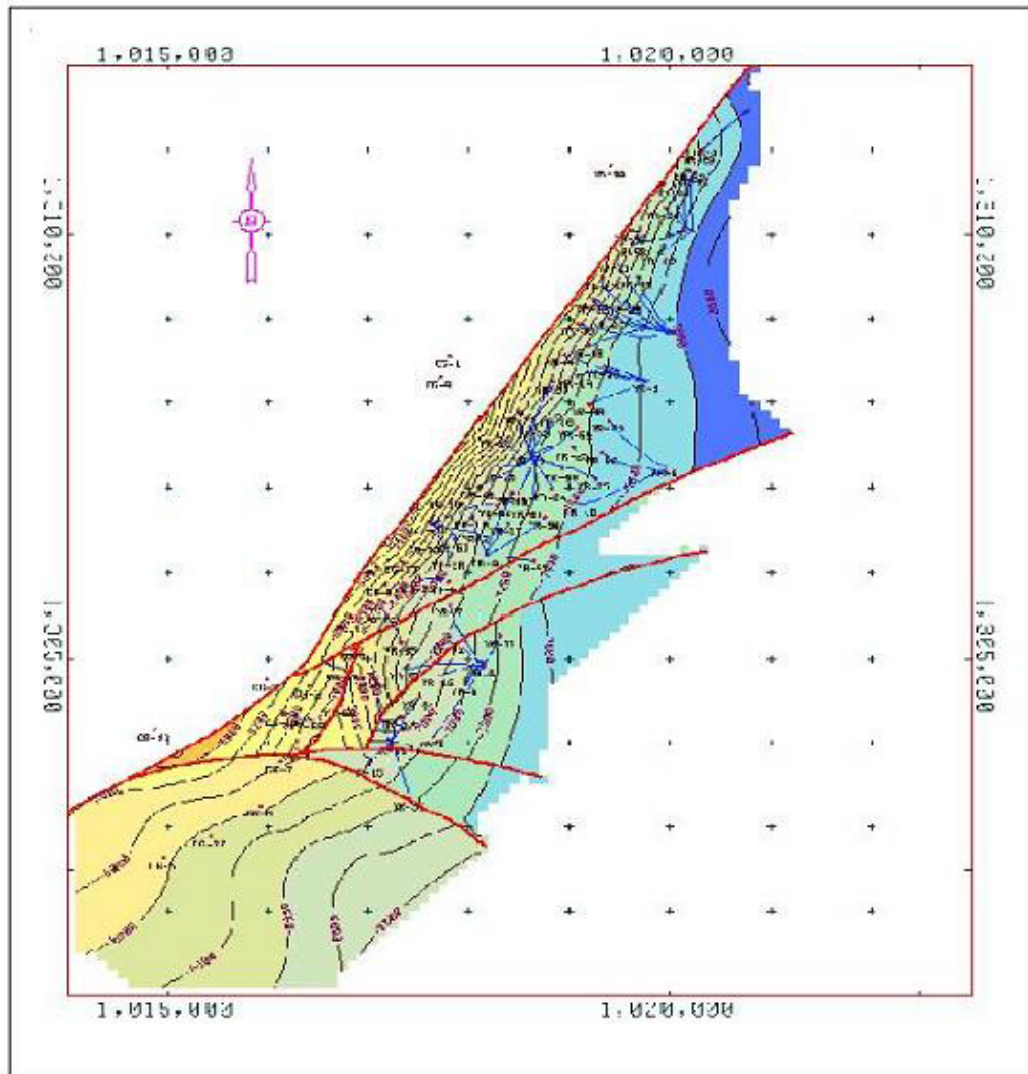
En el área, la Falla de Cantagallo es el trazo más Norte de la Falla de Cimitarra, que a su vez se desprende de la Falla de rumbo de Palestina. La Falla de Cantagallo como control estructural del campo, tiene un rumbo aproximado N33°E y presenta variaciones en la inclinación del plano de falla. Esta falla pone en contacto rocas de la formación Girón (Jurásico) con rocas cretácicas y terciarias.

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

El sistema de Fallas de Caño Patico, se encuentra en la parte más meridional del Campo y a su vez le sirve de límite Sur. En términos generales lleva una dirección Suroeste – Este – Noreste. Es de tipo normal con desplazamientos de 200 ft en la vertical. Este sistema se desprende de la Falla de Cantagallo y se le asigna una edad Mioceno Medio - Superior, puesto que alcanza a afectar los sedimentos de la formación Mugrosa del Oligoceno.

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

Figura 4.4 Mapa Estructural al tope de las arenas Cantagallo



Fuente: Ecopetrol S.A

5. EVALUACION DE LOS POZOS SELECCIONADOS.

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 fue, 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 al 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, parámetros vistos en el capítulo 3 y que serán aplicados en este capítulo.

Se debe tener en cuenta que para efectos de análisis económicos la tasa de oportunidad de ECOPETROL S.A es de 16%, el costo del barril para los 12 períodos fue de 50 dólares (se debe aclarar que este precio fue establecido por ECOPETROL S.A a esa fecha) y el número de períodos a evaluar después de la estimulación es de 12 meses.

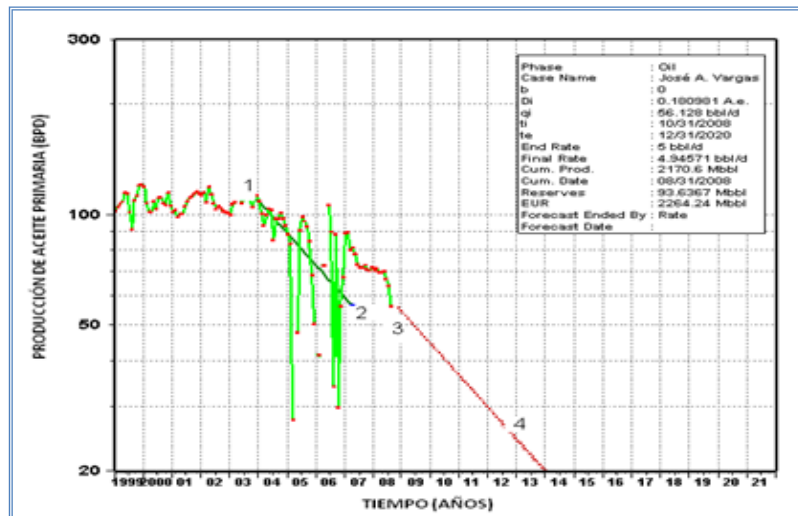
El historial de los pozos, se encuentran descritos en los anexos donde se dan a conocer las operaciones sobre fracturamiento hidráulico.

5.1 EVALUACIÓN POZO A.

- Estado del pozo antes de realizar el fracturamiento hidráulico.

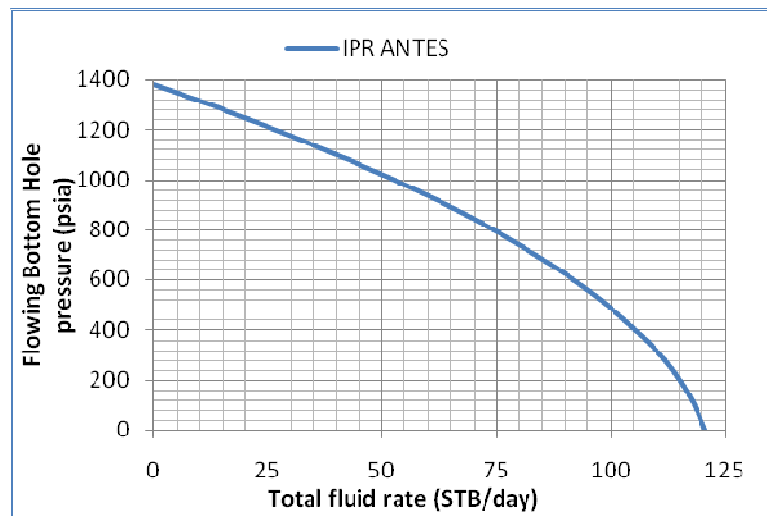
Según la curva de declinación del pozo A, (Figura 5.1, línea 1-2) en Diciembre de 2004, el pozo estaba produciendo a un tasa 93 BOPD casi 40 BOPD menos desde el inicio de la caída de producción en Diciembre de 2003, esto nos demuestra que la declinación seguiría aumentando, y que, en tan solo tres años la producción cayó en aproximadamente 60 BOPD con un porcentaje de declinación primaria de 18.10%, el IP calculado para este pozo fue de 0.117 bpd/psi, y un BSW de 0.20, la curva del IPR se muestra en la figura 5.2 y da a conocer el estado del pozo.

Figura 5.12 Curva de Declinación Pozo A.



Fuente: ECOPETROL S.A

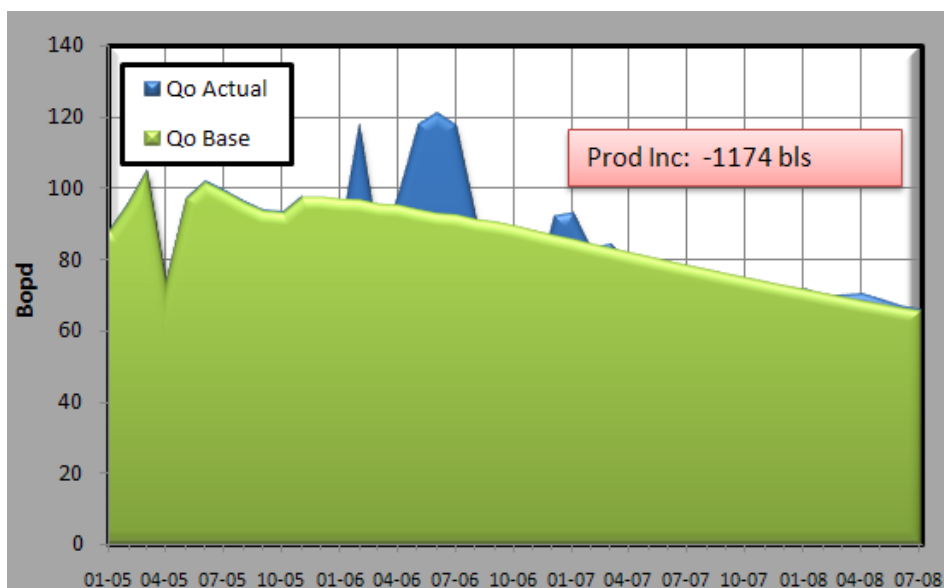
Figura 5.13 IPR pozo A, antes del fracturamiento hidráulico



- **Estado del pozo después de realizar el fracturamiento hidráulico.**

El fracturamiento hidráulico fue realizado el 12 de enero de 2006 en la arena C. Después de este trabajo de estimulación, inicialmente se observó un aumento en la producción de 118 BOPD, con un BSW de 0.208. Este aumento en la producción solo duro hasta Marzo de 2006. Dos meses más adelante la producción cayó hasta 98 BOPD, con un BSW de 0.413, esta disminución se dió por una alta producción de arena en el pozo. Se realizaron los trabajos de limpieza de arena y la producción se incremento hasta 121 BOPD con un BSW de 0.207. Posteriormente el pozo presentó arenamiento en un grado mayor ocasionando una disminución en la producción de 68 BOPD y un aumento en el BSW de 0.516. Figura 5.3.

Figura 5.14 Comportamiento de producción Pozo A



Fuente: ECOPETROL S.A

Como se puede observar en la figura 5.3 el pozo no retorna un aumento significativo de la producción después de haber realizado la estimulación, debido a problemas de producción de arena continuamente, en la actualidad la producción incremental es de 1174 barriles menos de los que se hubiera producido si no se hubiera realizado la estimulación.

Analizando la curva de declinación antes y después de la estimulación líneas 1-2 y 3-4 respectivamente (Figura 5.1), se puede observar que las tendencias no cambiaron y que el pozo seguiría en descenso sin haber realizado ningún incremento en la producción, lo que nos lleva a concluir que este fracturamiento hidráulico no fue exitoso. La Tabla 5.1 nos muestra los resultados que se han obtenido después de la estimulación.

Tabla 5.6 Resultados del fracturamiento Hidráulico del pozo A.

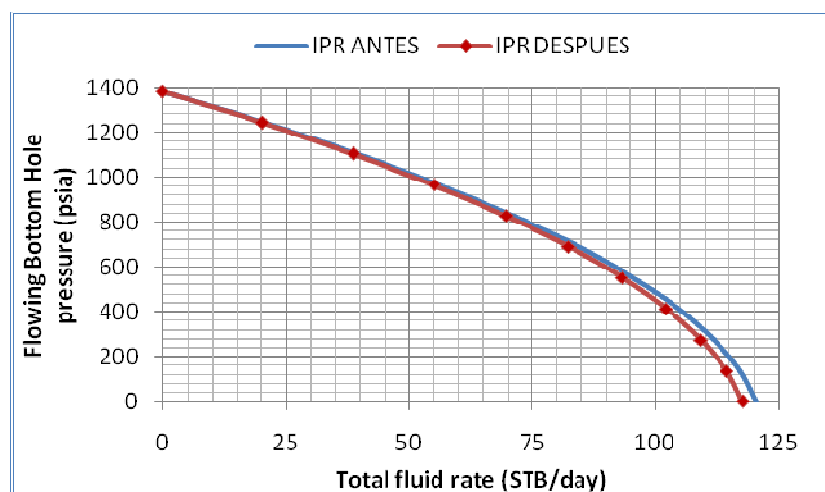
Q ANTES (BOPD)	Q DESPUES(BOPD)		Q INCREMENTEN (BOPD)		PROD ACUMUL BLS
	INICIAL	ACTUAL	INICIAL	ACTUAL	
98	90	70	-8	-28	-1174

Fuente: ECOPEPETROL S.A

La explicación a la continua producción de arena que presentó este pozo después de haber realizado el fracturamiento hidráulico se debe a la litología de la arena, la cual presenta areniscas grauwaticas, mal seleccionadas, intercaladas con niveles de arcillolitas y en general denotan una gran variación en su composición y en su granulometría.

Otro aspecto fundamental para realizar la evaluación de este trabajo, fue analizar el índice de productividad (IP) después de la estimulación, que en este caso se obtuvo un valor de 0.119 BPD/psi, comparando este valor con el obtenido antes del fracturamiento se puede analizar que no cambió en mayor proporción, lo que confirma que este trabajo de estimulación no fue satisfactorio, para un análisis más profundo se decidió construir las curvas IPR antes y después de la estimulación (Figura 5.4).

Figura No. 5.15 Índice de productividad pozo A



Comparando los IPR antes y después de la estimulación (figura 5.4) se puede observar que el comportamiento del flujo a la entrada de la formación no mejoró, el AOF (máximo caudal) disminuyó cerca al valor inicial, y la p_{wf} tiende a aumentar, estos aspectos nos muestran que el pozo quedó en peores condiciones a las iniciales, o sea el fracturamiento hidráulico en este caso no tuvo el efecto esperado de aumentar la producción, por el contrario las condiciones del pozo empeoraron. Los datos necesarios para calcular el IPR son los siguientes:

Tabla 5.2 Variables para calcular el IPR.

		ANTES	DESPUES
Presión de yacimiento	Psia	1382	1382
Nivel de fluido desde superficie	Ft	4985	4686
Tope de las perforaciones	Ft	5736	5736
Base de las perforaciones	Ft	7232	7232
Fondo del pozo	Ft	7232	7232
Caudal de fluido	Bls/d	93	82
Corte de agua	%	20	13
gradiente	psi/ft	0.3906	0.3868
P_{wf}	Psia	586	696
P_{wf}/P_r	Adim	0.424	0.503
DrowDawn	psia	796.49	686.37
IP Actual	Bpd/psi	0.117	0.119
AOF (máximo caudal)	Bls/d	121	118

- **Evaluación Económica.**

Tabla 5. 3 Criterios Económicos evaluados

Costos por Fracturamiento	150.122,00 US\$
Costos por Workover	72.000,00 US\$
Costos por trabajos posteriores	82.000,00 US\$
COSTOS TOTALES	304.122,00 US\$
TOTAL VPN ingresos	45.370,23 US\$
TOTAL VPN egresos	1.805.276,41 US\$
Promedio de ganancias por mes	392,79 US\$
VPN TOTAL	74.855,22 US\$
TIR (%)	-15%
RBC	0,025
Tiempo de retorno(meses)	774,25

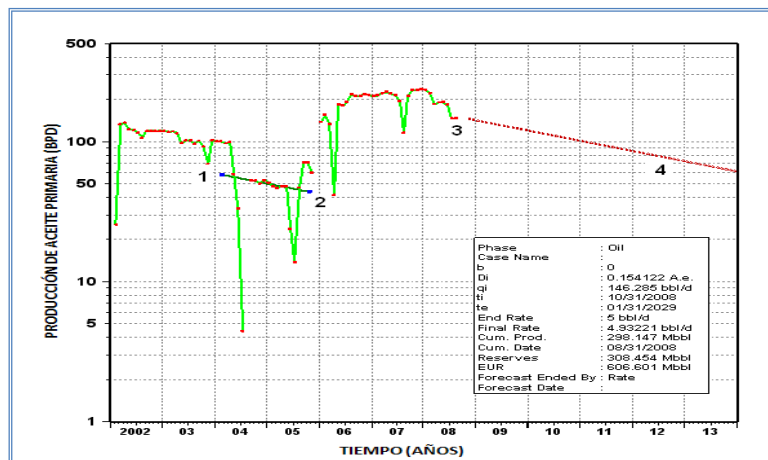
Como podemos observar en el análisis económico, este trabajo de estimulación no fue nada rentable, debido a que factores tales como: la tasa interna de retorno es negativa, el valor presente neto total es menor que la inversión inicial (costos totales) y por lo tanto la relación beneficio costo es muy baja, aproximadamente 0.025, además se puede ver que el tiempo en que la inversión se recupera es de 774 meses (64.5 AÑOS), tiempo que se considera muy grande para este tipo de proyectos.

5.2 EVALUACIÓN POZO B.

- **Estado del pozo antes de realizar el fracturamiento hidráulico.**

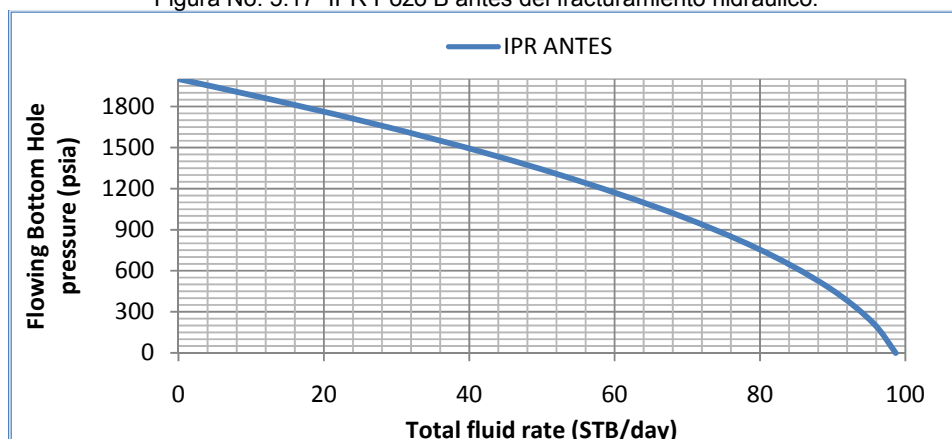
Durante el año 2002 el pozo presentó una producción aproximada de 120 BOPD, 6 meses después en junio de 2003 el pozo producía cerca de los 100 BOPD, según la curva de declinación empezó a decaer drásticamente hasta producir 48 BOPD en Mayo de 2005. (Figura 5.5, línea 1-2), esto nos demuestra que la declinación seguiría aumentando, y que en tan solo dos años la producción había caído 82 BOPD, con un porcentaje de declinación primaria de 15.41%, el IP calculado para este pozo en agosto de 2005 fue de 0.071 bpd/psi, lo que significa que el pozo tiene un bajo comportamiento del flujo a la entrada de la formación, un análisis del IPR se muestra en la figura 5.6 y da a conocer el estado del pozo.

Figura 5. 16 Curva de Declinación Pozo B



Fuente: ECOPETROL S.A

Figura No. 5.17 IPR Pozo B antes del fracturamiento hidráulico.



- **Estado del pozo después de realizar el fracturamiento hidráulico.**

El fracturamiento hidráulico fue realizado el 11 de Diciembre de 2005 en la **arena B3**, (ver anexos). Después de este trabajo de estimulación se observó un aumento en la producción de 207 BOPD en abril de 2006 con un BSW de 0.104. En la figura 5.7 se puede observar que este aumento en la producción se mantiene relativamente constante hasta julio de 2008, con una producción incremental de 148259 BLS a dicha fecha. Analizando la curva de declinación antes y después de la estimulación (figura 5.5 línea 1-2 y 3-4 respectivamente) se puede ver que la tendencia de la producción cambió drásticamente después de la estimulación. En

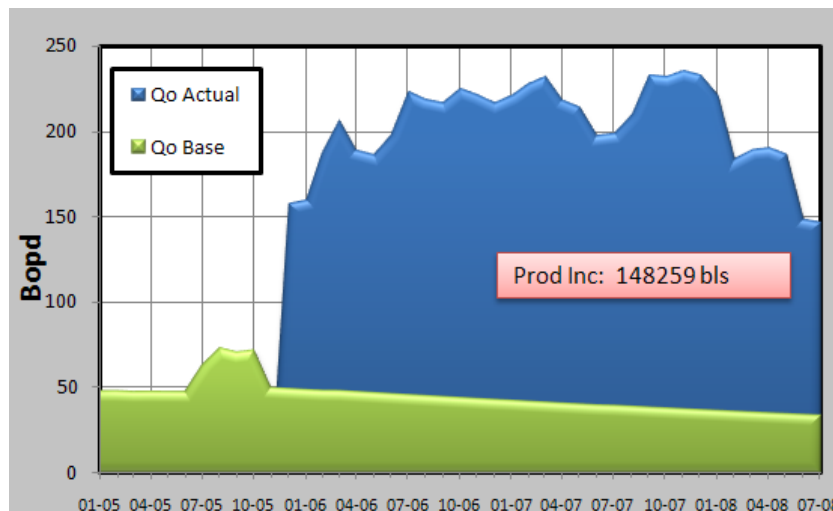
primera instancia estos aspectos nos llevan a concluir que este trabajo de fracturamiento hidráulico fue exitoso. La tabla 5.4 muestra los resultados obtenidos después de la estimulación.

Tabla 5.4 Resultado del Fracturamiento hidráulico del pozo B

Q ANTES (BOPD)	Q DESPUES(BOPD)		Q INCREMENTEN (BOPD)		PROD ACUMUL BLS
	INICIAL	ACTUAL	INICIAL	ACTUAL	
50	138	187	88	156	148259

Fuente: ECOPEPETROL S.A

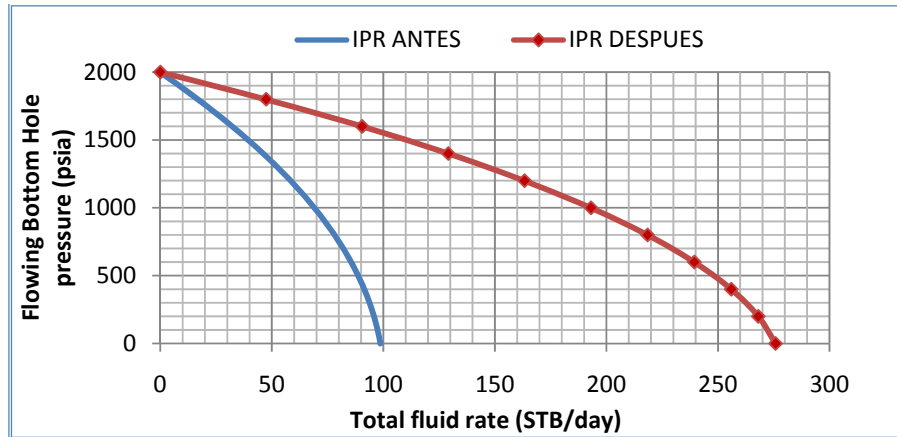
Figura No. 5.18 Comportamiento de producción Pozo B.



Fuente: ECOPEPETROL S.A

Para un análisis más profundo se decide comparar el comportamiento del flujo a la entrada de la formación antes y después de la estimulación, el IP obtenido después del fracturamiento hidráulico fue de 0.195 bpd/psi lo que nos indica un aumento en el flujo a la entrada de la formación, debido a que el fracturamiento hidráulico logró mejorar la conexión entre el pozo y el yacimiento creando canales de alta conductividad. Gracias a estos aspectos podemos confirmar que dicho trabajo de estimulación fue exitoso, para un mejor análisis se decide construir las curvas IPR antes y después y verificar dicha información. (Figura 5.8)

Figura 5. 19 IPR antes y después del fracturamiento hidráulico pozo B.



En la figura 5.8 se puede observar que el comportamiento de afluencia del pozo cambia drásticamente, pasa de tener un AOF (máximo caudal) 99 BOPD a 276 BOPD, un pwf 1117 psi a 1029 psi con un nivel de fluido desde superficie de 2807 ft a 3016 ft, estos aspectos nos llevan a concluir que el pozo cambió sus condiciones de flujo después de la estimulación, o sea el fracturamiento hidráulico tuvo un efecto significativo sobre este pozo. Los datos básicos para construir los IPR antes y después se muestran a continuación (Tabla 5.5).

Tabla 5.5 Variables para calcular el IPR pozo B.

		ANTES	DESPUES
Presión d yacimiento	Psia	2000	2000
Nivel de fluido desde superficie	Ft	2807	3016
Tope de las perforaciones	Ft	5590	5590
Base de las perforaciones	Ft	5784	5784
Fondo del pozo	Ft	5825	5825
Caudal de fluido	Bls/d	63	189
Corte de agua	%	15	10
Gradiente	psi/ft	0.38795	0.3853
Pwf	Psia	1117	1029
Pwf/Pr	Adim	0.559	0.515
DrowDawn	psia	882.704	970.8
IP Actual	Bpd/psi	0.071	0.195
AOF (maximo caudal)	Bls/d	99	276

- **Evaluación Económica.**

Tabla 5. 6 Criterios Económicos evaluados pozo B.

Costos por Fracturamiento	168.940,00 US\$
Costos por Workover	92.000,00 US\$
Costos por trabajos posteriores	116.000,00 US\$
COSTOS TOTALES	376.940,00 US\$
TOTAL VPN ingresos	6.656.992,59 US\$
TOTAL VPN egresos	2.237.526,03 US\$
promedio de ganancias por mes	208.118,27 US\$
VPN TOTAL	4.419.466,56 US\$
TIR (%)	27%
RBC	2,97
Tiempo de retorno(meses)	1,81

Como podemos observar en el análisis económico, este trabajo de estimulación fue exitosamente rentable, debido a que factores tales como: la tasa interna de retorno da positiva y mayor que la tasa de oportunidad de ECOPETROL.S.A, el valor presente neto total es mayor que la inversión inicial y por lo tanto la relación beneficio costo es alta, aproximadamente 3, además se puede ver que el tiempo en que la inversión se recupera es relativamente corto, de aproximadamente 1 mes 24 días.

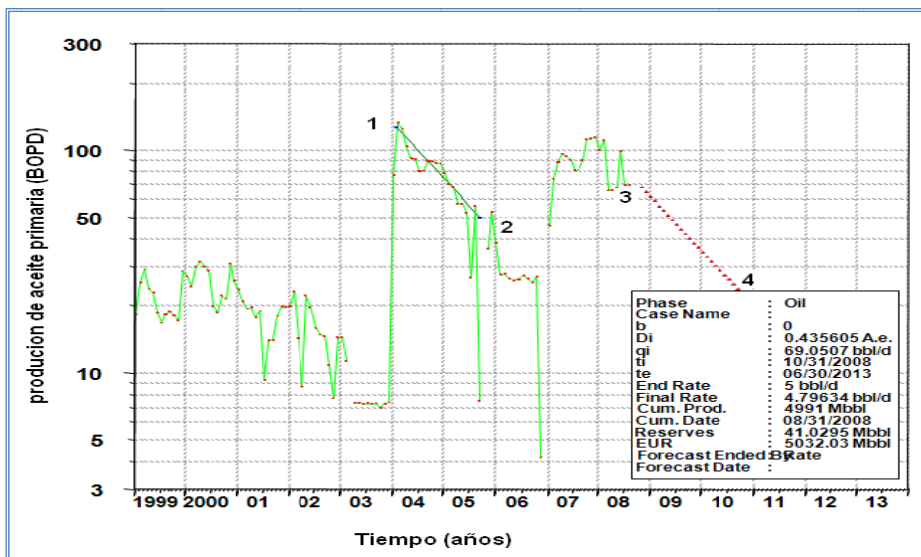
5.3 EVALUACIÓN POZO C.

- **Estado del pozo antes de realizar el fracturamiento hidráulico.**

En febrero de 2004 el pozo estaba produciendo cerca de 132 BOPD con un BSW de 0.03, a Diciembre de ese mismo año la producción cayo hasta 86 BOPD con un BSW de 0.04. Según la curva de declinación del pozo C, (Figura 5.9, línea 1-2) la producción seguiría cayendo drásticamente con un porcentaje de declinación de 43.56 %, en tan solo 1 año la producción había caído 72 BOPD, en Diciembre de 2006 la producción cayo hasta 36 BOPD, el IP calculado para este pozo fue de 0.055 Bpd/psi, y esto nos da un indicativo de la baja eficiencia del pozo para

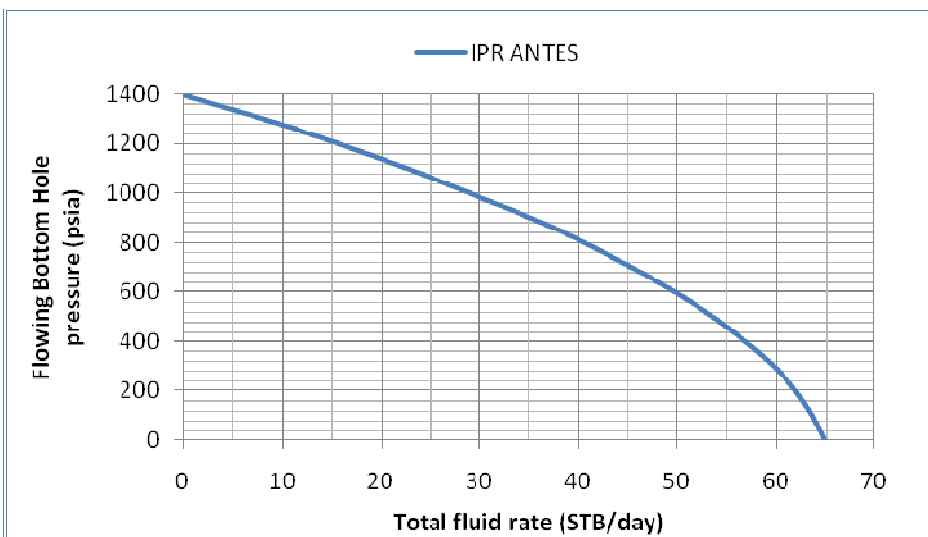
producir, para verificar esta información se decide construir la curva IPR y confirmar el estado del pozo. (Figura 5.10).

Figura 5.20 Curva de declinación del pozo C



Fuente. ECOPETROL S.A.

Figura 5.10. IPR antes del fracturamiento hidráulico pozo C.



- **Estado del pozo después de realizar el fracturamiento hidráulico.**

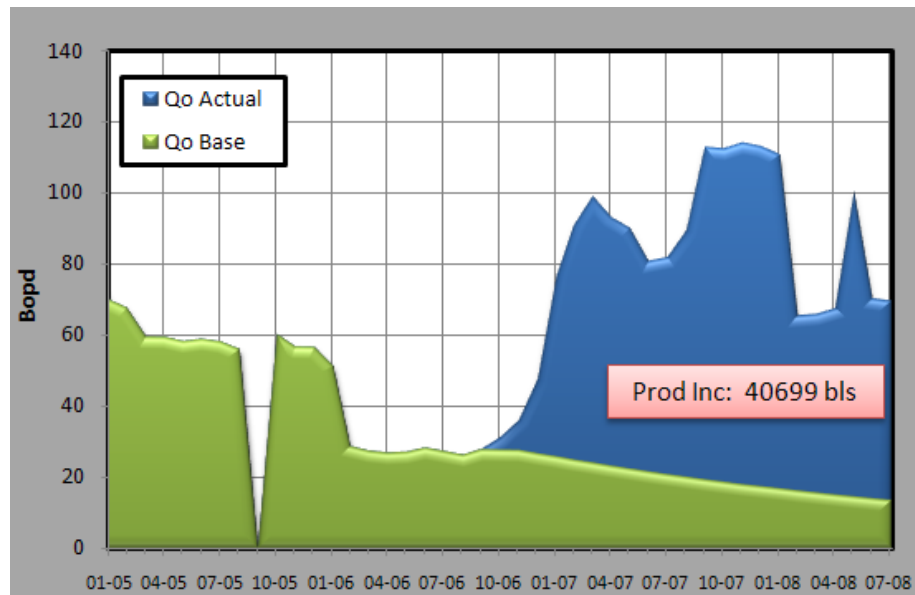
El fracturamiento hidráulico fue realizado el 18 de Diciembre de 2006 en la **arena C5**, procedimiento descrito en los anexos. Después de este trabajo de estimulación en enero de 2007 se observó un aumento poco significativo en la producción de 47 BOPD con un BSW de 0.03. En la figura 5.11 se puede observar que doce meses más tarde la producción se incrementó hasta 113 BOPD con un BSW de 0.05, este aumento en la producción se mantiene relativamente constante con ciertos altibajos hasta julio de 2008. La producción incremental hasta dicha fecha es de 40699 BOPD. Analizando la curva de declinación antes y después de la estimulación (figura 5.9 línea 1-2 y 3-4 respectivamente) se puede ver que la tendencia de la producción cambió después de la estimulación. En primera instancia estos aspectos nos llevan a concluir que este trabajo de fracturamiento hidráulico fue exitoso. La tabla 5.7 muestra los resultados obtenidos después de la estimulación por fracturamiento hidráulico.

Tabla 5. 7 Resultados del fracturamiento hidráulico del pozo C.

Q ANTES (BOPD)	Q DESPUES(BOPD)		Q INCREMEN (BOPD)		PROD ACUMUL BLS
	INICIAL	ACTUAL	INICIAL	ACTUAL	
27	75	100	45	76	40699

Fuente: ECOPETROL S.A

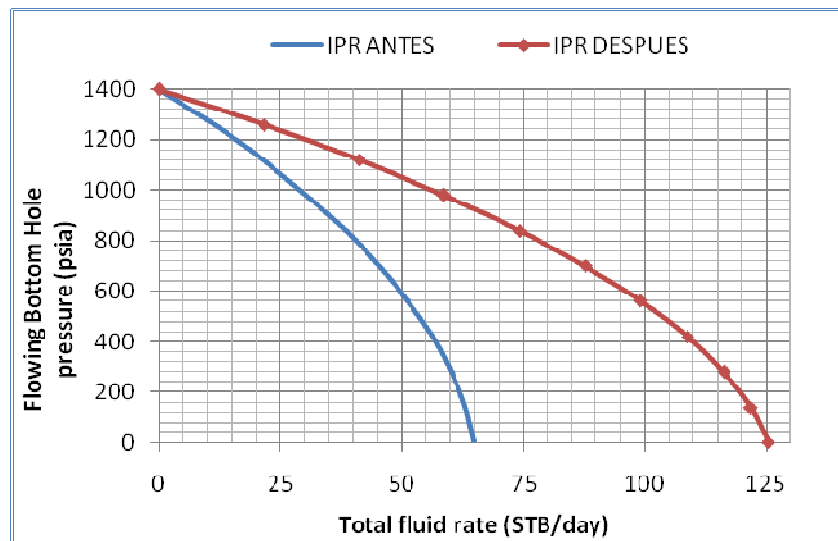
Figura No. 5.211 Comportamiento de producción pozo C



Fuente: Ecopetrol S.A

Para un análisis más profundo se decide comparar el comportamiento del flujo a la entrada de la formación antes y después de la estimulación, el IP obtenido después del fracturamiento hidráulico fue de 0.107 bpd/psi lo que nos indica un aumento en el flujo a la entrada de la formación, debido a que el fracturamiento hidráulico logró mejorar la conexión entre el pozo y el yacimiento creando canales de alta conductividad. Gracias a estos aspectos podemos confirmar que dicho trabajo de estimulación fue exitoso, para un mejor análisis se decide construir las curvas IPR antes y después y verificar dicha información. (Figura 5.12).

Figura No. 5.22 IPR antes y después del fracturamiento hidráulico pozo C.



En la figura 5.12 se puede observar que el comportamiento de afluencia del pozo cambia, pasa de tener un AOF (máximo caudal) de 68 BOPD a 125 BOPD, una pwf de 420 psi a 346 psi con un nivel de fluido desde superficie de 6290 a 6486 ft. Estos aspectos nos llevan a concluir que el pozo cambió sus condiciones de flujo después de la estimulación. Los datos básicos para construir los IPR antes y después se muestran a continuación (Tabla 5.8).

Tabla 5.8 Variables para calcular el IPR pozo C.

		ANTES	DESPUES
Presión d yacimiento	Psia	1400	1400
Nivel de fluido desde superficie	Ft	6290	6486
Tope de las perforaciones	Ft	7250	7250
Base de las perforaciones	Ft	7529	7529
Fondo del pozo	Ft	7624	7624
Caudal de fluido	Bls/d	59	113
Corte de agua	%	4	5
Gradiente	psi/ft	0.381961	0.38265
Pwf	Psia	420	346
Pwf/Pr	Adim	0.3	0.247
DrowDawn	psia	980.03	1054.27
IP Actual	Bpd/psi	0.055	0.107
AOF (maximo caudal)	Bls/d	68	125

- **Evaluación Económica.**

Tabla 5. 9 Criterios Económicos evaluados pozo C

Costos por Fracturamiento	216.941,00 US\$
Costos por Workover	250.000,00 US\$
Costos por trabajos posteriores	0,00 US\$
COSTOS TOTALES	466.941,00 US\$
TOTAL VPN ingresos	2.778.362,19 US\$
TOTAL VPN egresos	2.771.774,40 US\$
promedio de ganancias por mes	95.247,85 US\$
VPN TOTAL	6.587,79 US\$
TIR (%)	16
RBC	1.00
Tiempo de retorno(meses)	4.90

Como podemos observar en el análisis económico, este trabajo de estimulación fue relativamente rentable, debido a factores tales como: la tasa interna de retorno dio positiva pero igual a la tasa de oportunidad de ECOPETROL.S.A, o sea es indiferente la inversión, el valor presente neto total dio positivo pero aun no alcanza el monto de la inversión inicial y la relación costo benéfico es aproximadamente 1, aspecto que nos comprueba que la inversión es indiferente, además podemos ver que el tiempo en que la inversión se recupera es de aproximadamente 4 mes y 27 días.

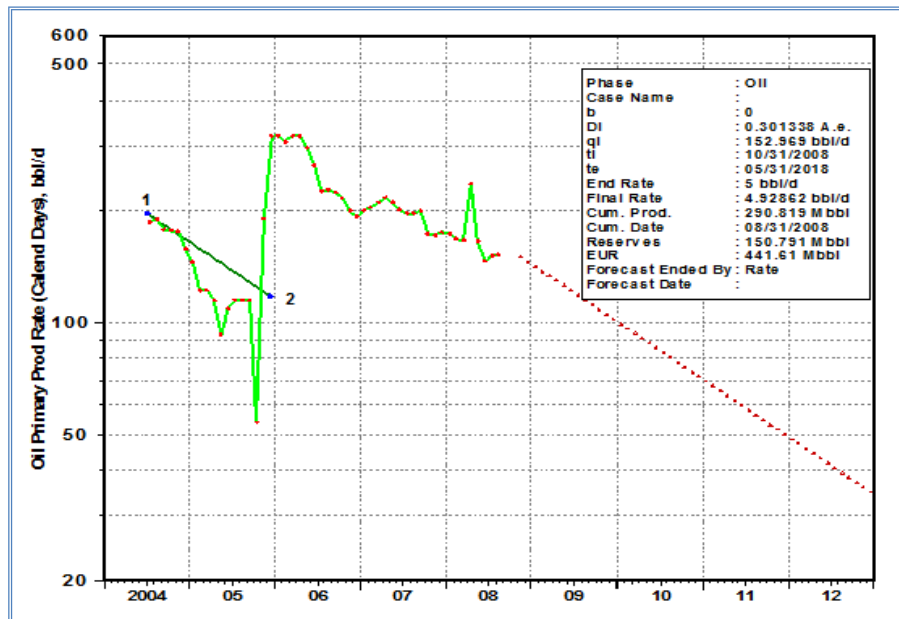
5.4 EVALUACIÓN POZO D.

- **Estado del pozo antes de realizar el fracturamiento hidráulico.**

A principios del año 2004 el pozo estaba produciendo cerca de 200 BOPD, en seis meses cayó a 150 BOPD con un BSW de 0.01 a 0.013, la tendencia en la caída de la producción se acentuaría rápidamente a partir de este punto, pasando de los 150 BOPD a 130 BOPD en 1 mes, hasta llegar a una producción aproximada de 90 BOPD antes de finalizar este año. El punto más bajo al que se llegó en producción fue en el primer trimestre del año 2005 con una producción diaria de 53 barriles de petróleo.

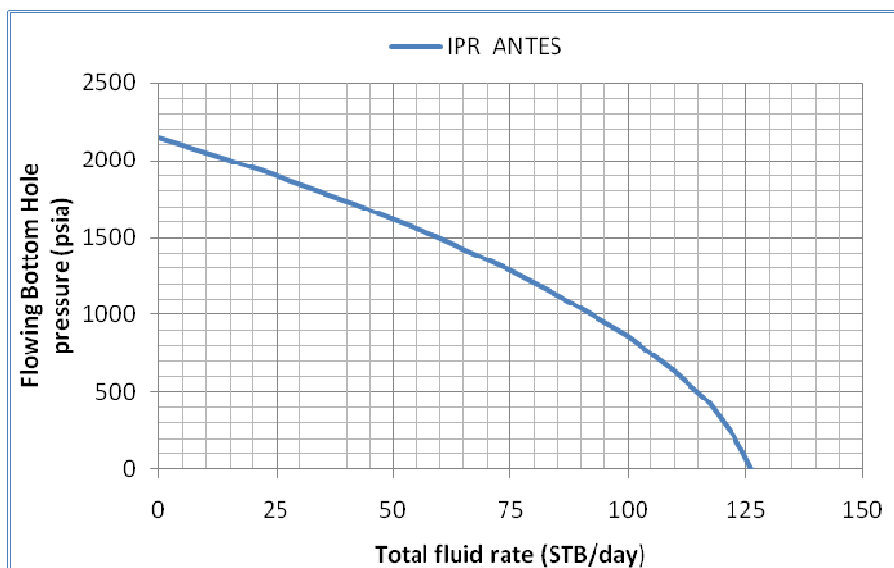
De la curva de declinación del pozo D, (Figura 5.13, línea 1-2) se puede apreciar la marcada tendencia en la disminución de la producción alcanzando un 30.13 % de declinación primaria. Como se puede observar, en un lapso de 15 meses la producción bajó en 147 BOPD, en abril de 2005 se analizó la prueba de presión tomada entre el 8 y el 14 de abril, se determinó una Presión de yacimiento de 2147 psia, una permeabilidad de 268 md, un daño de 6.68, un IP de 0.067 bl/d/psi y un AOF (maximo caudal) de 126 bl/d, estos aspectos dan un indicativo de la baja eficiencia del pozo para producir, para verificar esta información se procede a construir la curva IPR del pozo. (Figura 5.14).

Figura No. 5. 23 Curva de declinación del pozo D



Fuente. ECOPETROL S.A.

Figura No. 5. 24 IPR antes del fracturamiento hidráulico del pozo D

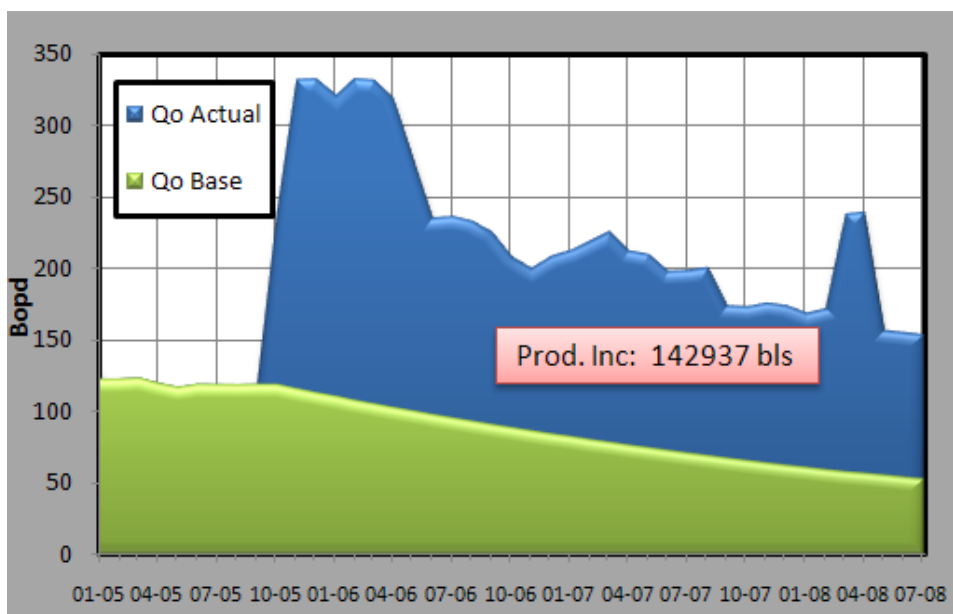


- **Estado del pozo después de realizar el fracturamiento hidráulico.**

El fracturamiento hidráulico fue realizado el día 13 de Octubre de 2005 de los intervalos abiertos a producción 5386'-5436', 5443'-5450' de la arena B3. Durante la operación de acondicionamiento de pozo se encontró tope de arena "aportado" por la formación @ 5337', se limpió arena de formación aportada hasta 5516' y se arenó hasta 5442' con arena "ottawa" 12-20.

Un mes después de realizado este trabajo de estimulación, se obtuvo una producción incremental de 113 BOPD con un BSW de 0.11. En la figura 5.15 se puede observar que en los siguientes dos meses se presentó la mayor producción y se sostuvo alrededor de seis meses por encima de los 300 BOPD. Después de este lapso de tiempo la producción cayó, pero se mantuvo en promedio por encima de los 200 BOPD hasta septiembre de 2007, después se presentó otro descenso llegando a un promedio de 150 BOPD el cual se ha mantenido hasta el presente. La producción incremental hasta julio de 2008 es de 142937 bls.

Figura 5.25 Comportamiento de producción del pozo D.



Fuente: ECOPETROL S.A.

Analizando la curva de declinación antes y después de la estimulación (figura 5.13) se puede ver que la tendencia de la producción cambio después de la estimulación. En primera instancia estos aspectos nos llevan a concluir que la respuesta al trabajo de fracturamiento hidráulico fue exitosa. La tabla 5.10 muestra los resultados obtenidos después de la estimulación por fracturamiento hidráulico.

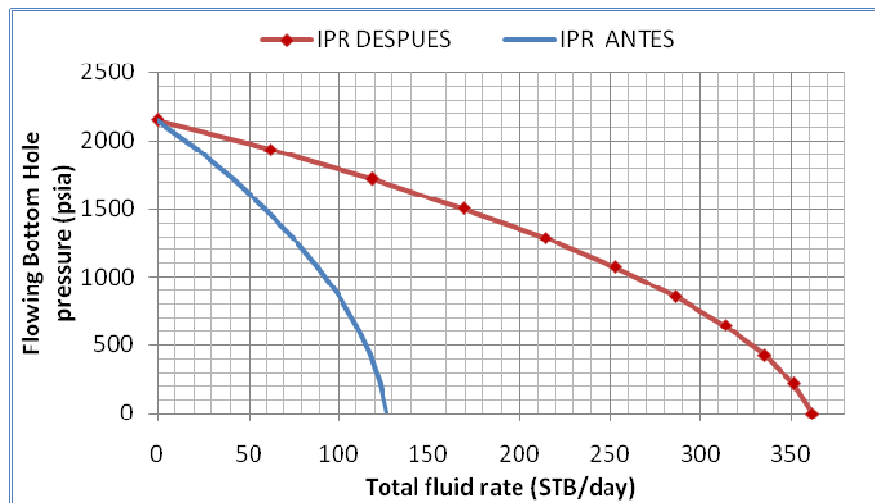
Tabla 5. 10 Pronostico fracturamiento pozo D.

Q ANTES (BOPD)	Q DESPUES(BOPD)		Q INCREMENTEN (BOPD)		PROD ACUMUL BLS
	INICIAL	ACTUAL	INICIAL	ACTUAL	
108	321	157	213	108	142937

Fuente: ECOPETROL S.A.

Para un análisis más profundo se decide comparar las curvas IPR antes y después y verificar dicha información. (Figura 5.16)

Figura 5. 16 IPR antes y después del fracturamiento hidráulico pozo D.



En la figura 5.16 se puede observar que el comportamiento de afluencia del pozo cambió drásticamente, paso de tener un AOF (máximo caudal) 132 a 361 BOPD, una pwf de 540 psia a 466 psia con un nivel de fluido desde superficie de 4010 ft a 4200 ft. Estos aspectos nos llevan a concluir que el pozo cambió sus condiciones de flujo después de la estimulación. Los datos básicos para construir los IPR antes y después se muestran a continuación (Tabla 5.11).

Tabla 5.11. Variables para calcular el IPR pozo D.

		ANTES	DESPUES
Presión d yacimiento	Psia	2147	2147
Nivel de fluido desde superficie	Ft	4010	4200
Tope de las perforaciones	Ft	5386	5386
Base de las perforaciones	Ft	5450	5450
Fondo del pozo	Ft	6082	6082
Caudal de fluido	Bls/d	119	332
Corte de agua	%	6	5
Gradiente	psi/ft	0.38318	0.38265
Pwf	Psia	540	466
Pwf/Pr	Adim	0.251	0.217
DrowDawn	psia	1607.4	1680.9
IP Actual	Bpd/psi	0.074	0.198
AOF (maximo caudal)	Bls/d	132	361

- **Evaluación Económica.**

Tabla 5. 12 Criterios Económicos evaluados pozo D.

Costos por Fracturamiento	211.864,00 US\$
Costos por Workover	72.000,00 US\$
Costos por trabajos posteriores	9.000,00 US\$
COSTOS TOTALES	292.864,00 US\$
TOTAL VPN ingresos	9.730.648,09 US\$
TOTAL VPN egresos	1.738.448,6 US\$
promedio de ganancias por mes	253.756,58 US\$
VPN TOTAL	7.992.199,47 US\$
TIR (%)	34
RBC	5.59
Tiempo de retorno(meses)	1.15

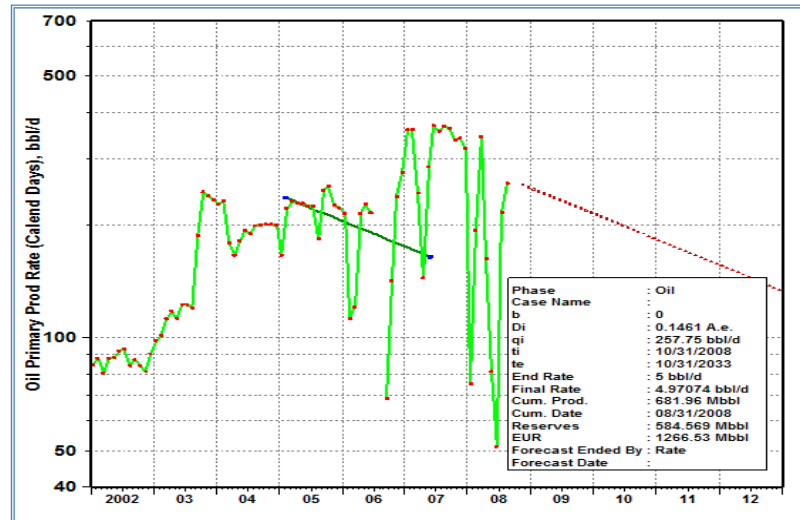
Como podemos observar en el análisis económico, este trabajo de estimulación fue exitosamente rentable, debido a factores tales como: la tasa interna de retorno dio positiva y mayor que la tasa de oportunidad de ECOPETROL.S.A, el valor presente neto total es mayor que la inversión inicial y la relación benéfico costo es alta, aproximadamente 5.59, además se puede ver que el tiempo en que la inversión se recupera es relativamente corto, de aproximadamente 1 mes 5 días.

5.5 EVALUACIÓN POZO E.

- **Estado del pozo antes de realizar el fracturamiento hidráulico.**

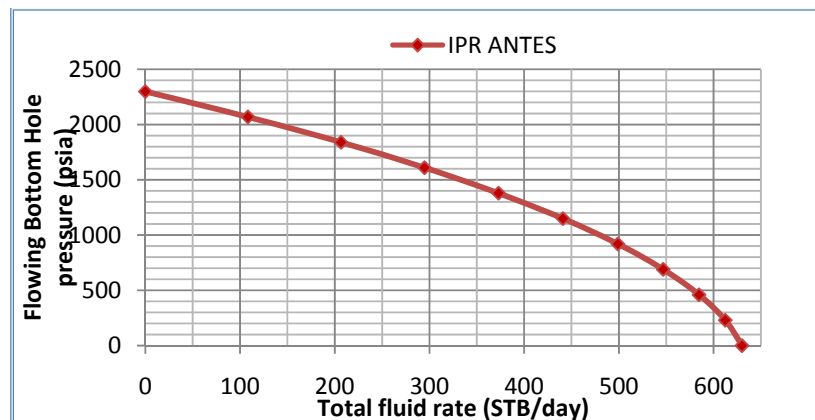
Según la figura 5.17, los datos que se toman para determinar la declinación primaria parten de julio de 2004 (línea 1-2), ya que a partir de este momento se presentan las caídas de producción más pronunciadas y más frecuentes, la producción diaria pasa de 240 barriles en promedio a 70 barriles aproximadamente en el transcurso de 20 meses. El porcentaje de declinación primaria se calcula en un 14.61%, esto da un indicativo de la baja eficiencia del pozo, para verificar esta información se decide construir la curva IPR y confirmar el estado del pozo. (Figura 5.18).

Figura 5.17 Curva de declinación del pozo E.



Fuente: ECOPETROL S.A.

Figura No. 5.18 IPR antes del fracturamiento, pozo E.



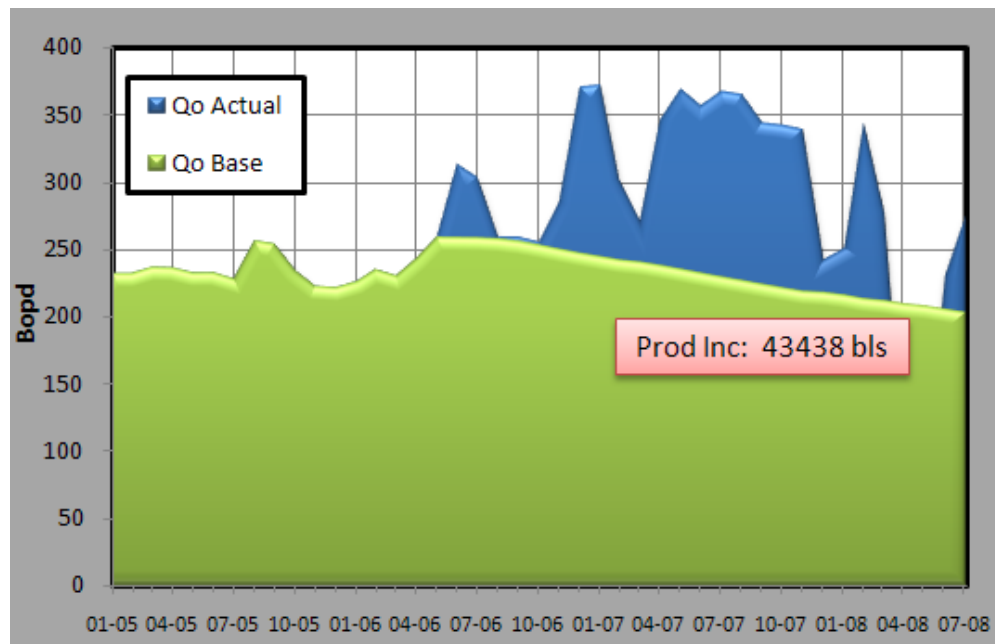
- **Estado del pozo después de realizar el fracturamiento hidráulico.**

El fracturamiento hidráulico fue realizado el 9 de Julio de 2006, un mes después de realizado este trabajo de estimulación, se obtuvo una producción incremental de 109 BOPD con un BSW de 0.53.

Observando las gráficas tanto de declinación como la incremental podemos decir que la producción después del fracturamiento es muy variable y es poco significativo, pero al revisar los datos de producción podemos afirmar que a pesar

de la variabilidad el rango de producción oscila entre un mínimo de 250 y un máximo de 372 BOPD para un lapso de tiempo de casi dos años. La producción incremental hasta julio de 2008 es de 43.448 bls.

Figura 5.19 Comportamiento de Producción del pozo E

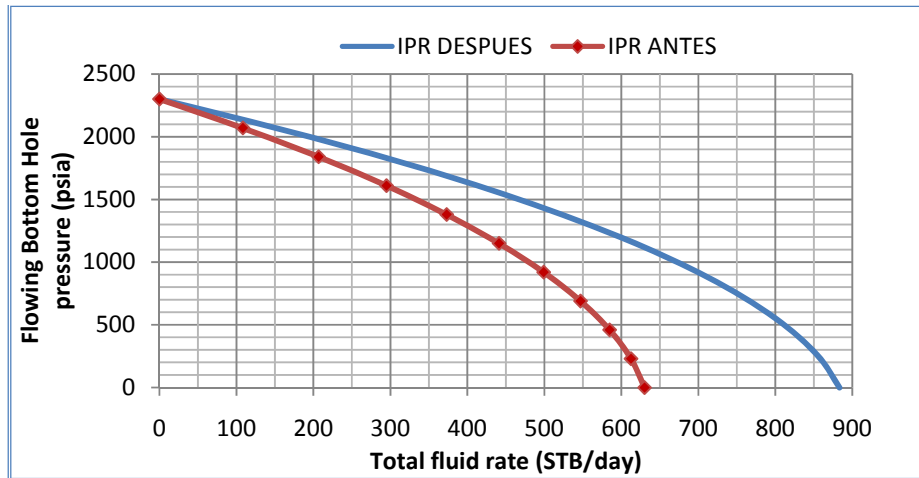


Fuente: ECOPETROL S.A.

Analizando la curva de declinación antes y después de la estimulación (figura 5.17) se puede ver que la tendencia de la producción cambio después de la estimulación. En primera instancia estos aspectos nos llevan a concluir que la respuesta al trabajo de fracturamiento hidráulico fue exitosa.

Para un análisis más profundo se decide comparar las curvas IPR antes y después y verificar dicha información. (Figura 5.20).

Figura No.5. 20 IPR antes y después del fracturamiento hidráulico pozo E.



En la figura 5.20 se puede observar que el comportamiento de afluencia del pozo cambio drásticamente, paso de tener un AOF (máximo caudal) 630 a 883 BOPD, una pwf de 1804 psia a 1740 psia con un nivel de fluido desde superficie de 3390 ft a 3513 ft. Estos aspectos nos llevan a concluir que el pozo cambio sus condiciones de flujo después de la estimulación. Los datos básicos para construir los IPR antes y después se muestran a continuación (Tabla 5.13).

Tabla 5.13. Datos básicos para graficar el IPR.

		ANTES	DESPUES
Presión d yacimiento	Psia	2300	2300
Nivel de fluido desde superficie	Ft	3390	3513
Tope de las perforaciones	Ft	7688	7688
Base de las perforaciones	Ft	7912	7912
Fondo del pozo	Ft	8127	8127
Caudal de fluido	Bls/d	221	345
Corte de agua	%	55	49
Gradiente	psi/ft	0.40915	0.40597
Pwf	Psia	1804	1740
Pwf/Pr	Adim	0.785	0.757
DrowDawn	psia	495.649	559.607
IP Actual	Bpd/psi	0.446	0.617
AOF (MAXIMO CAUDAL)	Bls/d	630	883

- **Evaluación Económica.**

Tabla 5. 14 Criterios Económicos evaluados pozo E

Costos por Fracturamiento	457.845,00 US\$
Costos por Workover	95.000,00 US\$
Costos por trabajos posteriores	339.840,00 US\$
COSTOS TOTALES	892.685,00 US\$
TOTAL VPN ingresos	1.823.263,11 US\$
TOTAL VPN egresos	5.299.002,30 US\$
promedio de ganancias por mes	81.200,29 US\$
VPN TOTAL	-3.475.739,188 US\$
TIR (%)	6%
RBC	0,34
Tiempo de retorno(meses)	10,99

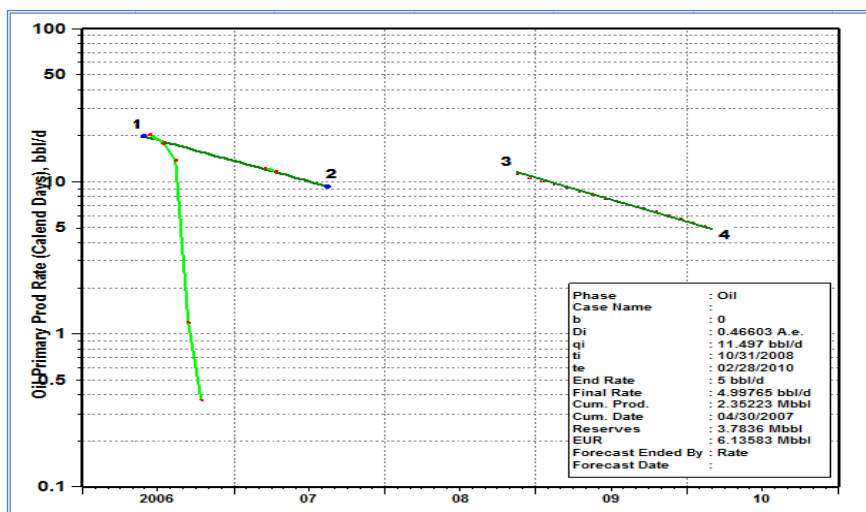
Como podemos observar en el análisis económico, este trabajo de estimulación no fue rentable, debido a factores tales como: la tasa interna de retorno dio positiva pero menor que la tasa de oportunidad de ECOPETROL.S.A, el valor presente neto total es negativo y la relación benéfico costo es baja, aproximadamente 0.34, además se puede ver que el tiempo en que la inversión se recupera es largo, de aproximadamente 11 meses.

5.6 EVALUACION POZO F.

- **Estado del pozo antes de realizar el fracturamiento hidráulico.**

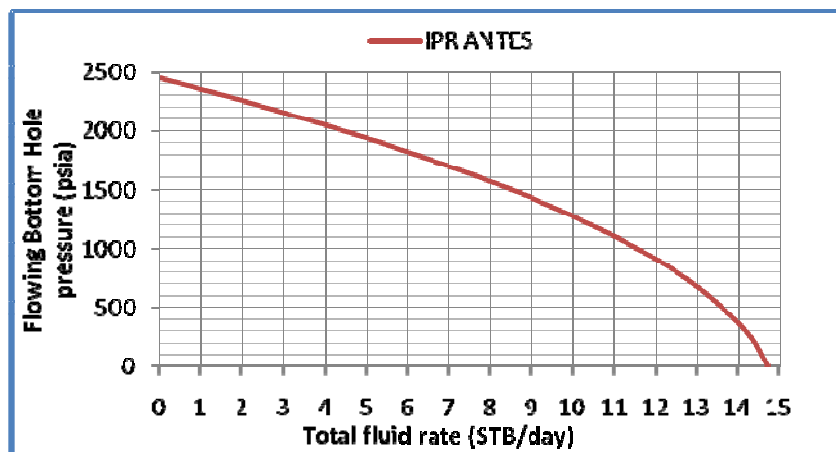
Según la figura 5.21, se puede apreciar que este pozo presenta una producción baja de apenas 14 BOPD en su inicio, cayendo abruptamente en los siguientes meses a 0.4 BOPD aproximadamente. El porcentaje de declinación primaria se calcula en un 46.60%, esto da un indicativo que el potencial del pozo se acerca a su fin, para verificar esta información se decide construir la curva IPR y confirmar el estado crítico del pozo. (Figura 5.22).

Figura 5.21 Curva de declinación del pozo F.



Fuente: ECOPETROL S.A.

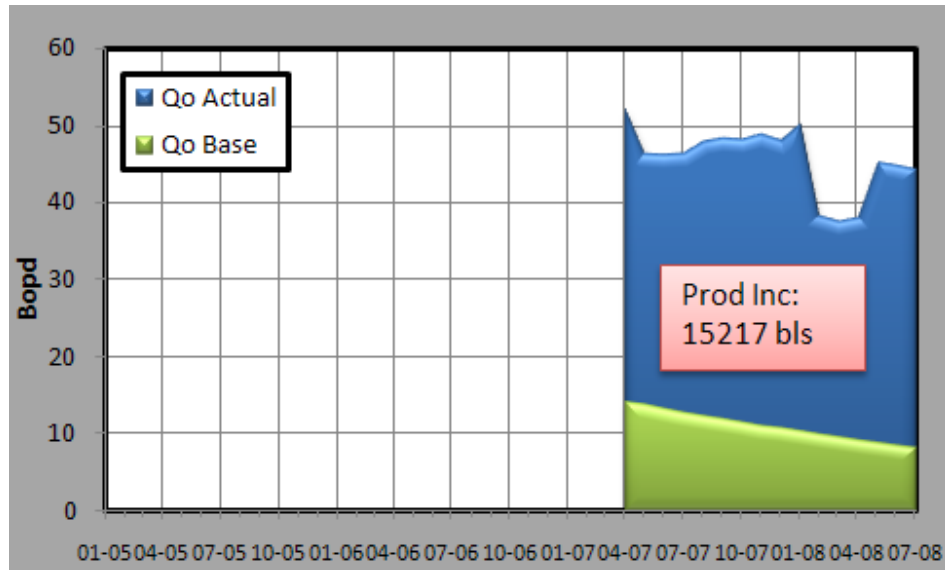
Figura 5.22 IPR antes del fracturamiento, pozo F.



- **Estado del pozo después de realizar el fracturamiento hidráulico**

El fracturamiento hidráulico se realizó en la **arena B3**, el 4 de mayo de 2007 logrando una producción incremental de 38 BOPD. La producción incremental se establece en un rango entre 38 BOPD y 52 BOPD en el transcurso de 15 meses. La producción incremental total hasta agosto de 2008 es de 15217 bbl.

Figura 5.23 Comportamiento de Producción del pozo F.

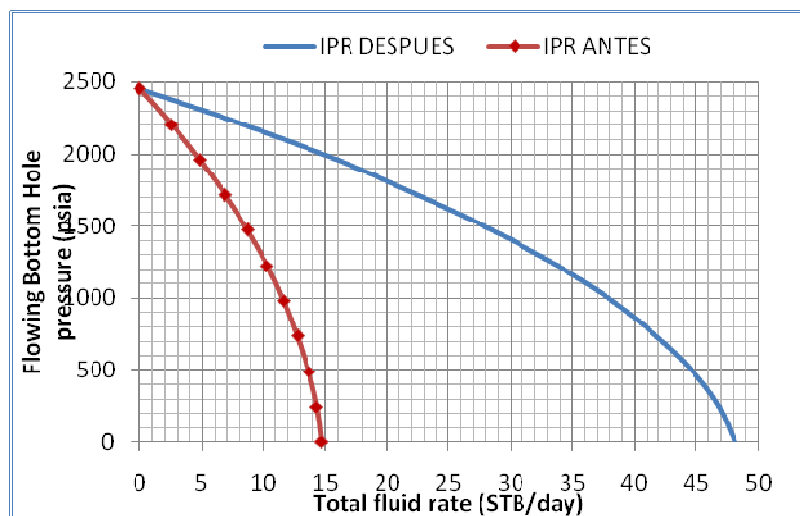


Fuente: ECOPETROL S.A.

Analizando la curva de declinación antes y después de la estimulación (figura 5.21) se puede ver que la tendencia de la producción cambió después de la estimulación. En primera instancia estos aspectos nos llevan a concluir que la respuesta al trabajo de fracturamiento hidráulico fue exitosa.

Para un análisis más profundo se decide comparar las curvas IPR antes y después y verificar dicha información. (Figura 5.24).

Figura 5. 24 IPR antes y después del fracturamiento hidráulico pozo F.



En la figura 5.20 se puede observar que el comportamiento de afluencia del pozo cambio drásticamente, paso de tener un AOF (máximo caudal) 14 a 48 BOPD, una pwf de 362 psia a 348 psia con un nivel de fluido desde superficie de 4308 ft 4343 ft. Estos aspectos nos llevan a concluir que el pozo cambio sus condiciones de flujo después de la estimulación. Los datos básicos para construir los IPR antes y después se muestran a continuación (Tabla 5.15).

Tabla. 5.15. Datos básicos para gráficar el IPR.

		ANTES	DESPUES
Presión d yacimiento	Psia	2450	2450
Nivel de fluido desde superficie	Ft	4308	4343
Tope de las perforaciones	Ft	5250	5250
Base de las perforaciones	Ft	5262	5262
Fondo del pozo	Ft	5429	5429
Caudal de fluido	Bls/d	14	46
Corte de agua	%	3	2
Gradiente	psi/ft	0.38159	0.38106
Pwf	Psia	362	348
Pwf/Pr	Adim	0.148	0.142
Drow Dawn	psia	2088.25	2102.092
IP Actual	Bpd/psi	0.007	0.022
AOF (máximo caudal)	Bls/d	15	48

- **Evaluación Económica.**

Tabla 5. 16 Criterios Económicos evaluados pozo F.

Costos por Fracturamiento	68.411,00 US\$
Costos por Workover	54.000,00 US\$
Costos por trabajos posteriores	0,00 US\$
COSTOS TOTALES	122.411,00 US\$
TOTAL VPN ingresos	1.637.732,01 US\$
TOTAL VPN egresos	726.635,00 US\$
promedio de ganancias por mes	45.944,84 US\$
VPN TOTAL	911.097,00 US\$
TIR (%)	24%
RBC	2,25
Tiempo de retorno(meses)	2,66

Como podemos observar en el análisis económico, este trabajo de estimulación fue exitosamente rentable, debido a factores tales como: la tasa interna de retorno dio positiva y mayor que la tasa de oportunidad de ECOPETROL.S.A, el valor presente neto total es positivo y la relación benéfico costo es alta, aproximadamente 2.25, además se puede ver que el tiempo en que la inversión se recupera es corto, de aproximadamente 2 meses y 20 días.

- **EVALUACION ECONOMICA DE LA CAMPAÑA DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO**

POZO	COSTOS FRACTURAMIENTO US\$	COSTOS WORKOVER US\$	COSTO POR TRABAJOS POSTERIORES US\$	RETORNO US\$	GANANCIAS US\$
POZO A	150.122,00	72.000,00	82.000,00	-58.700,00	-362.822,00
POZO B	168.940,00	92.000,00	116.000,00	7.412.950,00	7.036.010,00
POZO C	216.941,00	250.000,00	0,00	2.034.950,00	1.568.009,00
POZO D	211.864,00	72.000,00	9.000,00	7.146.850,00	6.853.986,00
POZO F	457.845,00	95.000,00	339.840,00	2.171.900,00	1.279.215,00
POZO E	68.411,00	54.000,00	0,00	760.850,00	638.439,00
TOTAL	1.274.123,00	635.000,00	546.840,00	19.468.800,00	17.012.837,00

CONCLUSIONES

- Los resultados mostrados después de la implementación de la técnica de fracturamiento hidráulico en algunos pozos del campo Yariguí - Cantagallo evidencian la alta efectividad de este proceso, con base en los incrementos de producción alcanzados, como en el pozo B donde el incremento fue de hasta 148259 BOPD hasta la fecha de julio de 2008.
- El fracturamiento hidráulico es una de las mejores técnicas de estimulación de pozos; sin embargo, se debe realizar una adecuada selección de pozos candidatos para evitar obtener resultados contrarios a los esperados.
- Al generar una fractura en la formación productora, las condiciones en la cara del pozo cambian, debido a la alteración de las condiciones iniciales de: permeabilidad, daño o factor skin y régimen de flujo de fluidos.
- El estudio realizado muestra que el campo Yariguí - Cantagallo es un excelente candidato para incrementar la producción a través de la aplicación de la técnica de fracturamiento hidráulico en los pozos productores que lo conforman.
- La evaluación económica ratifica los excelentes resultados alcanzados con la implementación de esta técnica de estimulación y permite continuar con el desarrollo de nuevos trabajos en otros pozos de este campo, como por ejemplo en el pozo B en donde la rentabilidad (TIR) fue de hasta 27%.
- Al observar los resultados obtenidos en la evaluación de la campaña con fracturamiento hidráulico en el campo Yariguí Cantagallo se evidencia la alta rentabilidad de esta técnica de hasta 17.000.000 millones de dólares.

RECOMENDACIONES

- Es necesario tomar pruebas de presión y de fluido, antes y después de ejecutar los trabajos de estimulación por fracturamiento hidráulico en un pozo, con el objeto de obtener información más completa que permita realizar un análisis técnico-económico más detallado.

- Durante la selección de los pozos, se debe tener en cuenta la calidad del cemento entre el casing y la formación, porque una mala cementación podría comprometer tanto la integridad del pozo como la del trabajo de estimulación por fracturamiento hidráulico.

- En el proyecto de fracturamiento hidráulico que se está realizando en los pozos del campo Yariguí – Cantagallo, no es conveniente implementar este tipo de estimulación en las arenas Cantagallo, debido a las características litológicas que esta presenta.

- Debido a los buenos resultados obtenidos en la campaña de fracturamiento hidráulico en el campo Yariguí - Cantagallo, se recomienda implementar esta técnica en otros campos de ECOPETROL S.A. como un método eficiente para incrementar la producción de los campos.

BIBLIOGRAFIA

GARAICOCHEA, Francisco P. Apuntes de estimulación de pozos, universidad nacional autónoma de mexico-facultad de ingeniería.1995

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.

EDELBERTO HERNANDEZ, Trejos Fracturamiento hidráulico ácido. Universidad industrial de Santander. Facultad de ciencias fisicoquímicas, escuela de ingeniería de petróleos.1993.

GADIYAR, Bala, *et al.* Optimización de los tratamientos de fracturamiento y empaque. En: Oilfield Review, Vol. 16, N° 3, (Invierno de 2004); www.slb.com.

McCGRAY, 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.

OPEP: Organización de países exportadores de petróleo.

Payback time: Tiempo de reembolso

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.

COLORADO CARLOS, Augusto Afanador- DELGADO GONZALEZ, Luis Eduardo pinzón viabilidad técnica y económica de la perforación under balance aplicada al campo escuela Bucaramanga 2008

ANEXOS

ANEXO A. CÁLCULOS ECONÓMICOS.

En este anexo se mostrará la manera en que se llevó a cabo los cálculos económicos solo para el pozo A, 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 Ecopetrol.S.A es de 16%, el costo del barril para los 12 períodos fue de 50 dólares (se debe aclarar que este precio fue establecido por ECOPETROL S.A 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 **45.370,24** US (Ver tabla A1).

Tabla A.7 Resultados Económicos pozo A.

FECHA	PRODUCCIÓN INCREM (BOPD)	DINERO (DOLARES)	VPN (INGRESOS) (DOLARES)	VPN (EGRESOS) (DOLARES)
Feb-06	-99	-4967,12	-29484,98	1805276,42
Feb-06	65	3246,50	16613,19	
Mar-06	-304	-15199,46	-67051,41	
Abr-06	13	655,44	2492,61	
May-06	635	31774,72	104170,72	
Jun-06	642	32116,56	90768,46	
Jul-06	223	11135,16	27129,66	
Ago-06	9	433,13	909,71	
Sep-06	-432	-21612,47	-39132,39	
Oct-06	-545	-27260,69	-42551,10	
Nov-06	-553	-27625,71	-37173,15	
Dic-06	154	7723,87	8959,69	
Ene-07	194	9719,23	9719,23	
TOTAL	2,78	139,16	45370,24	1805276,42

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

Teniendo el total de todos los costos que implica el fracturamiento hidráulico (Tabla A.2) en la fecha que se efectúa la inversión, procedimos a llevar ese dinero a la fecha de evaluación por medio de la ecuación 3.4.

Tabla A. 8 Costos para el fracturamiento hidráulico pozo A

Costos por fracturamiento (Dólares)	150122
Costos por Wo (Dólares)	72000
Costos por trabajos posteriores (Dólares)	82000
COSTOS TOTALES (Dólares)	304122

$$F = P * (1 + i)^n = 304112 * (1 + 0.16)^{12} = 1805276.4 \text{ dolares}$$

Para este caso dio un valor de 1.805.276,4 Dólares

- **Valor presente neto total.**

Según la ecuación 3.3 se debe restar el valor presente neto de los ingresos menos el valor presente neto de los egresos.

$$VPN = VPI - VPE = 45370.23 - 1805276.4 = -1.759.906,1 \text{ Dolares}$$

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

Aplicando la ecuación 3.5 tenemos

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

$$TIR = \left(\frac{C}{F}\right)^{\frac{1}{12}} - 1 = \left(\frac{45370}{304122}\right)^{\frac{1}{12}} - 1 = -15\%$$

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

Aplicando la ecuación 3.6 tenemos:

$$RCB = \frac{VP \text{ de los Ingresos}}{VP \text{ de los Egresos}} = \frac{45370.23}{1805276.4} = 0.025$$

- **Calculo periodo de recuperación.**

Aplicando la ecuación 3.7 tenemos:

$$\textit{Periodo de Recupera} = \frac{\textit{Inversion total}}{\textit{utilidad promedio anual}} = \frac{304122}{392.79} = 774.25 \textit{ meses}$$

ANEXO B. CONSTRUCCIÓN CURVAS IPR POZO A

En este caso solo se mostrará la manera en que se llevó a cabo la construcción de las curvas IPR para el pozo A, 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 pruebas de “Ecometer”, datos de producción e historia del pozo se obtuvo esta información de mayo de 2005 y abril de 2006 antes y después de la estimulación respectivamente, las cuales proporcionaron los siguientes datos.

Tabla A.9 Datos para construcción de IPR pozo A.

		ANTES	DESPUES
Presión d yacimiento	Psia	1382	1382
Nivel de fluido desde superficie	Ft	4985	4686
Tope de las perforaciones	Ft	5736	5736
Base de las perforaciones	Ft	7232	7232
Fondo del pozo	Ft	7232	7232
Caudal de fluido	Bl/d	93	82
Corte de agua	%	20	13

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

$$Gradiente = 0.433 * corte\ agua + 0.38 * (1 - corte\ de\ agua) \text{ (EQ A-1)}$$

Después procedemos a hallar la pwf de la siguiente manera:

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

Después procedemos a hallar la relación de p_{wf} con la presión de yacimiento.

$$\frac{P_{wf}}{Pr}$$

Con los datos anteriormente hallados antes y después de la estimulación, y la ecuación 2.3 procedimos a hallar el **AOF** o caudal máximo.

Tabla A.10 Datos para construcción de IPR pozo A.

		ANTES	DESPUES
gradiente	psi/ft	0.3906	0.3868
Pwf	Psia	586	696
Pwf/Pr	Adim	0.424	0.503
DrowDawn	psia	796.49	686.37
IP Actual	Bpd/psi	0.117	0.119
AOF	Bls/d	121	118

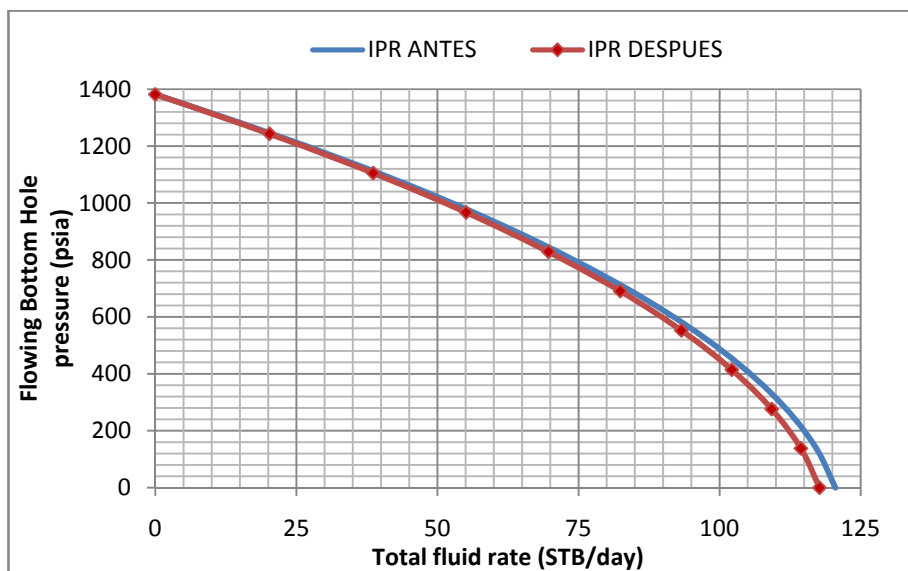
Se discretizó la presión desde la presión de yacimiento hasta una presión igual a 0 y para cada rango de presión se halla el caudal según la ecuación 3.3., dando los siguientes valores:

Tabla A.11 Datos para construcción de IPR pozo A.

		P	1382	1243,8	1105,6	967,4	829,2	691	552,8	414,6	276,4	138,2	0
ANTES	Tasa	0	21	40	56	71	84	95	105	112	117	121	
DESP	Tasa	0	20	39	55	70	82	93	102	109	114	118	

Se procede a graficar los datos anteriormente hallados:

Figura A.26 Curva IPR antes y después de la estimulación pozo



ANEXO C. DESCRIPCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS PARA EL ANALISIS.

Los pozos seleccionados para el análisis del proceso de Fracturamiento hidráulico son: Pozo "A", Pozo "B"; Pozo "C", Pozo "D", Pozo "E", Pozo "F". Por razones de seguridad no se dará a conocer el nombre real del pozo ya que esta información es de uso confidencial de Ecopetrol S.A.

❖ POZO "A"

La perforación de este pozo se inicio el 12 de Julio de 1952 y terminó el 24 de Septiembre de 1952 alcanzando una profundidad total medida de 7864'.

El 12 Enero 2006 se empezó la operación de **Fracturamiento Hidráulico** a la arena C3 de la siguiente forma: se saco sarta de producción pegada. Se bajo con tapper de 6 1/8 tocando a 6880 se trató de circular el pozo sin éxito. Se levanto punta y se preparo 70 bbls de píldora BRINNAD. Se desplazo el pozo y se lavó por circulación desde 6880 hasta 7227 se circuló a limpio y sacó cuello dentado. Se bajo RBP y se sentó a 5850, se arenó 30 pies y se saco RH. Se bajo BHA de fractura probando tubería así: cuello dentado + niple de 3 1/2" + empaque R/MATIC + tubería de 3 1/2" EUE N-80. Prueba final con 188 tubos a 5500 ft punta a 5659.21 con 6000 psi ok. Se pescó standing valve. Se realizó el fracturamiento por parte de BJ services así:

- **Limpieza y Remoción de Depósitos Orgánicos.**

Debido a la posible presencia de depósitos orgánicos, se realizó una limpieza y remoción de depósitos orgánicos en el intervalo de tratamiento con un volumen total de 60 Bls de tratamiento de la mezcla Varsol: Xileno, cuya composición se resume en la tabla A.6 adjunta.

Tabla A.6. Composición (*) Tratamiento para Remoción de Depósitos Orgánicos pozo A.

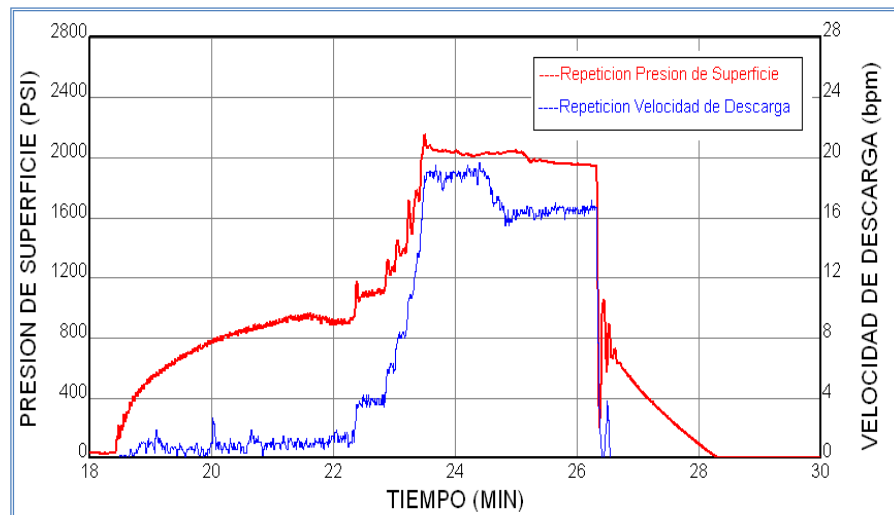
PRODUCTO	DESCRIPCION	CONC.	UND.
Varsol	Solvente Orgánico	535	Gpt
Xileno	Solvente Orgánico	365	Gpt
PET – 55	Surfactante	50	Gpt
PET – 200	Solvente Mutual	50	Gpt

Composición por 1000 galones.

El tratamiento se realizó a tasa matricial - promedio 4.0 BPM @ 1200 Psi como presión promedio-. El tratamiento se desplazó con 45 bbl de Gel Lineal. Posterior a un remojo de 6 horas del tratamiento de limpieza y remoción de depósitos orgánicos, se realizó la operación de Minifrac.

- **Operación de Minifrac Pozo A.**

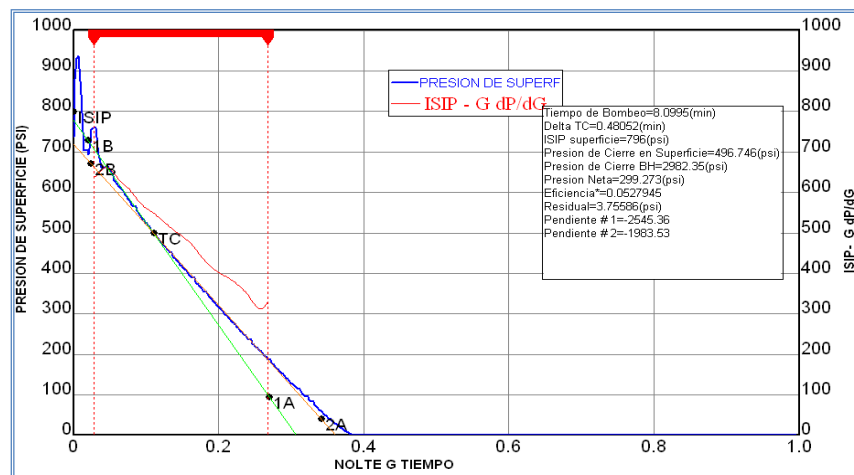
Figura A 2. Minifrac Pozo A



Fuente: Ecopetrol S.A

La figura A.2, muestra el comportamiento de los principales parámetros de tratamiento medidos en superficie –tasa de bombeo y Presión de tratamiento.

Figura A 3. Análisis de Regresión en Superficie



Fuente: Ecopetrol S.A

La figura A 3, muestra el análisis y la interpretación de la declinación de Presión aplicando la técnica de Regresión obtenida de la etapa de Minifrac.

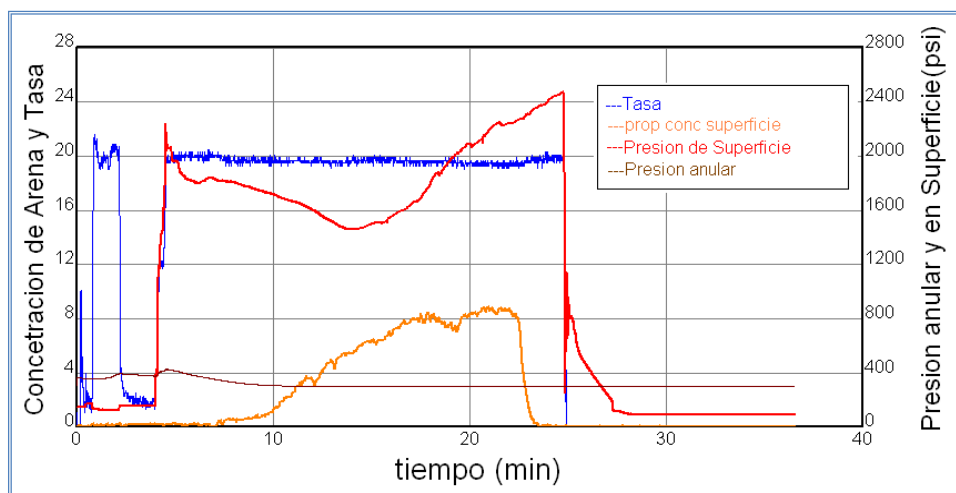
Tabla A 7. Parámetros de Minifrac Pozo A

PARAMETRO DE TRATAMIENTO	MINIFRAC
Presión de “rompimiento” en superficie, Psi	2154
Presión máxima en superficie, Psi	2154
Presión promedio de tratamiento en superficie, Psi.	2019
Tasa máxima de bombeo, BPM	19.02
Tasa promedio de bombeo, BPM	18.5
Pre-ISIP	1941
ISIP	796
Pérdidas de Presión por fricción, Psi	1145
Presión de cierre en superficie, Psi	497
Presión de cierre en fondo, Psi.	2982
Gradiente de fractura, Psi/Ft.	0.577
Eficiencia del fluido de fractura, (%)	5

- **Operación de Fracturamiento Hidráulico Pozo A.**

Posterior a la interpretación de los principales parámetros de tratamiento en la operación de Minifrac, se diseñó un nuevo programa de bombeo para la ejecución de la operación de fracturamiento hidráulico en el intervalo de tratamiento. La figura A.4 adjunta presenta los principales parámetros de tratamiento durante la operación de fracturamiento.

Figura A 4. Operación de Fracturamiento Hidráulico Pozos A



Fuente: Ecopetrol S.A

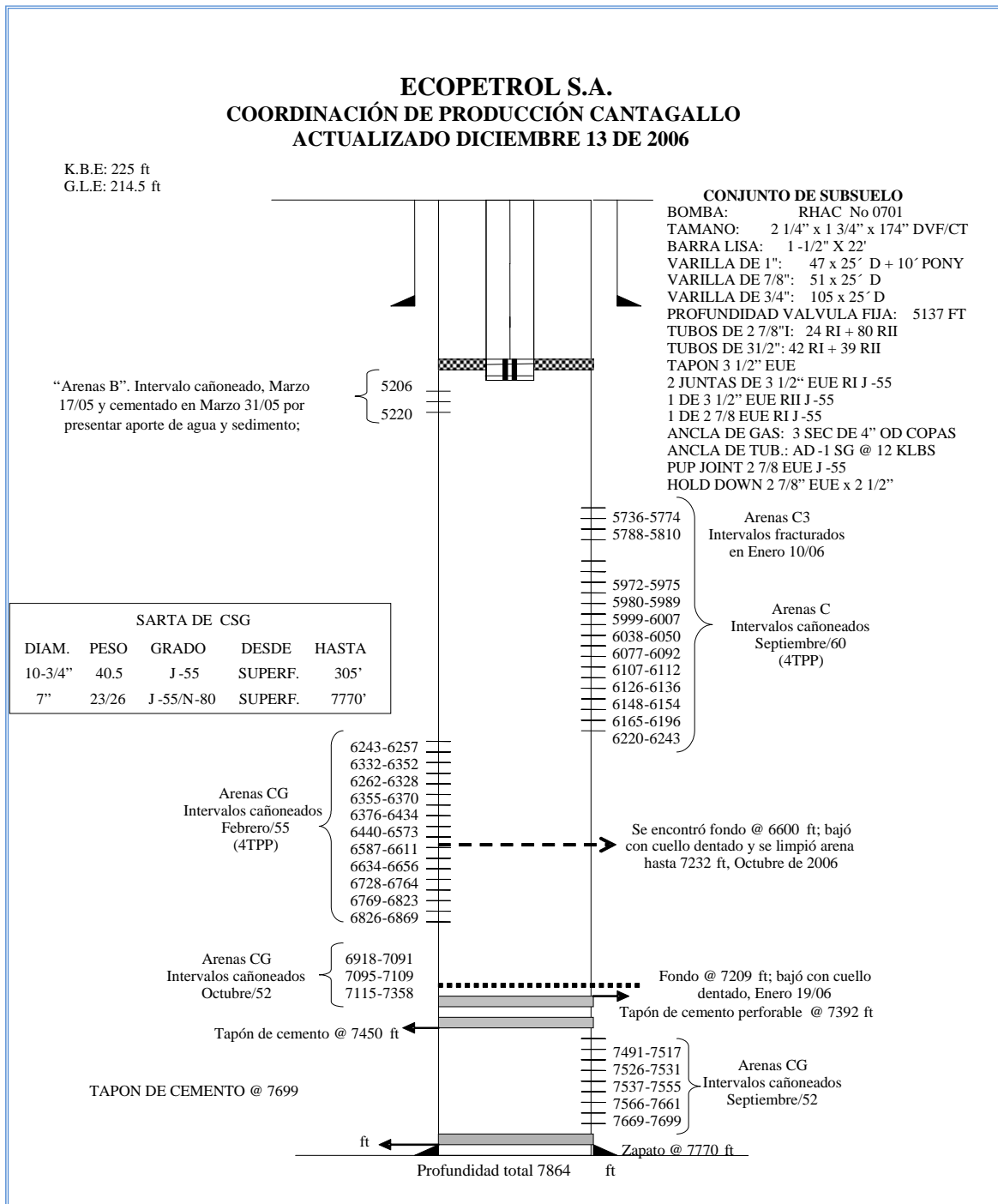
La tabla A 8., adjunta resume los principales parámetros de tratamiento en superficie durante la operación de fracturamiento hidráulico en el pozo de referencia.

Tabla A 8. Datos de Fracturamiento Hidráulico pozo A

PARAMETRO DE TRATAMIENTO	FRACTURAMIENTO
Presión de “rompimiento” en superficie, Psi	2237
Presión máxima en superficie, Psi	2470
Presión promedio de tratamiento en superficie, Psi.	1850
Tasa máxima de bombeo, BPM	19.9
Tasa promedio de bombeo, BPM	19.8
Volumen bombeado (Bl) etapa de Pad, Bls	71.4 Bls
Volumen de slurry bombeado (Bl) de 0 -1.0 LPG.	31 Bls
Volumen de slurry bombeado (Bl) Rampa de 1.0 – 5.0 LPG	67.4 Bls
Volumen de slurry bombeado (Bl) Rampa de 5.0 – 7.0 LPG	91.5 Bls
Volumen de slurry bombeado (Bl) Rampa de 8.0 LPG	96.6 Bls
Volumen bombeado (Bl) en desplazamiento, Bls.	48.6 Bls
Volumen total de Slurry (Bl).	405 Bls
Volumen total de líquido bombeado (Bl).	352.5
Total agente de soporte bombeado (Carbolita 20-40), Lbs	50130

Se retiraron líneas de Fracturamiento y circulo en reversa, se bajó llave pescante y posicionó a 5857. Bombearon 50 bl de gel preparado por BJ, se intento pescar sin éxito el RBP, se sacó llave pescante y se armó con zapato mecánico, se bajo nuevamente y se encontró 30 ft de sucio, se limpio y se pescó y se saco RBP. Se bajó empaque retrievmatic y se asentó a 5500 ft con 14 lbs de tensión. Se inicio operación de estimulación mecánica con 74 corridas acumulado 264.5 bls. Se desasentó y sacó empaque. Se midió fondo encontrando 448 fts de sucio, se lavo hasta 7209. Armo BHA y se bajo con la sarta de producción de Bombeo Mecánico.

Figura A.5 Estado Mecánico de Pozo A



Fuente: Ecopetrol S.A

❖ **POZO “B”.**

Se inició la perforación el 3 de abril de 1959 y se terminó el 27 de abril de 1959 alcanzando una profundidad total medida de 8608'.

El 11 de Diciembre de 2005 se llevo a cabo el **Fracturamiento Hidráulico** de la rena B3 5590'-5637'. Durante la operación de acondicionamiento de pozo se encontró un tope de arena “aportado “por la formación @ 5764' MD medido con tubería, el día 1 de Diciembre 2005 se realizó operación de arenamiento con tope del tapón de arena @ 5632' MD determinada con registro CCL.

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

El día 10 de Diciembre se llevó a cabo la estimulación con solventes en el intervalo de tratamiento, con 72 bbl de Tratamiento bombeados a tasa matricial. Para el desarrollo del fracturamiento se procedió de la siguiente forma:

- **Limpieza y Remoción de Depósitos Orgánicos.**

Debido a la presencia de depósitos orgánicos se realizó una limpieza y remoción de depósitos orgánicos en el intervalo de tratamiento con una mezcla Varsol: Xileno, en total 70 bbl de tratamiento, cuya composición se resume en la tabla A 9. adjunta.

Tabla A 9. Composición (*) Tratamiento para Remoción de Depósitos Orgánicos pozo B.

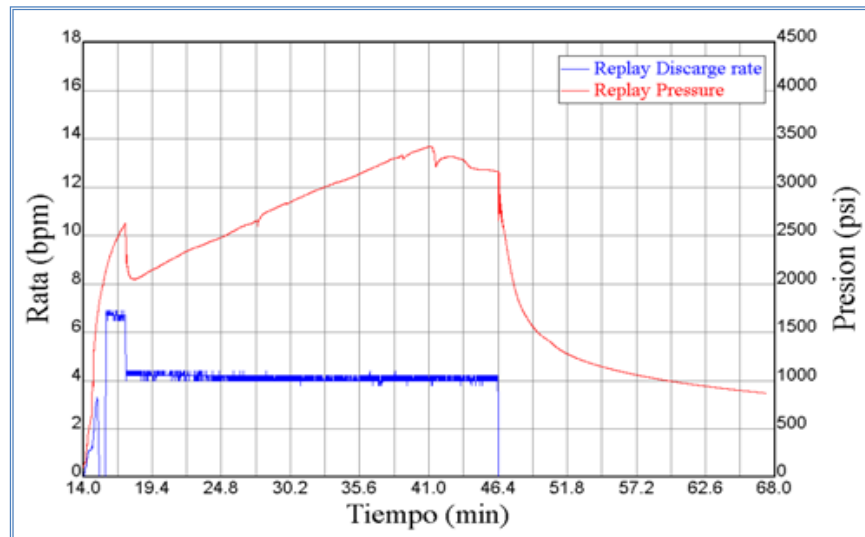
PRODUCTO	DESCRIPCION	CONC.	UND.
Varsol	Solvente Orgánico	535	Gpt
Xileno	Solvente Orgánico	365	Gpt
PET – 55	Surfactante	50	Gpt
PET – 200	Solvente Mutual	50	Gpt

Composición por 1000 galones.

La tasa matricial promedio fue de 3.8 BPM y máxima de 6.9 BPM, la presión promedio de trabajo fue 2565 psi, la máxima fue 3421 psi. El tratamiento se desplazó con 45 bbl de salmuera inhibida al 2% NaCl. Posterior a un remejo de 10

horas del tratamiento de limpieza y remoción de depósitos orgánicos, se realizó la operación de Minifrac.

Figura A 6. Tratamiento con Solventes



Fuente: Ecopetrol S.A

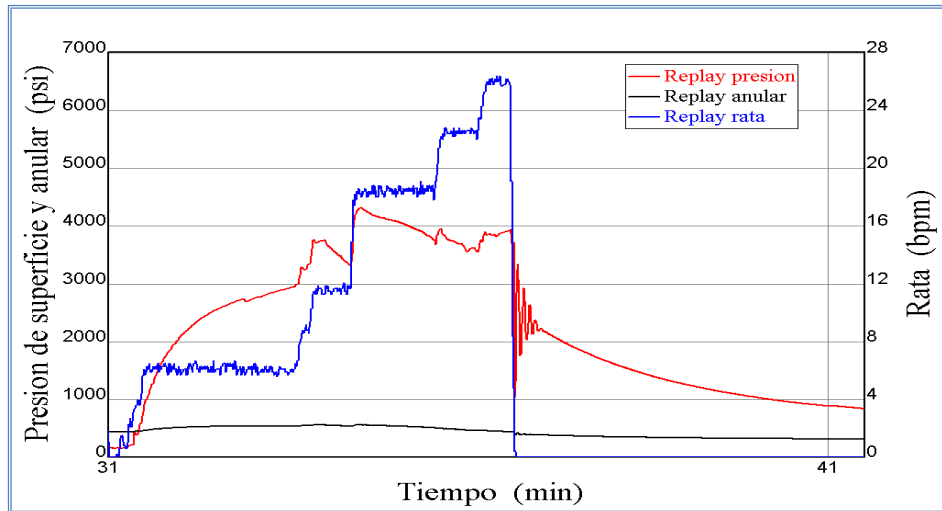
- **Operación de Minifrac Pozo B.**

La operación de Minifrac se dividió en dos (2) etapas a saber:

Step Rate Test

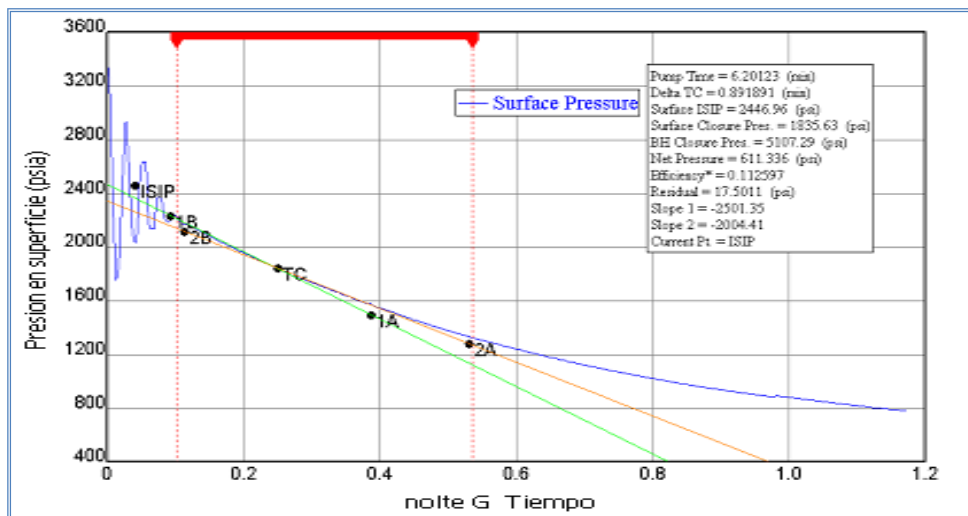
Este se realiza con el objetivo de determinar la Presión de propagación o extensión de fractura en condiciones dinámicas. Para tal fin se bombearon 50 Bls de fluido Spectra 3000 (*Base agua*) -para desplazar la capacidad de la tubería a diferentes tasas de bombeo como se observa en la figura A.7.

Figura A .7 Step Rate Test Pozo B.



Fuente: Ecopetrol S.A

Figura A 8. Análisis con Regresión superficie



Fuente: Ecopetrol S.A.

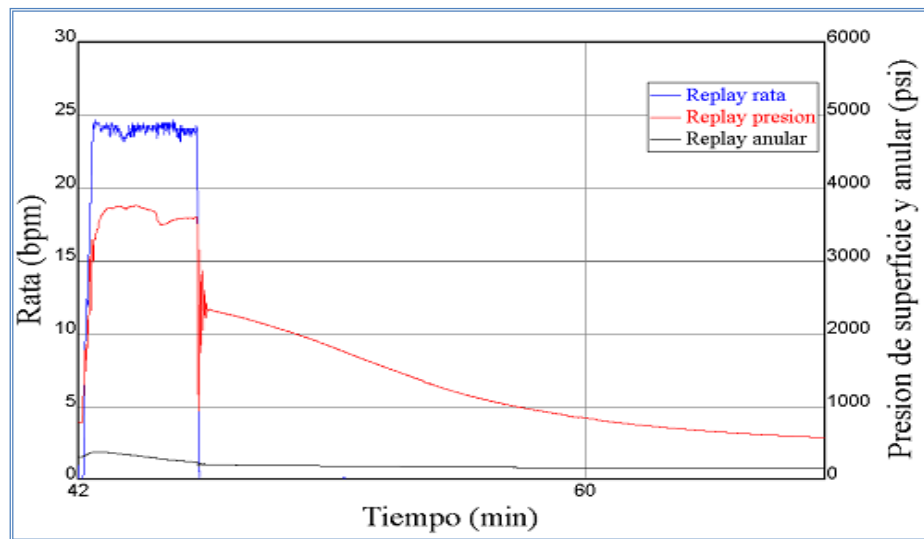
Tabla A 10. Step Rate Test Pozo B.

PARAMETRO DE TRATAMIENTO	SRT
Presión de “rompimiento” en superficie, Psi	3730
Presión máxima en superficie, Psi	3764
Presión promedio de tratamiento en superficie @ máxima tasa estabilizada, Psi.	3609
Tasa máxima de bombeo, BPM	26.4
Tasa promedio de bombeo, BPM	23.6
Pre-ISIP	3924
ISIP	2440
Pérdidas de Presión por fricción, Psi	1484
Presión de cierre en superficie, Psi	1835
Presión de cierre en fondo, Psi.	5107
Gradiente de fractura, Psi/Ft.	0.89
Eficiencia del fluido de fractura, (%)	11

- **Minifrac Pozo B**

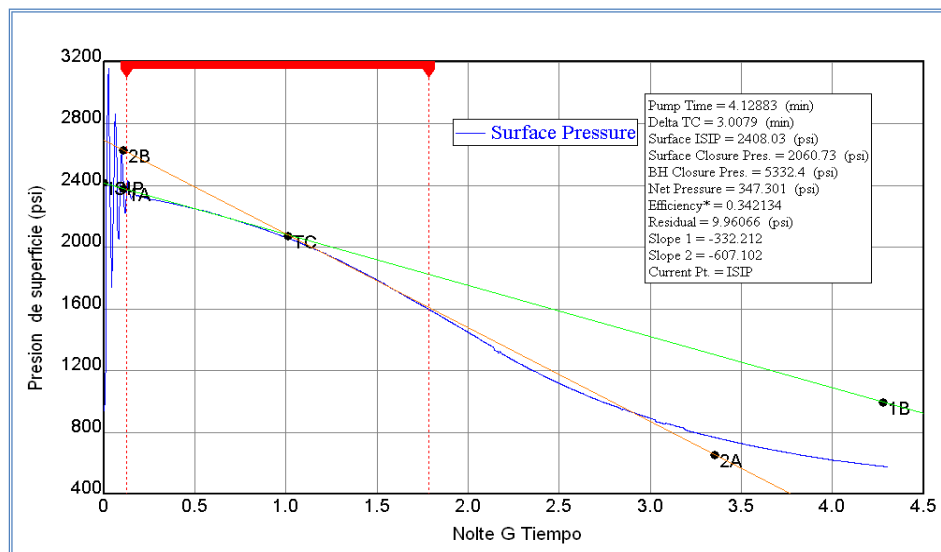
Posterior a la operación de Step Rate Test se realizó una inyección de 100 Bls de fluido de fracturamiento – **Spectra G – 3000 (Base Agua)** - a alta tasa (23 BPM promedio). La Figura A 9. adjunta, muestra el comportamiento de los principales parámetros de tratamiento medidos en superficie –tasa de bombeo y Presión de tratamiento. La Figura A 10. adjunta, muestra el análisis y la interpretación de la declinación de Presión aplicando la técnica de Regresión obtenida de la etapa de Minifrac.

Figura A 9. Minifrac Pozo B



Fuente: Ecopetrol S.A

Figura A 10. Análisis Regresión Superficie



Fuente: Ecopetrol S.A

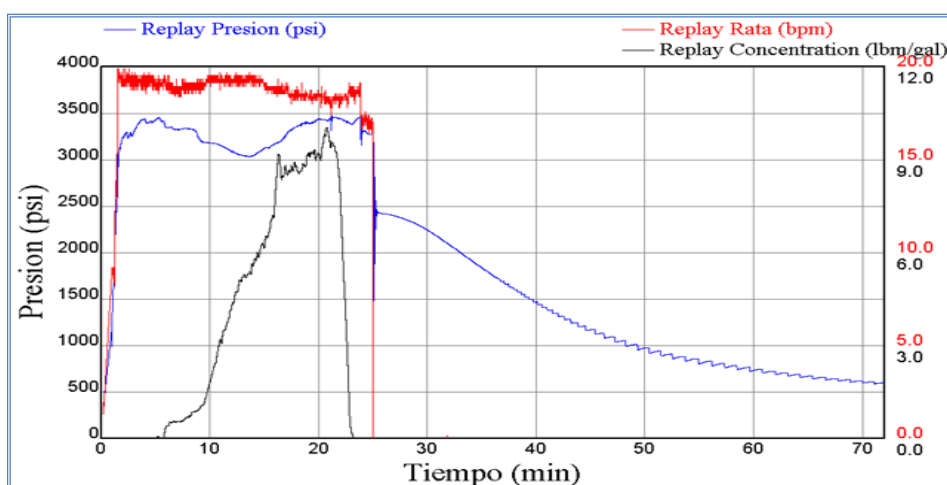
Tabla A 11. Parámetros de Minifrac Pozo B

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

- **Operación de Fracturamiento Hidráulico Pozo B.**

Posterior a la interpretación de los principales parámetros de tratamiento en la operación de Minifrac (SDT, Minifrac a tasa continua) se diseñó un nuevo programa de bombeo para la ejecución de la operación de fracturamiento hidráulico en el intervalo de tratamiento. La gráfica A 11 adjunta presenta los principales parámetros de tratamiento durante la operación de fracturamiento.

Figura A 11. Fracturamiento Hidráulico Pozo B.

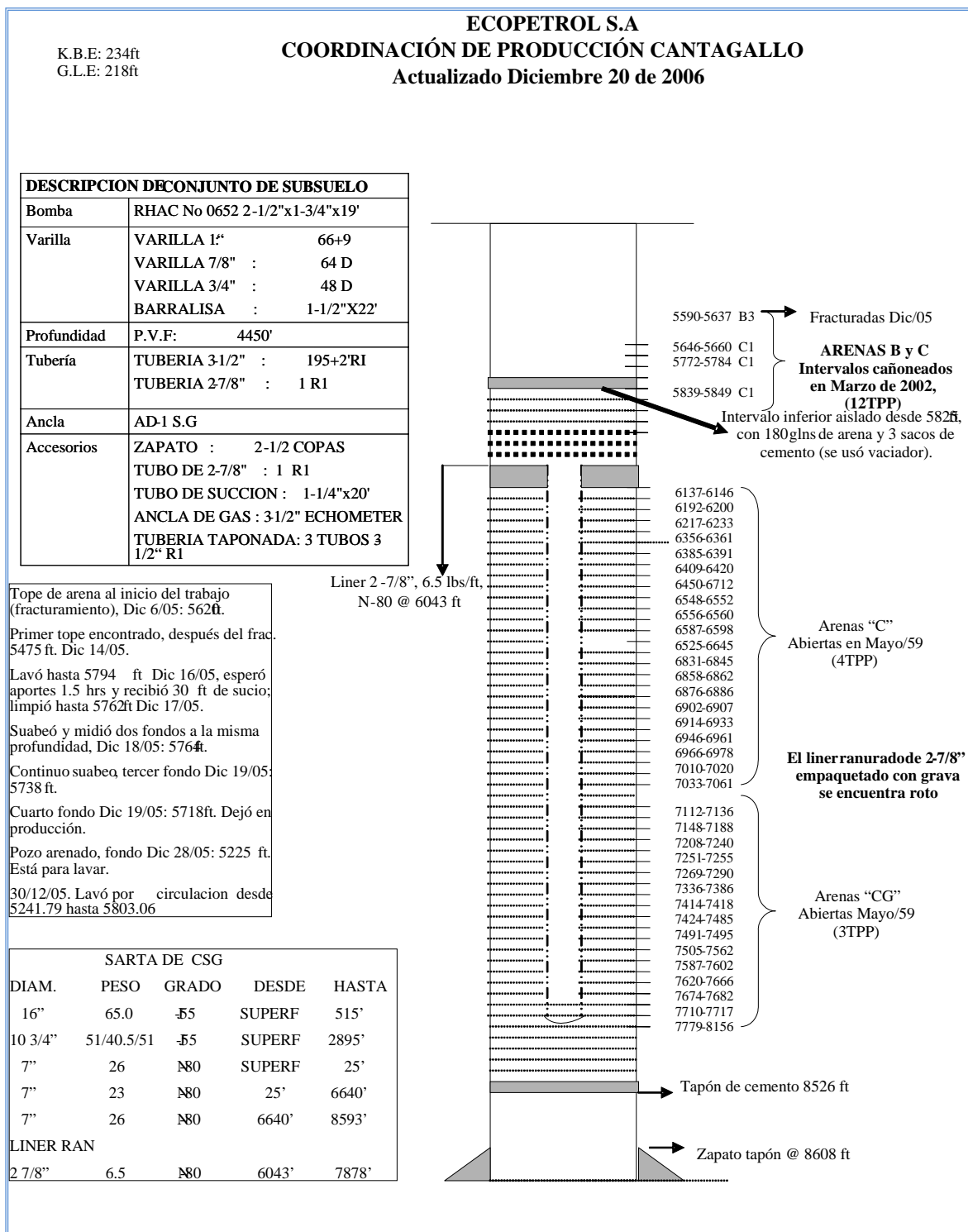


Fuente: Ecopetrol S.A

Tabla A 12. Datos de Fracturamiento Hidráulico Pozo B

PARAMETRO DE TRATAMIENTO	FRACTURAMIENTO
Presión de “rompimiento” en superficie, Psi	3220
Presión máxima en superficie, Psi	3495
Presión promedio de tratamiento en superficie, Psi.	3252
Tasa máxima de bombeo, BPM	19.9
Tasa promedio de bombeo, BPM	18.6
Pre-ISIP	3280
ISIP	2440
Pérdidas de Presión por fricción, Psi	840
Presión de cierre en superficie, Psi	1251
Presión de cierre en fondo, Psi.	3801
Gradiente de fractura, Psi/Ft.	0.89
Volumen bombeado (Bls) etapa de Pad, Bls	98.9
Volumen de slurry bombeado (Bls) Rampa de 0 -1.0 LPG.	48.3
Volumen de slurry bombeado (Bls) Rampa de 1.0 – 5.0 LPG	67.1
Volumen de slurry bombeado (Bls) Etapa de 5.0 LPG (Hold)	29.1
Volumen de slurry bombeado (Bls) Rampa de 5.0 – 7.0 LPG	37.1
Volumen de slurry bombeado (Bls) Rampa de 7.0 – 9.0 LPG	46
Volumen de slurry bombeado (Bls) Etapa de 9.0 LPG	78.7
Volumen bombeado (Bls) en desplazamiento, Bls.	44.8
Volumen total de Slurry (Bls).	450
Volumen total de líquido bombeado (Bls).	380
Total agente de soporte bombeado (Carbolita 20-40), Lbs	18125
Total agente de soporte bombeado (Superdc 16/20), Lbs	35200

Figura A.12 Estado Mecánico Pozo B



Fuente: Ecopetrol S.A

❖ **POZO “C”.**

Se inició la perforación el 3 de julio de 1960 y se terminó el 27 de julio de 1960, alcanzando una profundidad total medida de 8428'.

El 18 de Diciembre de 2006 se inicio el proceso de **Fracturamiento Hidráulico** a las arenas C5, realizado con las siguientes características: Se tocó fondo a 7522'. Se reemplazó fluido del pozo por salmuera de NaCl al 2%. Se bajó y asentó empaque perforable Baker N-1 a 7457'. Se arenó hasta 7445' Se realizó pickling de tubería de fracturamiento con Varsol y HCl. Se probó tubería con 6500 psi. Se posiciono empaque R/matic a 7308'. Se efectuó remoción de depósitos orgánicos con 15 BLS mezcla de 350 gal de varsol , 230 gal de xileno 26 gal de surfactante Pet 55 y 32 gls de solvente mutual Pet 200. Se bombeo tratamiento orgánico a 1,6 bpm y 2850 psi y se se dejó pozo en remojo durante 6 horas. Se realizó minifrac obteniendo los siguientes parámetros:

Tabla A.13 Parámetros de Minifrac Pozo C.

PARAMETRO DE TRATAMIENTO	MINIFRAC
Presión de “rompimiento” en superficie, Psi	3800 psi @ 13,5 bpm
Presión máxima en superficie, Psi	4475
Presión promedio de tratamiento en superficie, Psi.	4290
Tasa máxima de bombeo, BPM	18,3
Tasa promedio de bombeo, BPM	16,9
Pre-ISIP	4400
ISIP	2930
Pérdidas de Presión por fricción, Psi	1470
Presión de cierre en superficie, Psi	2290
Presión de cierre en fondo, Psi.	5415
Gradiente de fractura, Psi/Ft.	0.75
Eficiencia del fluido de fractura, (%)	25

- **Fracturamiento Hidráulico pozo C**

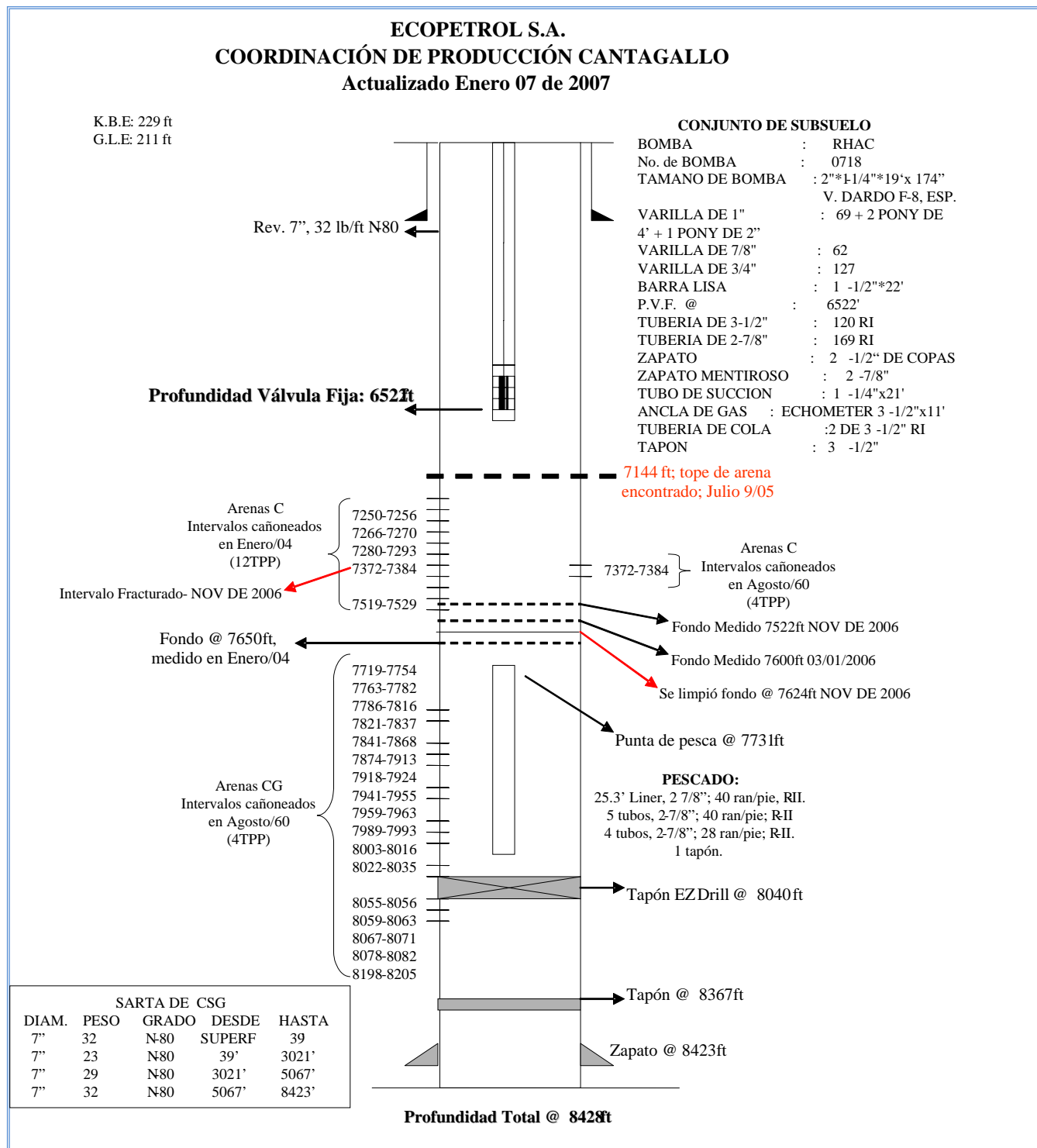
Se realizó fracturamiento de los intervalos 7372 – 7384 con los siguientes parámetros presentándose Screen Out:

Tabla A.14 Datos de Fracturamiento Hidráulico pozo C

PARAMETRO DE TRATAMIENTO	FRACTURAMIENTO
Presión de “rompimiento” en superficie, Psi	4350
Presión máxima en superficie, Psi	4930 antes del Screen Out
Presión promedia de tratamiento en superficie, Psi.	3800
Tasa máxima de bombeo, BPM	19
Tasa promedio de bombeo, BPM	18,1
Pre-ISIP	N.A. Screen Out
ISIP	N.A. Screen Out
Pérdidas de Presión por fricción, Psi	N.A. Screen Out
Presión de cierre en superficie, Psi	N.A. Screen Out
Presión de cierre en fondo, Psi.	N.A. Screen Out
Gradiente de fractura, Psi/Ft.	0.75
Volumen bombeado (Bls) etapa de Pad, Bls	90
Volumen de slurry bombeado (Bls) etapa de 1.0 LPG.	60
Volumen de slurry bombeado (Bls) etapa de 2.0 LPG	50
Volumen de slurry bombeado (Bls) etapa de 3.0 LPG	40
Volumen de slurry bombeado (Bls) etapa de 4.0 LPG	40
Volumen de slurry bombeado (Bls) etapa de 5.0 LPG	40
Volumen de slurry bombeado (Bls) etapa de 6.0 LPG	40
Volumen de slurry bombeado (Bls) etapa de 7.0 LPG	60
Volumen de slurry bombeado (Bls) etapa de 8.0 LPG	20
Volumen de slurry bombeado (Bls) etapa de 9.0 LPG – promedio.	102
Volumen bombeado (Bls) en desplazamiento, Bls.	23
Volumen total de Slurry (Bls).	545
Volumen total de líquido bombeado (Bls).	470
Total agente de soporte bombeado (Carbolita 16-30), Lbs	81126

Después de muchos intentos de pesca no exitosos se decidió moler el empaque con tubería de washpipe y corona hasta lograr liberar y recuperar todas las partes del mismo.

Figura A.13 Estado Mecánico Pozo C.



Fuente: Ecopetrol S.A

❖ **POZO “D”.**

El Se inició la perforación el 18 de Febrero de 1980 y se terminó el 21 de Marzo de 1980 alcanzando una profundidad total medida de 8230'.

El día 13 de Octubre de 2005 se iniciaron las operaciones de estimulación por **Fracturamiento Hidráulico** de los intervalos abiertos a producción 5386'-5436', 5443'-5450' de la formación B3 del pozo C. Durante la operación de acondicionamiento de pozo se encontró tope de arena “aportado” por la formación @ 5337', se limpió arena de formación aportada hasta 5516' y se arenó hasta 5442' con arena “ottawa” 12-20 – profundidad determinada con registro CCL.

El día 19 de Octubre de 2005, se inició la “corrida” de la sarta de fracturamiento 3 ½ ” EUE (9.3 #/Ft) con “Packer” tipo Retrievamatic, sentado @ 5242' y probado con 500 Psi en el anular.

- **Limpieza de tubería -sarta de frac-**

Tabla A.15 Composición de 12 BIs de mezcla ácida al 7.5% HCl

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

Composición por 1000 galones.

- **Limpieza y remoción de depósitos orgánicos**

Esta se realizo con 70 Bls del tratamiento cuya composición se resume en la tabla siguiente:

Tabla A.16. Composición de Mezcla Para Limpieza pozo D.

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

Composición por 1000 galones.

La tasa matricial promedio fue de 4.0 BPM y máxima de 22 BPM @ 3960 Psi. El tratamiento se desplazó con 40 bbl de Gel lineal –Spectra G 3000. Posterior a un remojo de 7 horas del tratamiento de limpieza y remoción de depósitos orgánicos, se realizaron las operaciones de Minifrac y fracturamiento hidráulico.

- **Minifrac Pozo “D”.**

La operación de Minifrac se dividió en tres (3) etapas a saber:

Step Rate Test (SRT) con el objetivo de determinar la Presión de propagación o extensión de fractura en condiciones dinámicas. Para tal fin se bombearon 110 Bls de fluido Spectra G-3000 (Gel lineal, base *agua*) a diferentes tasas de bombeo.

Step Down Test (SDT) utilizando un volumen total de 70 Bls de fluido Spectra G-3000 (Gel lineal) con el objetivo de determinar las pérdidas de presión por fricción en perforaciones y Nearwellbore.

Bombeo continuo de 80 Bls de fluido de fractura Spectra G – 3000 y corroborar eficiencia de fluido, Presión de cierre en superficie y fondo, ISIP y Pérdidas de presión por fricción.

- **Fracturamiento Hidráulico Pozo “D”.**

Una vez se re-interpretó el comportamiento de los principales parámetros de tratamiento en superficie obtenidos del Minifrac, se realizó la operación de fracturamiento hidráulico con 350 Bls de fluido de fractura y 58000 Lbs de Carbolite 20-40 mesh en etapas crecientes desde 1.0 LPG a 8.0 LPG. La composición del fluido de fracturamiento fue la siguiente:

Tabla A.17 .Composición de Fluido Fracturante pozo D.

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

Los principales parámetros de tratamiento en operación de fracturamiento se resumen en la tabla siguiente:

Tabla A.18 Datos de Fracturamiento Hidráulico Pozo D.

PARAMETRO DE TRATAMIENTO	FRACTURAMIENTO
Presión de "rompimiento" en superficie, Psi	3171
Presión máxima en superficie, Psi	3190
Presión promedio de tratamiento en superficie, Psi.	2990
Tasa máxima de bombeo, BPM	25.1
Tasa promedio de bombeo, BPM	24.8
Pre-ISIP	-
ISIP	1778*
Pérdidas de Presión por fricción, Psi	-
Presión de cierre en superficie, Psi	1353 *
Presión de cierre en fondo, Psi.	3562 *
Gradiente de fractura, Psi/Ft.	0.79*
Volumen bombeado (Bls) etapa de Pad, Bls	48
Volumen de slurry bombeado (Bls) etapa de 1.0 LPG.	37
Volumen de slurry bombeado (Bls) etapa de 2.0 LPG	25.9
Volumen de slurry bombeado (Bls) etapa de 3.0 LPG	26.9
Volumen de slurry bombeado (Bls) etapa de 4.0 LPG	30.8
Volumen de slurry bombeado (Bls) etapa de 5.0 LPG	32
Volumen de slurry bombeado (Bls) etapa de 6.0 LPG	48.5
Volumen de slurry bombeado (Bls) etapa de 7.0 LPG	56.1
Volumen de slurry bombeado (Bls) etapa de 8.0 LPG	65
Volumen bombeado (Bls) en desplazamiento, Bls.	40
Volumen total de Slurry (Bls).	409
Volumen total de líquido bombeado (Bls).	352
Total agente de soporte bombeado (Arena 12-20), Lbs	58000

❖ **POZO "E".**

Se inició la perforación el 27 de Septiembre de 1982 y se terminó el 23 de Octubre de 1982 alcanzando una profundidad total medida de 8725'.

El 9 de Julio de 2006 se realizo el **Fracturamiento Hidráulico** con los siguientes procedimientos:

Se calibró revestimiento, con junk mill de 6"+scraper de 7", se tocó sucio a 7900 (se debe limpiar hasta 7970), se saca junk mill se baja cuello dentado, intenta cambiar fluido, pozo toma, se saca sarta de tubería se baja bomba desarenadora

y se limpia hasta 7970. Se bajó sarta de fracturamiento de 3-1/2" EUR RI N80 9.3#/ft probando tubería, cada 1000 ft hasta profundidad 7857 con 6.000 psi , se realizo pickling bombeando 3 bbl de varsol, 8 bbl de HCL la 7.5 desplazados por 50 bbl de salmuera inhibida en directa.

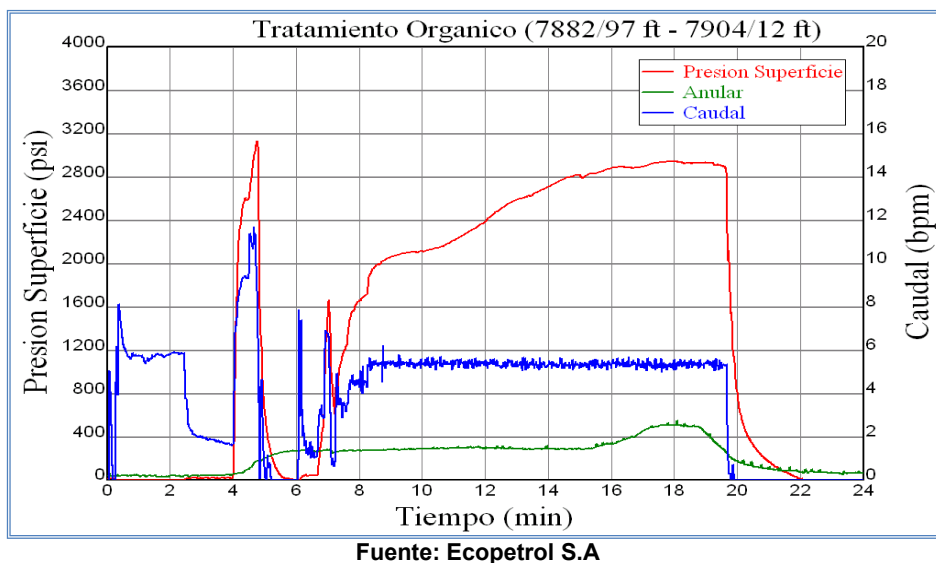
- **Fracturamiento Hidráulico Formación Pozo "E" Zona C5** Durante la etapa inicial para el fracturamiento, se realizó una inyectividad con un volumen de 50 Bbls de tratamiento orgánico, a tasa matricial, con el objetivo de realizar limpieza a nivel de perforaciones y cercanías del pozo en el caso que se tengan depósitos orgánicos. La composición del tratamiento se resume en la tabla 14.

Tabla A19 Composición (*) Tratamiento Orgánico

PRODUCTO	DESCRIPCION	CONC.	UND.
Varsol	Solvente Orgánico	546	Gpt
Xileno	Solvente Orgánico	364	Gpt
PET – 55	Surfactante	40	Gpt
PET – 200	Solvente Mutual	50	Gpt

Posterior al bombeo del tratamiento orgánico, éste fue desplazado con salmuera hasta el tope de las perforaciones. Una vez al frente de los perforados, se inyectó a la formación a régimen matricial, con un caudal de 5,5 bpm y una presión final de 2900 psi. El tratamiento se dejó en remojo por 7.5 horas.

Figura A.15 Inyectividad Tratamiento Orgánico Pozo “E” Zona C5.



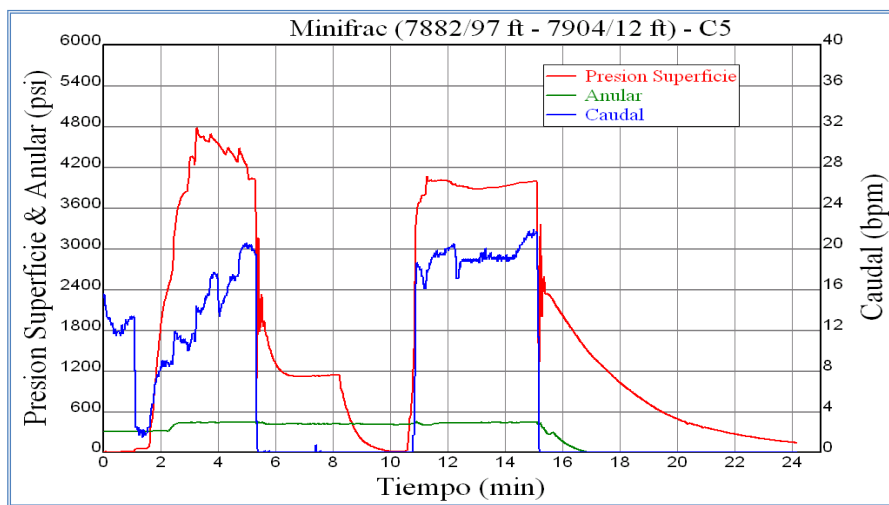
- **Operación de Minifrac Pozo “E” Zona C5**

Para la realización del minifrac, se bombeó inicialmente un volumen de 18 bbls de fluido para llenar el pozo, seguido de 52 bbls para cambiar el fluido del pozo, y alcanzando un caudal máximo de 20 bpm. Se hace pare instantáneo para dejar declinar la presión.

Posterior a la declinación, se realiza la inyección continua de 100 bbls de fluido Spectra Frac G-3000, a un caudal promedio de 20 bpm y una presión de 3900 psi. Se hace el pare instantáneo de bombeo, para el posterior análisis de la declinatoria.

Como aditivo para control de agua (RPM), se utilizó en el fluido de fractura el aditivo AQUACON a una concentración de 40 gpt. Los parámetros registrados se muestran en la figura A.16.

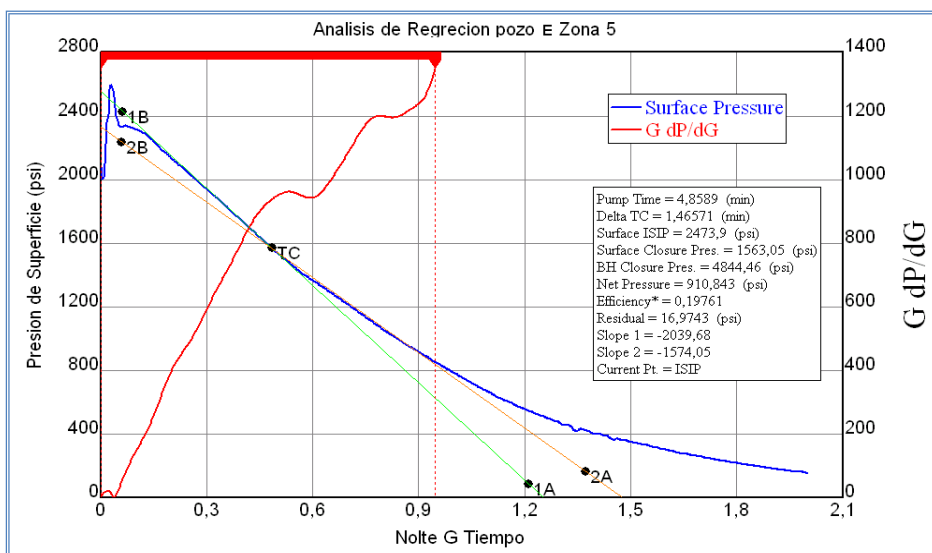
Figura A.16 Comportamiento de los principales parámetros durante la operación de Minifrac.



Fuente: Ecopetrol S.A

Con los parámetros obtenidos en el minifrac, se hizo un análisis de regresión de la declinatoria de presión, ajustando el simulador para el diseño final del programa de fractura de la formación C5 del pozo E. La figura A.17 muestra el análisis de regresión de la declinatoria.

Figura A.17 Análisis de Regresión Pozo E



Fuente: Ecopetrol S.A

Tabla A.20 Principales Parámetros de Minifrac Pozo “E” Zona C5

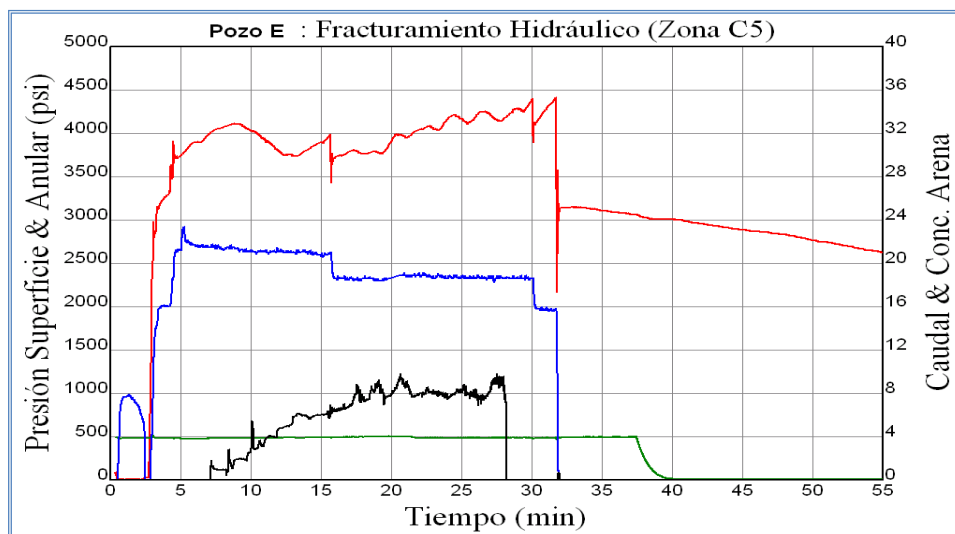
PARAMETRO DE TRATAMIENTO	MINIFRAC
Presión de “rompimiento” en superficie, Psi	4067
Presión máxima en superficie, Psi	4010
Presión promedio de tratamiento en superficie, Psi.	3900
Tasa máxima de bombeo, BPM	21
Tasa promedio de bombeo, BPM	20
Pre-ISIP	3995
ISIP	2474
Pérdidas Totales de Presión por fricción, Psi	1521
Presión de cierre en superficie, Psi	1467
Presión de cierre en fondo, Psi.	4845
Gradiente de fractura, Psi/Ft.	0.77
Gradiente de Cierre, Psi/ft	0,65
Volumen de fluido inyectado a formación, Bls	100
Eficiencia del fluido de fractura, (%)	19,8

- **Operación de Fracturamiento Hidráulico Pozo “E” Zona C5**

Posterior a la interpretación de los principales parámetros determinados con el minifrac, aplicando la técnica de regresión por declinación de presión, se diseñó un nuevo programa de bombeo para la ejecución de la operación de fracturamiento hidráulico en el intervalo de la formación C5. La figura A.17, presenta los principales parámetros de tratamiento durante la operación de fracturamiento hidráulico.

Debido a la regular eficiencia del fluido durante el minifrac, posiblemente por la alta permeabilidad de la formación, se decide utilizar un fluido Spectra Frac G-3500 para el tratamiento de fractura.

Figura A.18 Fracturamiento Hidráulico Pozo "E" Zona C5



Fuente: Ecopetrol S.A

En el volumen de "Pad" se incluyó el RPM AQUACON a una concentración de 40 gpt. En la tabla 16 se resume los valores de los principales parámetros de tratamiento durante el fracturamiento hidráulico del intervalo en referencia.

Tabla A.21 Parámetros del Fracturamiento Hidráulico

PARAMETRO DE TRATAMIENTO	FRACTURAMIENTO
Presión de "rompimiento" en superficie, Psi	No evidente
Presión máxima en superficie, Psi	4420
Presión promedio de tratamiento en superficie, Psi.	4080
Tasa máxima de bombeo, BPM	21,5
Tasa promedio de bombeo, BPM	18,6
Volumen bombeado (Bls) etapa de Pad, Bls	93,0
Volumen de slurry bombeado (Bls) etapa de 1.0 LPG	26,1
Volumen de slurry bombeado (Bls) etapa de 2.0 LPG	30,5
Volumen de slurry bombeado (Bls) etapa de 3.0 LPG	27,4
Volumen de slurry bombeado (Bls) etapa de 4.0 LPG	18,6
Volumen de slurry bombeado (Bls) etapa de 5.0 LPG	23,9
Volumen de slurry bombeado (Bls) etapa de 6.0 LPG	72,8
Volumen de slurry bombeado (Bls) etapa de 8.0 LPG	197,0
Volumen de slurry bombeado (Bls) etapa de 9.2 LPG	19,8
Volumen bombeado (Bls) en desplazamiento, Bls.	62,0
Total agente de soporte bombeado	82000

El desplazamiento se realiza con 62 bbls para tratar de dejar arenado el intervalo fracturado, y así dejar listo el próximo intervalo a fracturar (Form. C4). Max. Conc. De Agente soporte en Cara de Fractura = 9.2 lpg. El tope de arena posterior al fracturamiento se encontró en 7822 ft. (Equivalente a 34 sacos de carbolita). Total de arena en formación = 78600 lbs de Carbolita 16/20.

- **Fluido de Fractura.**

El fluido de fractura utilizado en las operaciones de Minifrac y Fracturamiento es el fluido base agua –Spectra Frac G-3000 y 3500, cuya composición se resume en la tabla 17 adjunta.

Tabla A.22. Composición fluido de fracturamiento Spectra G-3000 - 3500

COMPONENTE	FUNCION	CONCENTRACION
X-cide 207	Bactericida	0.3 PPT
Clay Treat 3C	Inhibidor o estabilizador de arcillas	2.0 GPT
BF-3	Buffer, estabilizador pH	2 PPT
NE-18 LB	Surfactante no-iónico	2 GPT
GW-27	Agente gelificante, Goma Guar	30 – 35 PPT
BF-7L	Buffer, Carbonato de Potasio	3 GPT
XLW-56	Crosslinker o agente reticulante	3 GPT
AQUACON	Controlador de agua, RPM	40 GPT
GBW-12C	Enzima rompedora	0.5 GPT (66:1)

- **Fracturamiento Hidráulico Formación Pozo “E” Zona C4**

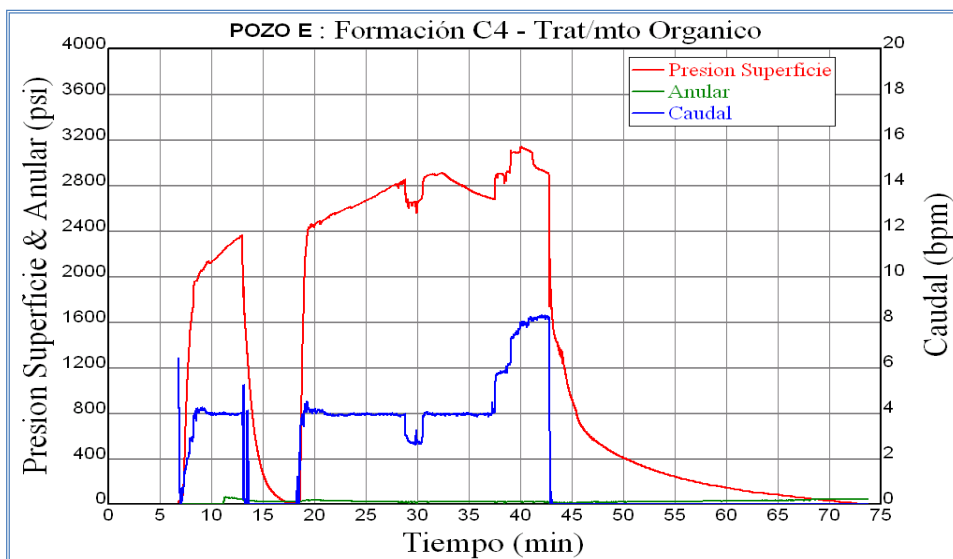
El bombeo del tratamiento al pozo se realizó a un caudal de 4.0 bpm, completando un volumen total de 70 bbls. Luego, se desplazó con salmuera inhibida decidiendo subir el caudal de bombeo a 6 bpm y posteriormente a 8 bpm, para tratar de obtener divergencia, debido a la cantidad de intervalos cañoneados. El

desplazamiento total fue 68 bbls, con una presión final de 2915 psi. El tratamiento se dejó en remojo por 8 horas. La composición del tratamiento se resume en la tabla A.23.

Tabla A.23 Composición (*) Tratamiento Orgánico

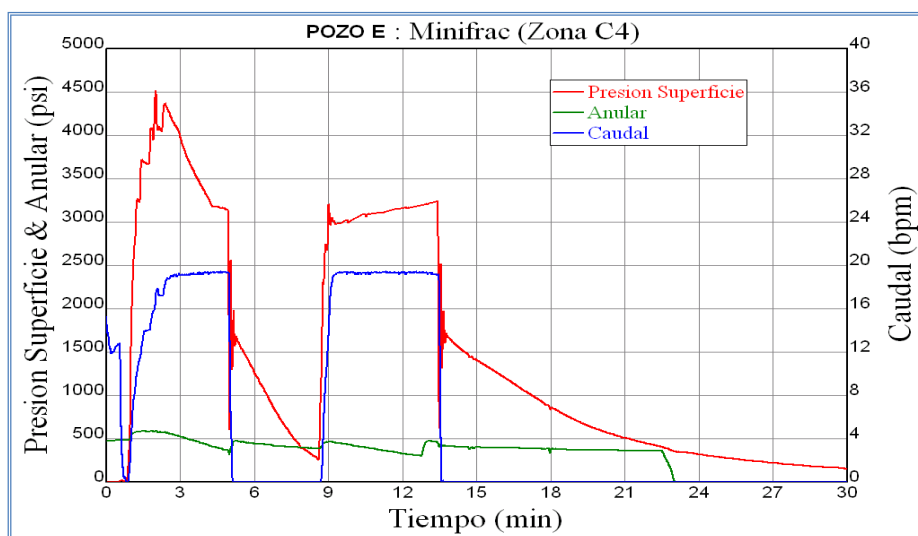
PRODUCTO	DESCRIPCION	CONC.	UND.
Varsol	Solvente Orgánico	546	Gpt
Xileno	Solvente Orgánico	364	Gpt
PET – 55	Surfactante	40	Gpt
PET – 200	Solvente Mutual	50	Gpt

Figura A.19 Inyectividad Tratamiento Orgánico



Fuente: Ecopetrol S.A

Figura A.20 Minifrac Pozo "E" Zona C4



Fuente. Ecopetrol S.A

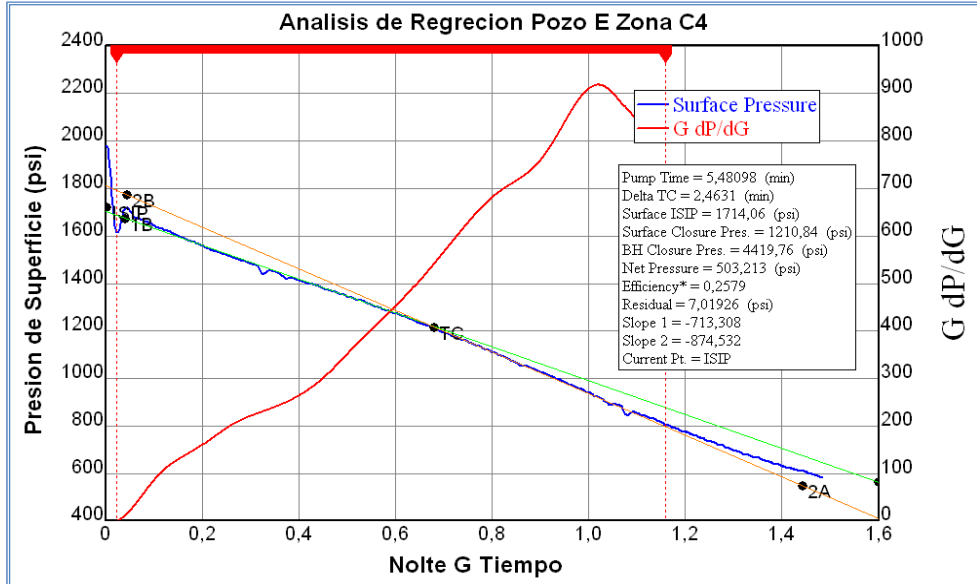
- **Operación de Minifrac Pozo "E" Zona C4**

Para la realización del minifrac, se bombeó inicialmente un volumen de 15 bbls de fluido para llenar el pozo, seguido de 53 bbls para cambiar el fluido del pozo, y alcanzando un caudal máximo de 19,1 bpm. Se hace pare instantáneo para dejar declinar la presión.

Posterior a la declinación, se realiza la inyección continua de 102 bbls de fluido Spectra Frac G-3500, a un caudal promedio de 19 bpm y una presión de 3100 psi. Se hace el pare instantáneo de bombeo, para el posterior análisis de la declinatoria. Como aditivo para control de agua (RPM), se utilizó en el fluido de fractura el aditivo AQUACON a una concentración de 40 gpt.

Con los parámetros obtenidos en el Minifrac, se hizo un análisis de regresión de la declinatoria de presión, ajustando el simulador para el diseño final del programa de fractura de la formación C4 del pozo E. La figura A.21 muestra el análisis de regresión de la declinatoria.

Figura A.21 Análisis de Regresión Pozo "E" Zona C4



Fuente: Ecopetrol S.A

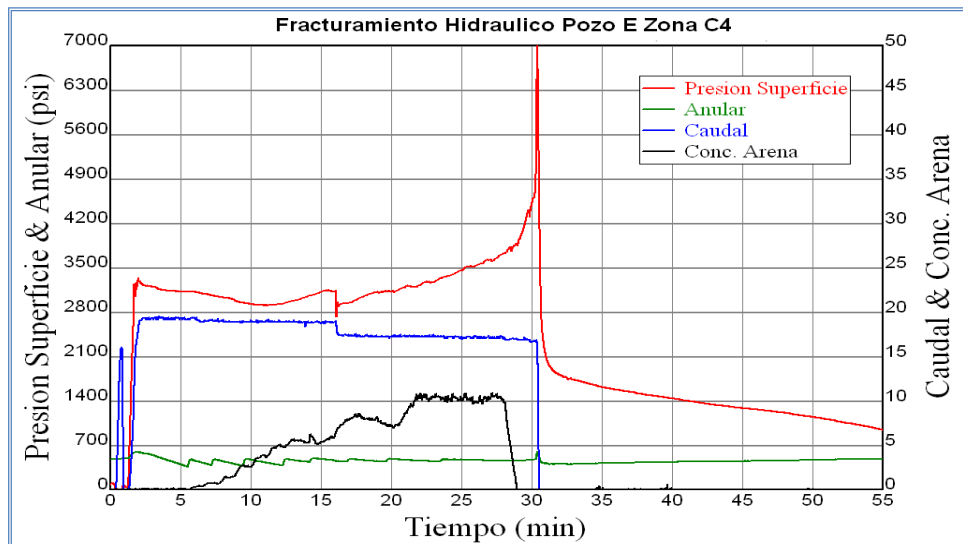
Tabla A.24 Principales Parámetros de Minifrac Pozo E Zona C4

PARAMETRO DE TRATAMIENTO	MINIFRAC
Presión de "rompimiento" en superficie, Psi	3700
Presión máxima en superficie, Psi	4500
Presión promedio de tratamiento en superficie, Psi.	3100
Tasa máxima de bombeo, BPM	19,5
Tasa promedio de bombeo, BPM	19,1
Pre-ISIP	3245
ISIP	1714
Pérdidas Totales de Presión por fricción, Psi	1531
Presión de cierre en superficie, Psi	1211
Presión de cierre en fondo, Psi.	4420
Gradiente de fractura, Psi/Ft.	0,67
Gradiente de Cierre, Psi/ft	0,61
Volumen de fluido inyectado a formación, Bls	102
Eficiencia del fluido de fractura, (%)	25,7

- **Operación de Fracturamiento Hidráulico Pozo E Zona C4**

Posterior a la interpretación de los principales parámetros determinados con el minifrac, se ajustó el programa de bombeo para la ejecución de la operación de fracturamiento hidráulico en el intervalo de la formación C4. La figura A.22, presenta los principales parámetros de tratamiento durante la operación de fracturamiento hidráulico.

Figura A.22 Fracturamiento Hidráulico Pozo "E" Zona C4



Fuente: Ecopetrol S.A

Durante el desplazamiento se presentó “Screen Out” cuando se habían bombeado un total de 40.2 bbls de un total de 68 bbls. En el volumen de “Pad” se incluyó AQUACON a una concentración de 40 gpt. En la tabla A.25 anexa se resume los principales parámetros de tratamiento durante el fracturamiento hidráulico del intervalo en referencia.

Tabla A.25 Fracturamiento Hidráulico Pozo "E" Zona C4

PARAMETRO DE TRATAMIENTO	FRACTURAMIENTO
Presión de "rompimiento" en superficie, Psi	3300
Presión máxima en superficie, Psi	6800
Presión promedio de tratamiento en superficie, Psi.	3200
Tasa máxima de bombeo, BPM	19
Tasa promedio de bombeo, BPM	17
Volumen bombeado (Bls) etapa de Pad, Bls	90
Volumen de slurry bombeado (Bls) etapa de 0.6 LPG	24,9
Volumen de slurry bombeado (Bls) etapa de 1.1 LPG	20,7
Volumen de slurry bombeado (Bls) etapa de 2.1 LPG	21,6
Volumen de slurry bombeado (Bls) etapa de 3.1 LPG	22,4
Volumen de slurry bombeado (Bls) etapa de 4.3 LPG	23,3
Volumen de slurry bombeado (Bls) etapa de 5.3 LPG	36,2
Volumen de slurry bombeado (Bls) etapa de 6.5 LPG	71,7
Volumen de slurry bombeado (Bls) etapa de 8.1 LPG	70,2
Volumen de slurry bombeado (Bls) etapa de 10.3 LPG	106,3
Volumen bombeado (Bls) en desplazamiento, Bls.	40,2
Total agente de soporte bombeado	84100

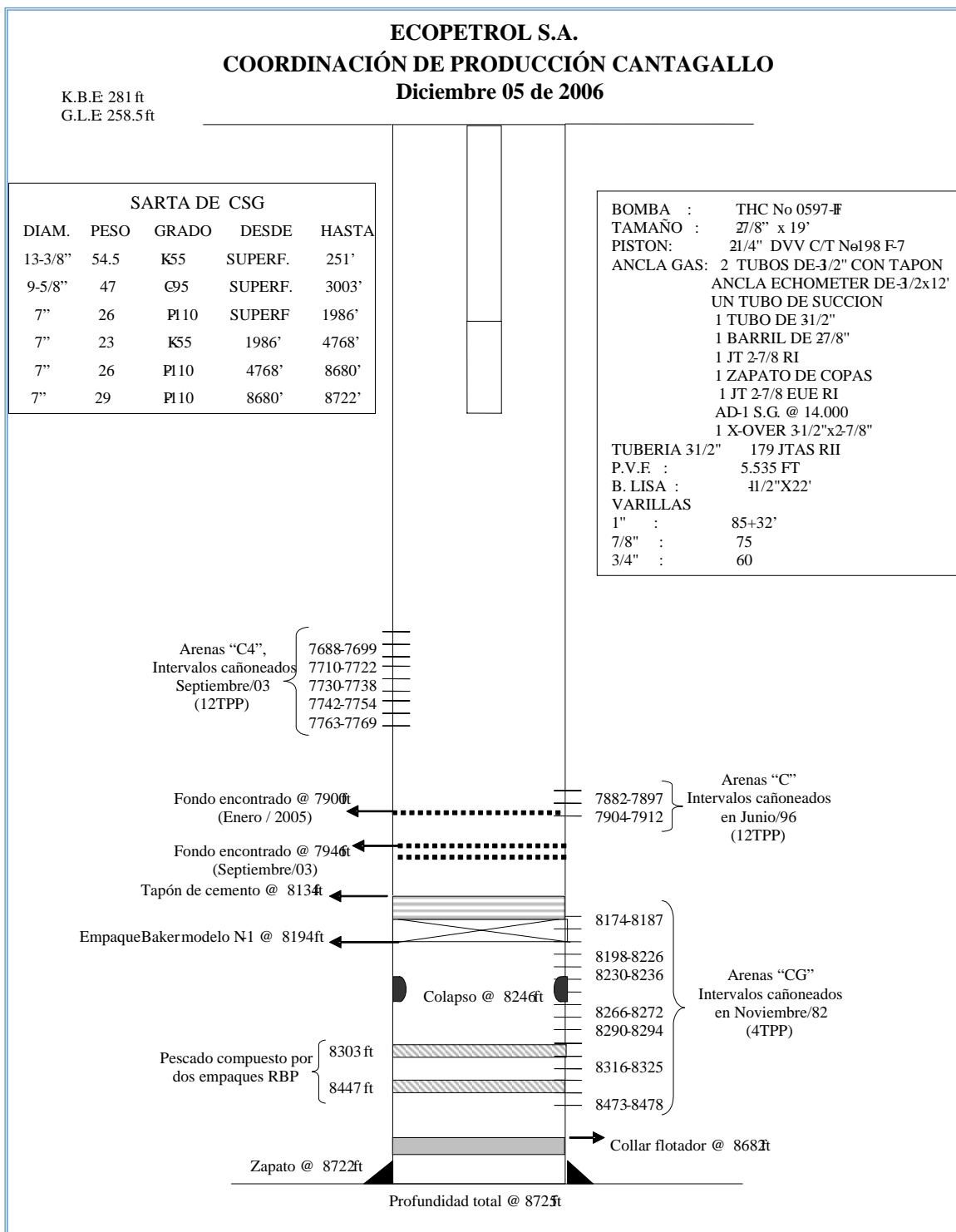
- **Fluido de Fractura.**

El fluido utilizado en las operaciones de Minifrac y Fracturamiento es el fluido base agua –Spectra Frac G-3500, cuya composición se resume en la tabla A.26 adjunta.

Tabla A.26 Composición fluido de fracturamiento Spectra G-3000 - 3500

COMPONENTE	FUNCION	CONCENTRACION
X-cide 207	Bactericida	0.3 PPT
Clay Treat 3C	Inhibidor o estabilizador de arcillas	2.0 GPT
BF-3	Buffer, estabilizador pH	2 PPT
NE-18 LB	Surfactante no-iónico	2 GPT
GW-27	Agente gelificante, Goma Guar	35 PPT
BF-7L	Buffer, Carbonato de Potasio	3 GPT
XLW-56	Crosslinker o agente reticulante	3 GPT
AQUACON	Controlador de agua, RPM	40 GPT
GBW-12C	Enzima rompedora	0.5 GPT (66:1)

Figura A.23 Estado Mecánico Pozo E



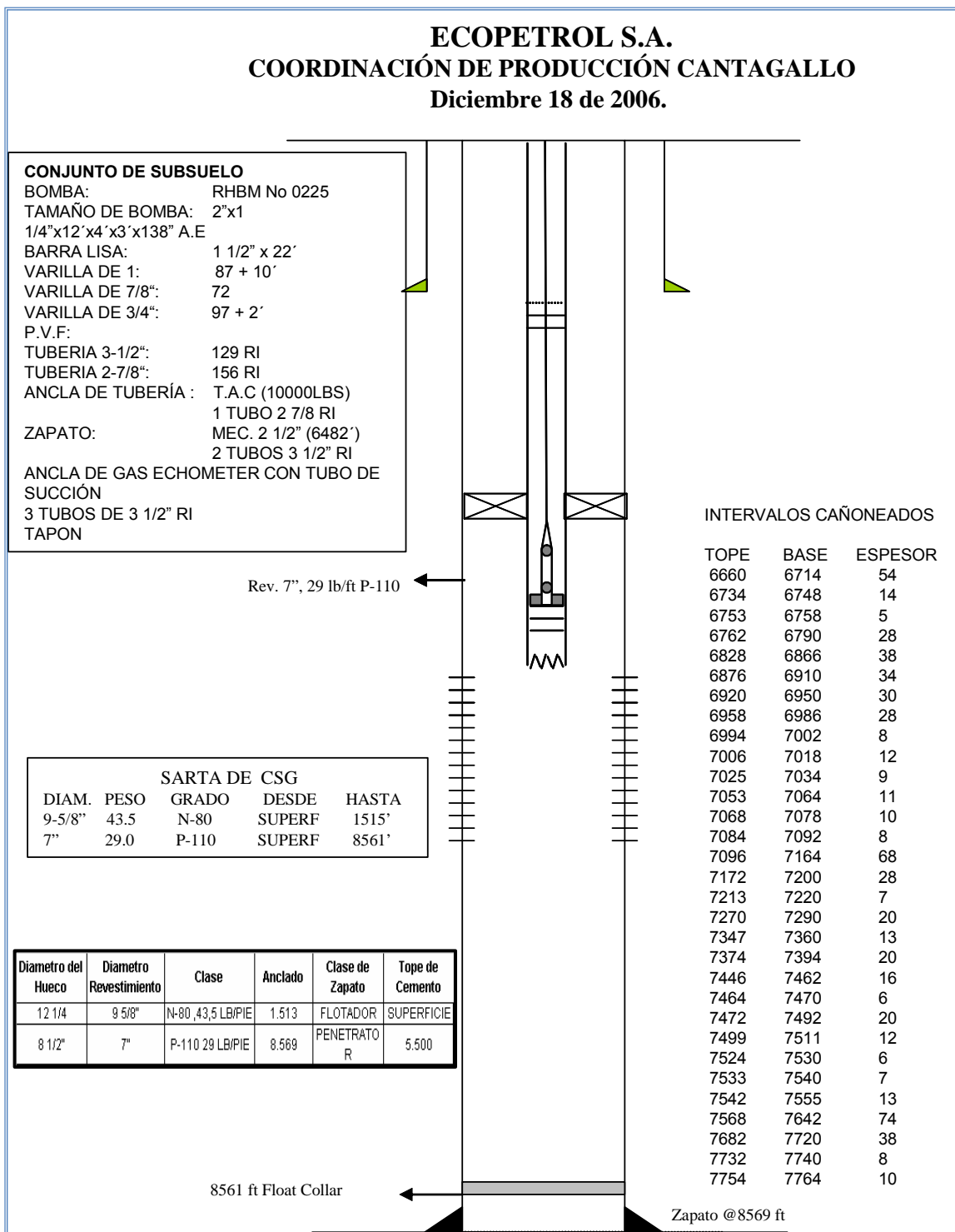
Fuente: Ecopetrol S.A

❖ **Pozo “F”.**

Se inició la perforación el 31 de marzo de 2006 y se terminó el 17 de abril de 2006, alcanzando una profundidad total medida de 8585.

El 17 Diciembre de 2006 se llevo acabo el fracturamiento hidráulico siendo este fallido y se procedió de la siguiente forma: Se sacó conjunto de bombeo mecánico. Se calibró revestimiento con Junk Mill de 5-15/15” y raspador, tocando fondo a 8430’. Se cambió fluido del pozo por salmuera de de NaCl al 2% (8.4 lpg). Se asentó retenedor Baker Modelo N-1 a 7410’. Se arenó hasta 7190’.. Con sarta de fracturamiento se tocó arena a 7288’ y se lavó hasta 7305’. Se efectuó limpieza de tubería con 8 bbls de varsol + 5 bbls de HCl, desplazados con 50 bbls de salmuera. Se probó tubería con 6500 psi. Se asentó y probó empaque Retrieomatic a 7222’, Al intertar efectuar el minifrac se observó comunicación a través del anular. Se reposicionó el empaque a 7337’ y a 7250’ y la comunicación persiste. Se saca y prueba el empaque por encima de las perforaciones y dio sello por lo que se abortó el trabajo de fracturamiento debido a que la comunicación debe ser a través del Wellbore.

Figura A.24 Estado mecánico pozo F



Fuente: Ecopetrol S.A