



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A REFRACTURAMIENTO
HIDRÁULICO A PARTIR DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD
ADIMENSIONAL EN EL ÁREA CARITO DISTRITO NORTE.**

**REALIZADO POR:
REYES YEJANS GERMAN ALEXANDER
C.I.: 17.665.558**

**Trabajo Especial de Grado Presentado como Requisito Parcial para Optar al
Título de:
INGENIERO DE PETRÓLEO**

MATURÍN, JUNIO DE 2010



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A REFRACTURAMIENTO
HIDRÁULICO A PARTIR DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD
ADIMENSIONAL EN EL ÁREA CARITO DISTRITO NORTE**

REALIZADO POR:

**REYES YEJANS GERMAN ALEXANDER
C.I:17.665.558**

REVISADO POR:

**Ing. Flores R. Miguel F.
C.I: 10467516
Asesor Académico**

**Ing. Arcia Luis
Asesor Industrial**

**Ing. Ortiz Jhon
Co Asesor Industrial**

MATURIN, JUNIO DE 2010



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A REFRACTURAMIENTO
HIDRÁULICO A PARTIR DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD
ADIMENSIONAL EN EL ÁREA CARITO DISTRITO NORTE.**

**REALIZADO POR:
REYES YEJANS GERMAN ALEXANDER
C.I.:17.665.558**

APROBADO POR

**Ing. FLORES R.MIGUEL F.
C.I.: 10.467.516
Asesor Académico**

**Ing. ARCIA LUIS
Asesor Industrial**

**Ing. ESPINOZA L. MARTHA R.
C.I.: 8.369.941
Jurado Principal**

**Ing. VEGA M. RUBEN D.
C.I.: 10.100.632
Jurado Principal**

MATURÍN, JUNIO DE 2010



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

RESOLUCIÓN

DE ACUERDO AL ARTÍCULO 41 DEL REGLAMENTO DE TRABAJOS DE GRADO DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE: “LOS TRABAJOS DE GRADO SON DE EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE Y SOLO PODRÍAN SER UTILIZADOS A OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN LO PARTICIPARÁ AL CONSEJO UNIVERSITARIO”.

ÍNDICE GENERAL

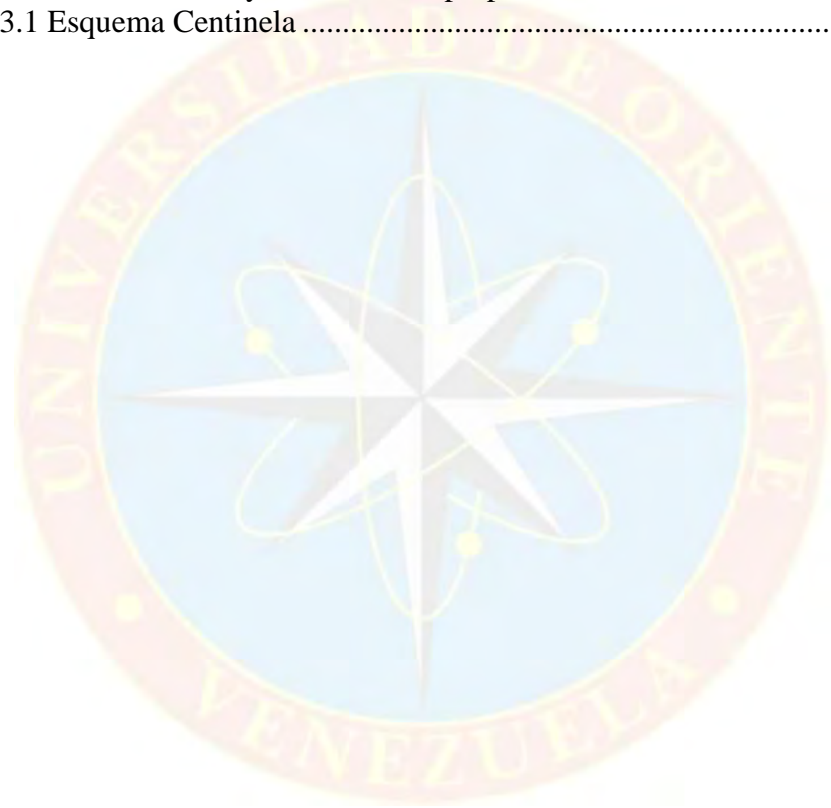
APROBADO POR:	iii
RESOLUCIÓN	iv
ÍNDICE GENERAL	v
LISTA DE FIGURAS	viii
LISTAS DE GRÁFICOS	ix
LISTA DE TABLAS	x
DEDICATORIA	xi
AGRADECIMIENTOS	xii
RESUMEN	xiii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	3
EL PROBLEMA	3
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	4
1.2.1 Objetivo General.....	4
1.2.2 Objetivos Específicos	4
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	4
CAPÍTULO II	6
MARCO TEÓRICO	6
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN	6
2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO.....	8
2.2.1 Ubicación Del área en Estudio	8
2.2.2 Ubicación Geológica	8
2.2.3 Límites	9
2.2.4 Geología Estructural.....	10
2.2.5 Estratigrafía Local	10
2.2.6 Caracterización de los Fluidos.....	13
2.3 BASES TEÓRICAS	14
2.3.1 Fracturamiento Hidráulico.....	14
2.3.1.2 Objetivos del Fracturamiento Hidráulico.....	16
2.3.2 Criterio para Fracturar	17
2.3.3 Daño a la Formación.....	17
2.3.3.1 Daños Durante la Perforación	20
2.3.3.2 Daños Durante la Cementación	22
2.3.3.3 Daños Durante las Operaciones de Completación/Reparación.....	23
2.3.3.4 Daños Durante la Producción	25
2.3.4 Ventajas de un Fracturamiento Hidráulico	26
2.3.5 Desventajas de un Fracturamiento Hidráulico	26
2.3.6 Aspectos del Fracturamiento Hidráulico	27

2.3.6.1 Condiciones Favorables:.....	27
2.3.6.2 Factores Críticos.....	27
2.3.7 Geometría de una Fractura	27
2.3.8 Clasificación de las Fracturas.....	29
2.3.9 Regímenes de Flujo.	30
2.3.10 Parámetros del Fracturamiento Hidráulico.....	30
2.3.10.1 Eficiencia.....	30
2.3.10.2 Propagación de la Fractura.....	31
2.3.10.3 Pérdida de Fluidos de Fractura.....	31
2.3.10.4 Conductividad de la Fractura Adimensional.....	31
2.3.11 Fluidos de Fracturamiento	33
2.3.12 Mecánica de Rocas y Fracturamiento Hidráulico	35
2.3.13 Esfuerzo de Cierre de una Fractura	37
2.3.14 Gradiente de Fractura	38
2.3.15 Tortuosidad.....	39
2.3.16 Agentes de Soporte.....	40
2.3.17 Declinación de Producción de los Yacimientos	41
2.3.18 Índice De Productividad Adimensional (Jd)	42
2.3.19 Número De Propante (<i>NPROP</i>).....	42
2.3.20 Curvas de Romero et al y Meyer-Jacob.....	43
2.4 Conceptos Básicos.....	45
CAPÍTULO III.....	47
MARCO METODOLÓGICO	47
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	47
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	47
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA	48
3.3.1 Población	48
3.3.2 Muestra	48
FECHA DE FRACTURA.....	49
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO	50
3.4.1 Análisis del Efecto de los Parámetros del Yacimiento y del Diseño de la Fractura Hidráulica en el Comportamiento de Producción Antes y Después del Tratamiento.....	50
3.4.2 Determinación de la Efectividad del Tratamiento de Fracturamiento Hidráulico en los Pozos del Area Carito, Mediante la Metodología del Índice de Estimulación, de Romero et al y Meyer-Jacob.....	52
3.4.3 Selección de los Posibles Pozos Candidatos a Refracturamiento Hidráulico, Basado en la Metodología Aplicada.....	52
3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS	53
3.5.1 Técnicas	53
3.5.1.1 Recolección de Datos.....	53
3.5.2 Instrumentos	54
3.5.2.1 Oil Field Manager (OFM).....	54

3.5.2.2 Centinela	55
3.6 RECURSOS	56
3.6.1 Humanos	56
3.6.2 Tecnológicos.....	56
3.6.3 Materiales y Bibliográficos	57
3.6.4 Recursos Económicos.....	57
CAPITULO IV	58
ANÁLISIS DE RESULTADOS	58
4.1 ANÁLISIS DEL EFECTO DE LOS PARÁMETROS DEL YACIMIENTO Y DEL DISEÑO DE LA FRACTURA HIDRÁULICA EN EL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANTES Y DESPUÉS DEL TRATAMIENTO	58
4.2 DETERMINACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DEL TRATAMIENTO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LOS POZOS DEL ÁREA CARITO, MEDIANTE LA METODOLOGÍA DEL ÍNDICE DE ESTIMULACIÓN, DE ROMERO Y MEYER-JACOB	70
4.3 SELECCIÓN DE LOS POSIBLES POZOS CANDIDATOS A REFRACTURAMIENTO HIDRÁULICO, BASADO EN LA METODOLOGÍA APLICADA.....	80
CONCLUSIONES.....	89
RECOMENDACIONES.....	90
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	91
APÉNDICES.....	93

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Ubicación del área de estudio campo Carito	9
Figura 2.2 Columna estratigráfica del campo Carito	12
Figura 2.3 Columna de fluido del campo El Carito	14
Figura 2.4 Esquema de un Fracturamiento Hidráulico en Formación	15
Figura 2.5 Caídas de presión en el flujo hacia un pozo	19
Figura 2.6 Geometría de una fractura	29
Figura 2.7 Índice de productividad adimensional en función de la conductividad adimensional y el número de propante.....	44
Figura 3.1 Esquema Centinela	55



LISTAS DE GRÁFICOS

Gráfico 4.1 Producción antes y después del tratamiento de cada pozo evaluado	60
Gráfico 4.2 Producción del pozo MUC-86 antes y después de la fractura hidráulica	61
Gráfico 4.3 Producción del pozo MUC-87 antes y después de la fractura hidráulica	62
Gráfico 4.4 Mejoramiento de productividad Vs Permeabilidad	66
Gráfico 4.5 Mejoramiento de productividad Vs Espesor.....	67
Gráfico 4.6 Gráfico del índice de productividad adimensional según Romero y Meyer Jacob.....	72
Gráfico 4.7 Relación del Cfd óptimo con respecto al Cfd real de cada pozo	75
Gráfico 4.8 Pozos fracturados dentro del JD óptimo	76
Gráfico 4.9 Distribución de los pozos dentro del J_D optimo en el mapa del Campo Carito.....	79
Gráfico 4.10 Análisis Boston IP VS Q_o	81
Gráfico 4.11 Análisis Boston IP VS ΔP	82
Gráfico 4.12 Análisis Boston ΔP VS Q_o	83
Gráfico 4.13 Análisis Boston K.H VS Q_o	84
Gráfico 4.14 sección estructural suroeste-noreste de los pozos MUC-58 y MUC-89	86
Grafico 4.15: Sección estructural suroeste-noreste del pozo MUC- 65 y MUC-64 ...	87

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1 Consecuencias de la invasión del filtrado del fluido de perforación.	22
Tabla 3.1 Pozos evaluados	49
Tabla 4.1 Datos de pozos evaluados	59
Tabla 4.2 IP antes y después del tratamiento	63
Tabla 4.3 Parámetros de yacimiento	65
Tabla 4.4 Comparativo del Rango de Permeabilidad e Índice de Productividad.....	67
Tabla 4.5 Comparativo de espesor e índice de productividad	68
Tabla 4.6 Parámetros de diseño de la fractura de cada pozo	69
Tabla 4.7 Condiciones de fractura	71
Tabla 4.8 Comparativo de conductividad de la fractura adimensional con índice de productividad.....	74
Tabla 4.9 Pozos dentro del rango óptimo del J_D	77
Tabla 4.10 Eficiencia del J_D	78
Tabla 4.11 Premisas para selección de pozos candidatos a refracturamiento.....	80
Tabla 4.12 Primer parámetro de escogencia de análisis Boston IP vs Q_o	81
Tabla 4.13 Segundo parámetro de escogencia de análisis Boston ΔP vs IP.....	82
Tabla 4.14 Tercer parámetro de escogencia de análisis Boston ΔP vs Q_o	83
Tabla 4.15 Cuarto parámetro de escogencia de análisis Boston $k \cdot h$ vs Q_o	84
Tabla 4.16 Posibles pozos candidatos a refractura.....	85
Tabla 4.17 Pozos candidatos a refracturamiento hidráulico.	88

DEDICATORIA

A Dios, por darme cada día la oportunidad de vivir, por darme su ayuda y fuerza necesaria para culminar mis estudios.

A mis queridos padres Germán Reyes y Migdalia Yejans por darme la vida, por ser tan especiales, por darme todo su apoyo, amor, estímulo, principios y valores, y sobre todo por ser mis guías y enseñarme que con perseverancia, paciencia y buena voluntad se pueden lograr los sueños y metas “ los quiero mucho..... Son lo más importante en mi vida”.

A mis Abuelos por ser tan Especiales que con sus consejos me iluminaron este largo camino, muy especialmente a mi Papa Ramón persona maravillosa que siempre soñaba este momento, lamentablemente no está físicamente conmigo, pero si espiritualmente..... Papa Ramón te dedico mi triunfo.

A mis Hermanos Queridos Diego y Germilli por ser parte de mi vida, por toda su buena fe para conmigo, son mi estímulo para seguir adelante los quiero mucho.

Este triunfo también es de ustedes, los amo a todos que DIOS los bendiga siempre.

Germán Alexander Reyes Yejans.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, gracias por acompañarme siempre en este hermoso viaje de la vida.

A mi casa de estudios la Universidad de Oriente, por haberme brindado la oportunidad de formarme como profesional.

A mis tíos, tías, primos y primas por confiar siempre en mí, por su valioso apoyo y consejos dados, también forman parte de este triunfo.

A mis amigos y compañeros Carlos “cool”, Danilo, José “el negro”, Carlis, Víctor, Mervic, Lesmary, Ali, Mary, José Luis “el enano”, Rosangela, Julio, María Emilia, Alfredo, La China, Lesky y a todos los que me aprecian y quieren y que de una u otra forma también me ayudaron a lograr mi meta.

A mis asesores Luis Arcia, Jhon Ortiz y Miguel Flores, por su apoyo y enseñanzas en la realización de este trabajo.

A los integrantes de la Gerencia de Yacimientos por hacerme sentir parte de su equipo especialmente a los ingenieros Mauro Martinez, Leman Lara, Ninoska Marcano y al equipo de monitoreo por darme su apoyo.

A la Gerencia de dato por toda su ayuda y apoyo, en general a la Empresa Petróleos de Venezuela, PDVSA, por darme la oportunidad de realizar este proyecto dentro de sus instalaciones.



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA.**

**SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A REFRACTURAMIENTO HIDRÁULICO
A PARTIR DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD ADIMENSIONAL EN EL ÁREA
CARITO DISTRITO NORTE.**

RESUMEN

REALIZADO POR:
Br. Reyes Y. German A
C.I. 17.665.558
MARZO de 2010.

ASESORES
ACADEMICO: Ing. Flores Miguel
INDUSTRIAL: Ing. Arcia Luis

El Campo Carito comprende los Yacimientos MUC-1, MUC-2 MUC-3 donde se encuentran ubicados los pozos estudiados. Con el objetivo de controlar los problemas de floculación de asfáltenos y producción de arena, se ha aplicado la técnica de fracturamiento hidráulico desde el año 1994 hasta la actualidad, donde se han realizado 70 trabajos de fracturamiento hidráulico, con alto porcentaje de trabajos no exitosos. Es por ello que surge la necesidad de aplicar una metodología para determinar el nivel de efectividad de los tratamientos de fracturamiento hidráulico en el campo Carito, por medio del análisis del índice de productividad adimensional, el cual involucra parámetros de los trabajos de fracturamiento realizados tales como masa, porosidad, permeabilidad y gravedad específica del propante, así como también ancho, alto y longitud de la fractura. En este trabajo se demostró la importancia del uso del índice de productividad adimensional J_d , ya que permitió estudiar de una manera sencilla y directa el comportamiento de los pozos luego del tratamiento de fractura hidráulica y así poder diagnosticar si los pozos fueron fracturados efectivamente. Luego de haber finalizado el estudio y de realizar los respectivos análisis requeridos para la selección de los posibles pozos candidatos a refractura, se puede concluir que del total de los pozos evaluados cuatro (4) fueron los que resultaron candidatos para el tratamiento de fractura hidráulica los cuales son: **MUC-16, MUC-64, MUC-95** y el pozo **MUC-117**.

INTRODUCCIÓN

El Campo Carito, pertenece al área operacionalmente conocida como Norte de Monagas, en el Distrito Punta de Mata, se encuentra ubicado al Oeste de la ciudad de Maturín, al norte del estado Monagas. Comprende los Yacimientos MUC-1 (Área Carito Central), MUC-2 (Área Carito Norte), MUC-3 (Área Carito Oeste), y SBC-10 (Área Carito Sur).

La profundidad alcanzada por los pozos de esta área varía desde 14000 pie (pozos al tope de la estructura) hasta aproximadamente 19000 pie (pozos ubicados en los flancos de las áreas profundas), y desde el punto de vista estratigráfico los campos del Norte de Monagas producen de las formaciones Naricual, San Juan y San Antonio.

Es importante destacar que la formación Naricual contiene el yacimiento con mayor producción en el norte de Monagas, con un espesor que varía entre 1500 y 1700 pie. Algunos de los pozos pertenecientes a este campo han presentado problemas de taponamiento, debido a la floculación, precipitación de asfáltenos, y producción de arena debido a los diferenciales de presión que afectan la integridad de la roca, lo que causa diferimiento de producción y sucesivos trabajos de limpieza.

Con el objetivo de controlar los problemas de floculación de asfáltenos y producción de arena, se ha aplicado la técnica de fracturamiento hidráulico desde el año 1994 hasta la actualidad, donde se han realizado 70 trabajos de este tipo en el Campo Carito, con porcentaje de trabajos no efectivos.

Es por ello, que surge la necesidad de aplicar una metodología para determinar el nivel de efectividad de los tratamientos de fracturamiento hidráulico en el campo

Carito, por medio del análisis del índice de productividad adimensional, el cual involucra parámetros de los trabajos de fracturamiento realizados tales como masa, porosidad, permeabilidad y gravedad específica del propante (agente de sostén o apuntalante), así como también ancho, alto y longitud de la fractura. Este trabajo tiene como finalidad seleccionar posibles pozos candidatos a refracturamiento hidráulico en el campo Carito, basados en la metodología del índice de productividad adimensional, con el fin de mejorar la productividad de los pozos del área.



CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Al norte del estado Monagas, se encuentra ubicado el Distrito Punta de Mata de la División de Oriente PDVSA, el cual está conformado por los campos Santa Bárbara y Pirital, Carito-Mulata y Muri, siendo en la actualidad una de las áreas de mayor importancia en Venezuela en cuanto a actividades de perforación y explotación de hidrocarburos.

Hoy en día la industria petrolera se ha visto en la necesidad de aplicar métodos de estimulación a los pozos petroleros, para así poder incrementar su producción y prolongar su vida útil. En este sentido, la industria ha extendido entre otras prácticas, la aplicación de la estimulación de pozos mediante la técnica de fracturamiento hidráulico, con el fin de optimizar la productividad de los pozos y sus condiciones operativas, además de mitigar problemáticas comunes e inherentes a la naturaleza de los yacimientos del área como la producción de arena y el taponamiento por asfáltenos.

En el área Carito se han realizado 70 trabajos de fracturamiento hidráulico de los cuales no todos los tratamientos realizados han sido exitosos, desde el punto de vista de producción, lo cual genera a la empresa una gran pérdida económica, es por ello que surge la necesidad de aplicar una metodología que involucra el análisis del índice de productividad adimensional para determinar el nivel de efectividad de los tratamientos de fracturamiento hidráulico, así mismo evaluar parámetros para el

diseño del tratamiento adecuado al pozo y seleccionar posibles candidatos a refracturamiento hidráulico.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo General

Seleccionar pozos candidatos a refracturamiento hidráulico a partir del índice de productividad adimensional en los pozos del área Carito Distrito Norte.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Analizar el efecto de los parámetros de yacimiento y de diseño de la fractura hidráulica en el comportamiento de producción antes y después del tratamiento.
- Determinar la efectividad del tratamiento de fracturamiento hidráulico en los pozos del área Carito, mediante la metodología del Índice de estimulación, de Romero y Meyer-Jacob.
- Seleccionar posibles candidatos a refracturamiento hidráulico, basado en la metodología aplicada.

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

El fracturamiento hidráulico representa una de las alternativas para disminuir las caídas de presión entre la formación y el pozo logrando así minimizar los problemas de asfáltenos en el fondo, y por ende se obtiene un aumento en la tasa de producción e incremento en el recobro.

El presente trabajo de investigación surgió de la necesidad que tiene la Gerencia de Yacimientos de mejorar la productividad de los pozos que se encuentran en el área Carito Distrito Norte a través del fracturamiento hidráulico, con la finalidad de obtener una mayor recuperación del petróleo, minimizando los problemas de taponamiento por asfáltenos.



CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Es importante destacar que en el área Carito, se han llevado a cabo diversas investigaciones con respecto a trabajos de fracturamientos hidráulicos en los yacimientos perteneciente a los campos Carito Mulata y Santa Barbara. Entre los cuales se tiene:

Velázquez, C. (1997). “Caracterización de Propiedades Geomecánicas en los Campos Santa Bárbara y Pirital, a través del Análisis de Minifrac y Fractura”. Trabajo de Grado, Universidad de Oriente. Anzoátegui. La investigación estableció una técnica para caracterizar las propiedades geomecánicas (Módulo de Young, Relación de Poisson y esfuerzo horizontal mínimo) de las rocas de los yacimientos de los campos Santa Bárbara y Pirital, a través de un análisis de los trabajos de fracturamiento hidráulico, utilizando modelos matemáticos y mapas de tendencia de dichas propiedades, a fin de mejorar los futuros diseños de fracturamientos hidráulicos. Entre las conclusiones más relevantes se tiene que de acuerdo a la complejidad geológica del área y a la resistencia mecánica de las formaciones, cada pozo presenta características propias, requiriendo un diseño de fractura acorde con sus requerimientos individuales. Además para optimizar el diseño original de fractura es necesario realizar la calibración de los datos obtenidos, a través de la Prueba de Minifrac con los resultados simulados. El estudio de los 8 pozos, permitió un ganancial en producción de 20 MBND, un costo de 11.8 MMMBs y un VPN de 50 MMMBs.

Verde, B. (2001): “Caracterización de los parámetros de diseño a través del comportamiento histórico de los trabajos de fracturamiento hidráulico en los campos Mulata y Carito”. Trabajo de grado. Universidad de Oriente - Monagas. Los trabajos de fracturamiento hidráulicos representan el método de estimulación de pozos predominante en los campos Carito y Mulata. Esto implicó la necesidad de ordenar, actualizar y caracterizar la información relacionada con los mismos. Por ello se creó una base de datos involucrando parámetros de diseño, ejecución y análisis de los trabajos realizados, a partir de la cual se caracterizan los parámetros de fracturas en aquellas zonas con mejores resultados. En este estudio, se evaluó el comportamiento de producción en el tiempo por pozo, luego se compararon las propuestas de fracturamiento con datos simulados post fractura, considerando variables del diseño, y finalmente la evaluación de la rentabilidad económica. Arrojando como conclusiones: (1) el uso de la técnica de fracturamiento hidráulico representa una factibilidad económica rentable en función del mejoramiento de la productividad del pozo, (2) el diseño óptimo de la fractura depende en alto grado de la información que se obtenga previa al trabajo de fracturamiento (Mini frac o Data frac), (3) la geometría de la fractura (alto, largo y ancho) proporciona resultados satisfactorios de acuerdo a las propiedades petrofísicas y litológicas de la zona. De acuerdo a la complejidad geológica del área y a la resistencia mecánica de las formaciones, cada pozo presenta características propias requiriendo un diseño de fractura acorde con sus requerimientos individuales. Con el análisis de este estudio se logró determinar que hubo un diferimiento de producción de 35 MBND.

RODRÍGUEZ, G. (2006). “Evaluación de los trabajos de fracturamiento hidráulico realizados por Halliburton de Venezuela a pozos del Distrito Norte de Monagas en el periodo 2004-2005”. Trabajo de grado publicado, Maturín, Monagas. En este trabajo se concluyó que las propiedades de las fracturas empacadas varían significativamente entre cada pozo, haciéndose énfasis que no existe un comportamiento típico, inclusive haciendo una agrupación de estos por campos.

También se pudo determinar que los pozos completados en yacimientos naturalmente fracturados, el incremento de producción logrado con un fracturamiento hidráulico en muchos casos supera en una medida considerable la producción esperada.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO

2.2.1 Ubicación Del área en Estudio

El área conocida operacionalmente como el Norte de Monagas, es una de las más importantes del oriente del país. Está ubicada en el estado Monagas, específicamente al Oeste de la ciudad de Maturín, siendo aledañas las poblaciones de El Furrial, Punta de Mata, Santa Barbara y El Tejero. La explotación del área del Norte de Monagas se inicia en 1987 en el campo El Furrial. Para el siguiente año, la explotación es dirigida hacia el Este de la zona, descubriéndose así los campos Carito, Mulata, Santa Barbara y Pirital.

Los campos Carito y Mulata comprenden los yacimientos MUC-1 (Área Carito Central), MUC-2 (Área Carito Norte), MUC-3 (Área Carito Oeste), y SBC-10 (Área Carito Sur). El yacimiento MUC-1 (área Carito-Central), ubicado en la parte Central-Este del Norte de Monagas con un área aproximada de 98 Km², está localizado específicamente 40 km al Oeste de la ciudad de Maturín.

2.2.2 Ubicación Geológica

El área Norte de Monagas está ubicada en el piedemonte de la cordillera de la costa, en el flanco Norte de la Cuenca Oriental de Venezuela y en la zona Centro-Este del país, formando una depresión estructural y sedimentaria denominada geosinclinal. Limita al Norte con el cinturón móvil de la Serranía del Interior Central y Oriental, al Sur con el Cratón de Guayana; al Este continúa por debajo del Golfo de Paria,

hundiéndose en el Atlántico, al Este de la Costa del Delta del Orinoco, incluyendo la parte situada al Sur de la cordillera septentrional de la isla de Trinidad; y al Oeste con el levantamiento de El Baúl y su conexión estructural con el Cratón de Guayana.

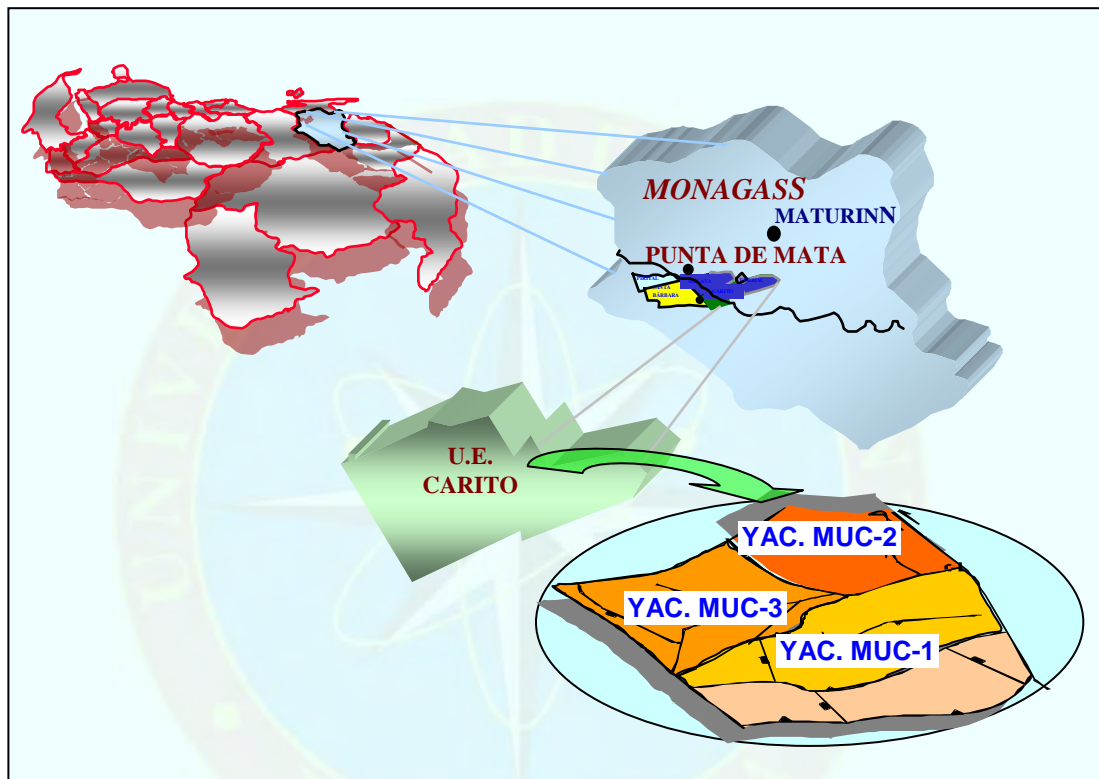


Figura 2.1 Ubicación del área de estudio campo Carito

Fuente archivo PDVSA

2.2.3 Límites

El Área Norte de Monagas limita al Norte con la cadena montañosa de la Serranía del Interior, al Sur por el alto de Tonoro, al Oeste por el sistema de fallas transcurrentes de Urica y al Este con el Grupo Tigre, formación productora de hidrocarburos ubicada en costa afuera (Océano Atlántico).

El sector oeste del campo Carito tiene como límite norte la falla inversa que lo separa del Yacimiento SBC-22E, al sur por la falla inversa cortada por los pozos MUC-5, MUC-20, y MUC-3, al oeste por una zona compleja de fallamientos que lo separa del Bloque Santa Bárbara, y al este por una falla inversa, la cual es evidenciada por los pozos MUC-29 y MUC-33 del Campo Mulata, sector Norte.

2.2.4 Geología Estructural

Referente al marco estructural, éste es de origen tectónico transcompresional relacionado a la colisión de la placa del Caribe con la Suramericana en la dirección NO-SE a partir del Oligoceno tardío.

Esto ha determinado una serie de rasgos principales en el área de estudio tales como: un gran anticlinal alargado en dirección este-oeste, dos grandes zonas de cizallamientos que divide el área en tres grandes bloques, dos grandes corrimientos de buzamiento norte que conforman los límites norte y sur de las acumulaciones de hidrocarburos.

Adicional a lo expuesto anteriormente, se produjeron una serie de fallamientos inversos y/o normales que hacen que los yacimientos del área muestren un alto grado de complejidad estructural.

2.2.5 Estratigrafía Local

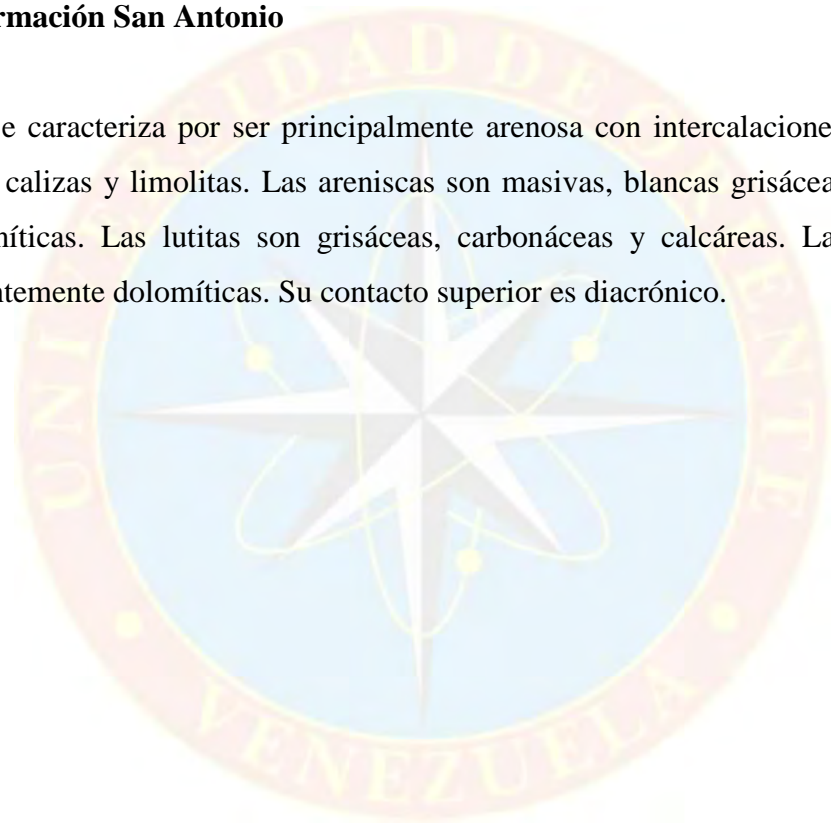
La Estratigrafía está representada por sedimentos que van desde el Cretáceo hasta el Pleistoceno, determinándose una discordancia entre el Pleistoceno y el Oligoceno. La formación productora de hidrocarburos está conformada, de mayor a menor edad, por las formaciones San Juan y San Antonio, pasando en concordancia a la formación Carapita.

- **Cretáceo**

Las rocas cretáceas en el subsuelo y afloramiento del Norte de Monagas comprenden un ciclo sedimentario representado por facies arenosas de plataforma y talud con relaciones estratigráficas muy complejas.

- **Formación San Antonio**

Se caracteriza por ser principalmente arenosa con intercalaciones delgadas de lutitas, calizas y limolitas. Las areniscas son masivas, blancas grisáceas, calcáreas y glauconíticas. Las lutitas son grisáceas, carbonáceas y calcáreas. Las calizas son frecuentemente dolomíticas. Su contacto superior es diacrónico.



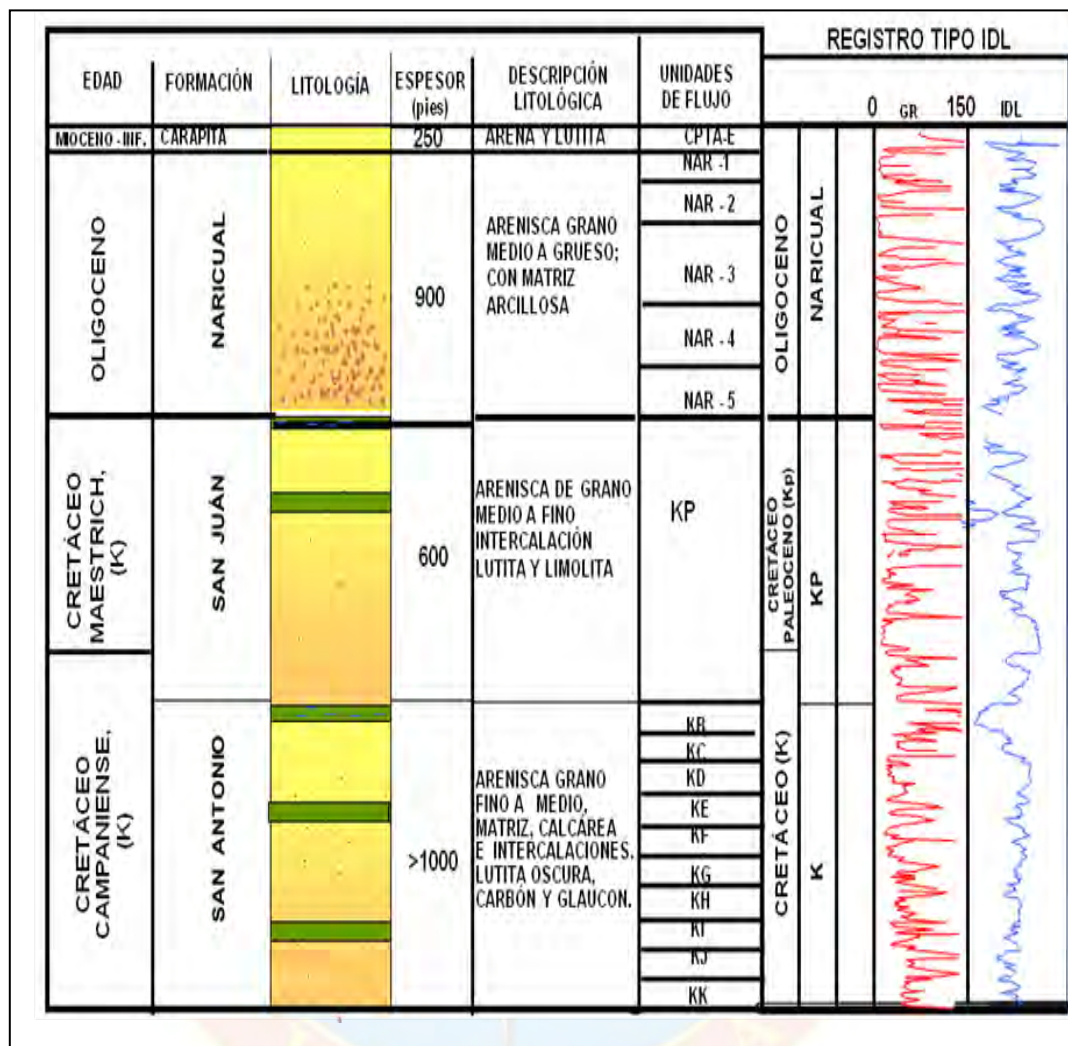


Figura 2.2 Columna estratigráfica del campo Carito

Fuente archivo PDVSA

- **Formación San Juan**

Esta formación representa el último horizonte Cretáceo y está constituida típicamente por areniscas masivas casi sin interrupciones. Presentan buena porosidad, son de grano fino a grueso, ocasionalmente arcillosas, calcáreas, ligeramente glauconíticas, friables y con pequeñas intercalaciones de lutitas oscuras. Son frecuentes las capas delgadas de areniscas dolomíticas.

El ambiente de sedimentación se interpreta como marino profundo demostrado por la micro fauna bentónica encontrada. Su contacto superior es concordante.

2.2.6 Caracterización de los Fluidos

El sistema de fluidos de este yacimiento presenta una variación de propiedades termodinámicas con la profundidad, el yacimiento no presenta ningún contacto gas-petróleo definido. Contiene, distribuido de arriba hacia abajo, gas condensado, petróleo volátil, liviano y mediano.

El campo produce petróleo con gravedades API, variando desde 21 a 35°. El punto medio de equilibrio del yacimiento (datum) se estimó en 14040 p.b.n.m, con una presión original de 12260 lpca. La zona de transición de gas a petróleo es una banda de 150-200 pies aproximadamente, conteniendo un flujo crítico, donde la densidad y la viscosidad del gas son similares a las del petróleo.

El mecanismo de producción predominante en el yacimiento es el de la expansión de la roca y de los fluidos y empuje de la capa de gas. En este tipo de yacimiento, para obtener el mayor recobro de hidrocarburos, la presión de yacimiento debe mantenerse por encima de la mínima de rocío (en este caso 7000 lpca). Para así evitar una pérdida de petróleo condensado debida a una condensación retrógrada (formación de líquidos en el yacimiento) así como a depósitos de asfáltenos en la roca.

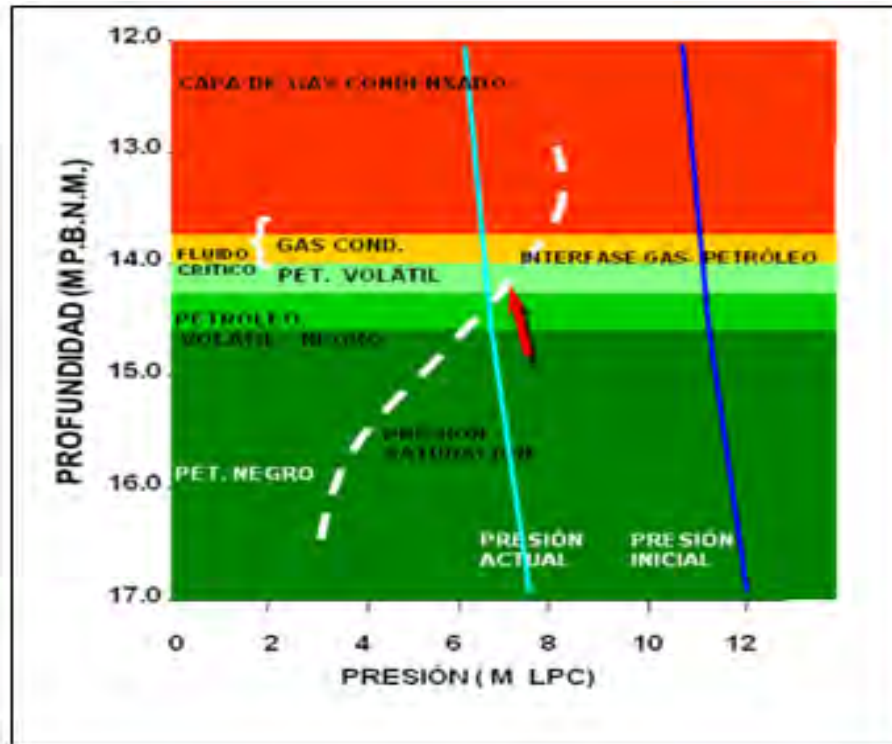


Figura 2.3 Columna de fluido del campo El Carito

Fuente archivo PDVSA

2.3 BASES TEÓRICAS

2.3.1 Fracturamiento Hidráulico

El Fracturamiento hidráulico es el proceso de inyectar fluido en un pozo para crear esfuerzos tensionales en una formación expuesta a la presión del fluido, de tal manera que los esfuerzos locales creados excedan la resistencia a la tensión de la roca. Luego se procede a llenar la fractura creada con un agente de soporte, de forma de no permitir cerrarse por completo al cesar el bombeo, creándose un canal para la producción de fluidos, con este proceso de estimulación se crea un canal altamente conductivo para el transporte de fluido desde el yacimiento al pozo, a fin de obtener

una mayor recuperación de petróleo e incrementar la vida del yacimiento tal como se observa en la figura N° 2.4.

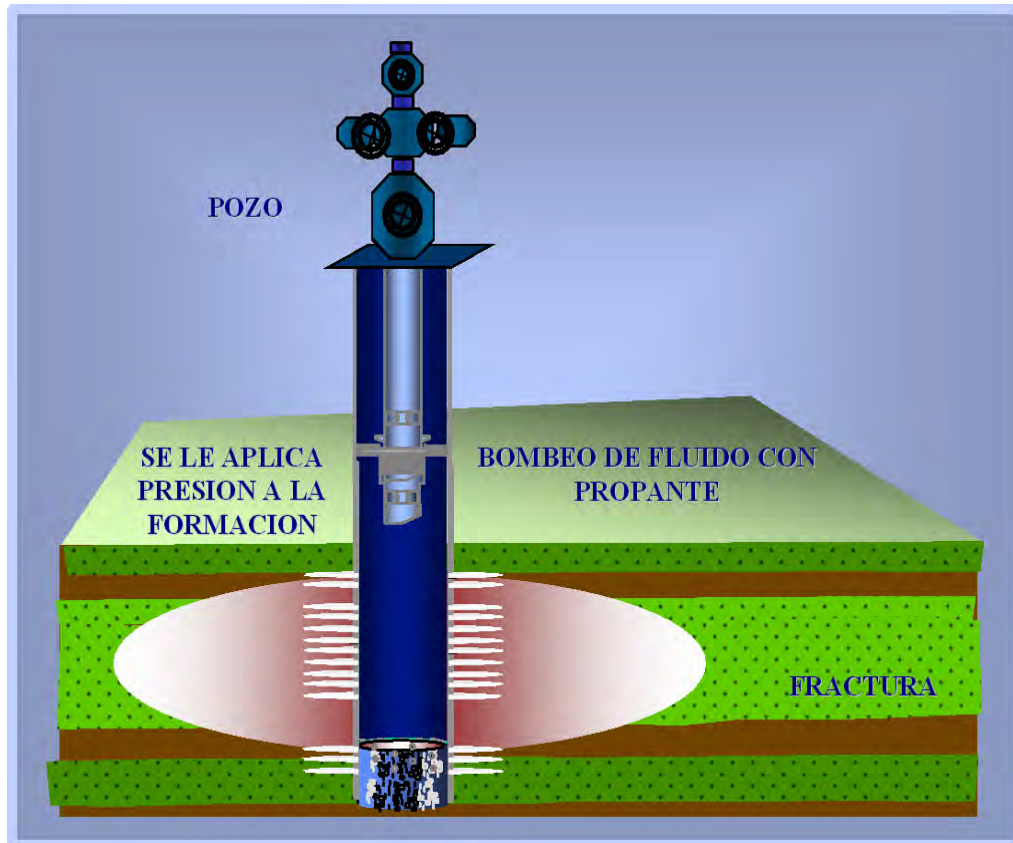


Figura 2.4 Esquema de un Fracturamiento Hidráulico en Formación

Fuente archivo PDVSA

El tratamiento de fractura hidráulica ayuda a minimizar los problemas de taponamiento por producción de arena y asfáltenos. Este proceso puede aumentar la productividad de un pozo de ocho a diez veces al compararla con la productividad del pozo no tratado y también es utilizado para cambiar el patrón de flujo de fluido desde el yacimiento al pozo.

El fracturamiento hidráulico, es usado en formaciones las cuales presentan problemas de arenamiento y precipitación de asfáltenos, en formaciones con baja permeabilidad, en formaciones muy dañadas, con el fin de corregir y controlar estas situaciones. Otras razones por las cuales se fracturan son las siguientes: para incrementar su producción o incrementar su inyectividad.

2.3.1.2 Objetivos del Fracturamiento Hidráulico

Dentro de los objetivos perseguidos al aplicar este proceso a un pozo petrolífero se encuentran:

- Incrementar el área efectiva de drenaje de un pozo, mediante la generación de canales altamente conductivos.
- Aumentar la productividad del pozo.
- Reducir los diferenciales de presión a nivel de fondo del pozo, disminuyendo el daño de la formación.
- Optimizar el número de pozos a perforar.
- Disminuir la caída de presión en la matriz al romper la convergencia radial.
- Disminuir el número de pozos necesarios para drenar un área.
- Controlar la producción de arena, depositación de asfáltenos, parafinas y escamas.
- Retardar el efecto de conificación del agua al disminuir la caída de presión.
- Comunicar la totalidad de la arena productiva.
- Comunicar y explotar las reservas no explotadas y/o ineficientemente explotadas.

- Mejorar el régimen de inyección establecido, en el caso de pozos inyectoros.

2.3.2 Criterio para Fracturar

Los pozos candidatos a fractura en el Norte de Monagas se han seleccionado por alguna de las siguientes causas o por la combinación de ellas:

- Pozos con baja capacidad de flujo.
- Pozos con alto daño a la formación, las cuales no han podido ser removidos, a través de estimulaciones matriciales.
- Pozos con alto riesgo para la producción de arena y asfáltenos.

2.3.3 Daño a la Formación

Se llama así a cualquier restricción al flujo de fluidos en el medio poroso causada por la reducción de la permeabilidad en la vecindad del pozo, por la producción de fluidos o por la introducción de fluidos al mismo durante la perforación, terminación y/o rehabilitación. Esto causa una disminución en la producción del pozo y hasta la interrupción de la misma.

Es conveniente distinguir entre baja tasa de producción y bajo índice de productividad. La baja tasa de producción en un pozo puede ser causa de defectos en el sistema de levantamiento o en el diseño de las tuberías, mientras que el índice de productividad de un pozo debe ser analizado comparándolo con pozos vecinos completados en el mismo yacimiento, o con el que el mismo pozo tenía al principio de su vida productiva. Para analizar el índice de productividad hay que medirlo, y si se encuentra que es anormalmente bajo se debe distinguir entre una baja capacidad de flujo del yacimiento y restricciones al flujo en las cercanías del pozo. Para ello hay

que realizar pruebas de restauración de presión para hallar la presión del yacimiento, la presión de fondo del pozo, la capacidad de flujo y el factor de daño (S).

El índice de productividad se define como la tasa de producción que aporta un pozo por unidad de caída de presión entre el yacimiento y éste, como sigue:

$$J = \frac{Q}{P_e - P_{wf}} \quad (2.1)$$

Donde:

Q: tasa de producción [BPD]

P_e : presión estática del yacimiento [lpc]

P_{wf} : presión de fondo fluyente del pozo [lpc]

La tasa de producción para estado seudo estabilizado viene dada por la ecuación de Darcy para flujo radial, como sigue:

$$Q = \frac{0,00708Kh(P_e - P_{wf})}{\mu B_o [Ln(r_e / r_w) + S]} \quad (2.2)$$

Donde:

K: permeabilidad efectiva al flujo [md]

h: espesor de la zona [pie]

μ : viscosidad del petróleo [cPs]

B_o : factor volumétrico del petróleo [BY/BN]

r_e : radio de drenaje del pozo [pie]

r_w : radio del hoyo [pie]

Hay diversos factores que influyen en la productividad de un pozo. Es de sumo interés descartar factores tales como baja presión del yacimiento, baja permeabilidad natural y defectos mecánicos y de levantamiento, para distinguir si la causa es que el

yacimiento mismo posee una baja capacidad de aportar fluidos o si existe una restricción al flujo en la zona del yacimiento más cercana a la cara del pozo. Esta restricción es la que se conoce como daño, es denotada en la ecuación 2.2 con la letra S y es un parámetro adimensional. El sentido físico del parámetro S se muestra en la figura 2.5.

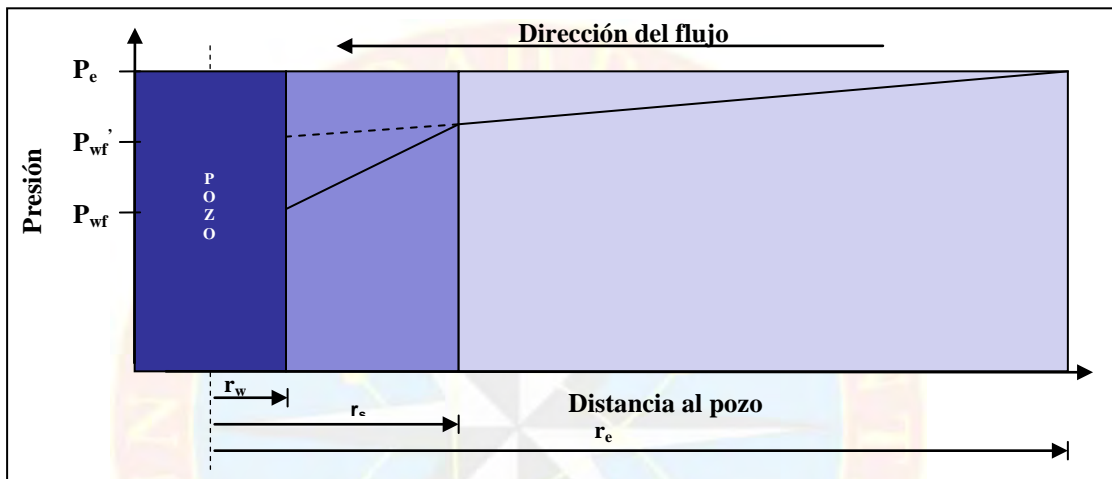


Figura 2.5 Caídas de presión en el flujo hacia un pozo

Fuente archivo PDVSA

El fluido se desplaza desde el límite del área de drenaje (r_e), donde la presión es igual a la presión promedio del yacimiento (P_e), hacia el pozo y sufre por tanto una caída de presión aproximadamente lineal.

Si no existiera una condición de daño, este comportamiento debería mantenerse desde el límite del área de drenaje del pozo hasta él, en donde se tendría una presión de fondo fluyente igual a P_{wf}' . Sin embargo, la condición de daño siempre está presente en un pozo a menos que se encuentre estimulado, condición para la cual se tiene un valor de S menor a cero. Por el efecto del daño existe una caída de presión adicional desde una distancia r_s (radio promedio de la zona dañada) hasta el pozo, por lo que la presión de fondo se ve reducida a P . Mientras más alto sea el valor de S mayor será la caída de presión adicional que se tendrá en un pozo.

A través del análisis de numerosos problemas de daños a formaciones se ha llegado a la conclusión de que éste se encuentra asociado bien sea a la migración de sólidos finos o a reacciones químicas diversas. Para evitarlo es necesario realizar un diseño apropiado de los fluidos a utilizar en cada operación que se vaya a llevar a cabo, además de hacer pruebas previas de compatibilidad química y estrictos controles de calidad de las propiedades físicas y químicas de dichos fluidos durante la operación.

2.3.3.1 Daños Durante la Perforación

El fluido de perforación consta de una fase sólida y una líquida, y los daños que causa pueden ser ocasionados por el filtrado de la fase líquida y por invasión de sólidos en el medio poroso.

Los fluidos de perforación están formulados con el objeto de alcanzar la profundidad programada en forma rápida, segura y económica, y una de las principales preocupaciones del perforador es el control de las presiones de las formaciones que se vayan atravesando.

El proceso de perforación altera la condición del equilibrio fisicoquímico, de esfuerzos y termodinámico que existe entre la roca, sus minerales constituyentes y los fluidos que la saturan. El diferencial de presión necesario para controlar las presiones de los yacimientos atravesados induce la invasión de partículas sólidas del fluido de perforación y del filtrado del líquido en la región cercana al pozo.

- Invasión de los sólidos del fluido de perforación. Este tipo de invasión disminuye la productividad del pozo en dos formas principales:
- Taponamiento de las gargantas porales por formación de revoques internos.

- Incremento de la presión capilar al reducir el radio de los poros.

El medio poroso actúa como un filtro y, por lo tanto, las partículas sólidas pueden invadirlo, dependiendo de su tamaño, del diámetro promedio de las gargantas de los poros y de la presión diferencial aplicada. Dependiendo del tamaño, las partículas pueden formar un revoque interno en las cercanías de la cara expuesta al flujo, o invadir profundamente el medio, si son mucho menores que el diámetro promedio de garganta. Asimismo, hay que considerar la concentración de sólidos en el fluido de invasión, ya que aun cuando sean muy pequeños, si la concentración es muy alta, podrán formar puentes en cualquier estrechamiento del poro y reducir la permeabilidad.

- Invasión del filtrado del fluido de perforación.

La filtración de la fase líquida de un fluido de perforación hacia el medio poroso ocurre de tres formas: debajo de la mecha de perforación, durante la circulación del fluido (filtración dinámica) y cuando el fluido no está circulando (filtración estática).

Es importante que los fluidos de perforación tengan el menor filtrado posible para minimizar la invasión a la formación. La filtración depende, en gran medida, de la capacidad del fluido de formar un revoque consistente e impermeable contra la cara del medio poroso, para controlar el filtrado.

La fase líquida contiene sustancias químicas diseñadas para cumplir los propósitos adecuados en el fluido; así, el fluido contiene sustancias alcalinas para controlar el pH, dispersantes para evitar la agregación de las partículas sólidas, cierto porcentaje de hidrocarburos, lubricantes y, en el caso de los fluidos emulsionados, surfactantes para mantener la estabilidad de la emulsión y para obligar a los sólidos a ser mojados por la fase de aceite, además de cierta cantidad de sales disueltas.

Las consecuencias indeseadas que pueden ocasionar cada una de estas sustancias cuando filtren al medio poroso son las siguientes:

Tabla 2.1 Consecuencias de la invasión del filtrado del fluido de perforación.

OCURRENCIA	CONSECUENCIAS
Cambio en la saturación de fluidos en el medio poroso	Cambios en las permeabilidades relativas
	Bloqueos por agua
	Debilitamiento de la matriz de la roca
Invasión de surfactantes	Alteración de la mojabilidad
	Incremento en la movilidad de las partículas finas
	Cambios en la tensión interfacial
	Formación de emulsiones
Cambios en el ambiente iónico (salinidad, contraste de salinidad, cationes, pH)	Hinchamiento de arcillas
	Migración de partículas finas y arcillas
	Precipitación mineral por intercambio iónico

2.3.3.2 Daños Durante la Cementación

La invasión de sólidos durante esta operación es aún objeto de discusión, ya que el tamaño promedio de las partículas de cemento es generalmente mayor que el diámetro promedio de los poros, aun en formaciones de muy alta permeabilidad. Sin embargo, durante las operaciones de cementación forzada o si hay una pérdida de circulación durante la cementación primaria, existe la posibilidad de forzar sólidos hacia la formación, pero en forma de una fractura, no de invasión en el medio poroso.

Por otra parte, la invasión de filtrado sí constituye un problema durante las cementaciones; en primer lugar, para facilitar la remoción del fluido de perforación y del revoque se bombean lavadores químicos por delante del cemento, los cuales no tienen control de la pérdida de filtrado. Estos lavadores, en forma general, tienen propiedades dispersantes y pueden ser de cualquier PH, desde moderadamente ácidos hasta alcalinos, siendo casi todos hechos con base acuosa. El filtrado de estos lavadores puede reaccionar con los minerales y fluidos de la formación produciendo desestabilización de arcillas, migración de partículas finas, cambios de mojabilidad, cambios en la saturación de fluidos alrededor del pozo, entre otros.

Detrás del lavador químico se bombea un espaciador, el cual está diseñado para separar físicamente la lechada de cemento del fluido de perforación. Estos espaciadores, por el contrario, tienen buen control de filtrado. En casos extremos, las pérdidas de circulación producidas durante las operaciones de cementación pueden poner en peligro al pozo. Las soluciones comúnmente aceptadas, tales como la reducción de la densidad de la lechada, la limitación de la caída de presión por fricción durante el bombeo, o la ejecución de operaciones de cementación por etapas, no siempre funcionan.

Las operaciones de cementación recientes que incorporan fibras avanzadas, químicamente inertes, demuestran que para mitigar los problemas de pérdidas de circulación no es necesario comprometer los trabajos de cementación ni la calidad de la lechada o del cemento fraguado.

2.3.3.3 Daños Durante las Operaciones de Completación/Reparación

Se origina por la invasión de fluidos hacia el pozo, debido a los altos sobre balances de presión que se utilizan, como medida de seguridad, o por desconocimiento de la verdadera presión del yacimiento. Los fluidos usados en este

tipo de operaciones son, en general, fluidos de alta concentración de sales que pueden contener algún polímero para poder sostener sólidos, inhibidores de corrosión y surfactantes.

La penetración de agua en la formación puede causar bloqueo por agua al disminuir la permeabilidad relativa a los hidrocarburos, el cual se incrementa si hay arcillas presentes. Además, las sales disueltas pueden reaccionar químicamente con los fluidos presentes en la formación y, en algunos casos, con los minerales.

Hay tendencia a formar emulsiones entre el agua introducida y el petróleo presente, estabilizadas por partículas finas. También puede haber reacciones entre la salmuera que se filtra a la formación y el filtrado del fluido de perforación que ocupa el espacio alrededor del pozo, lo que generalmente trae como consecuencia la formación de emulsiones.

El proceso de cañoneo es importante en esta fase. La intención al cañonear es producir una entrada de fluidos desde el yacimiento hasta el pozo y pasar más allá de la zona invadida por los filtrados y sólidos introducidos a la formación en operaciones anteriores.

Existen dos modalidades de cañoneo: el cañoneo en sub-balance y el cañoneo en sobre balance. Si se hace en sobre balance, el diferencial de presión, que se encuentra a favor de la columna de fluido, introducirá filtrado y sólidos en el túnel de la perforación recién abierta. Si se realiza en sub-balance, con el diferencial de presión a favor del yacimiento, se le da a éste la oportunidad de fluir, aunque sea por corto tiempo, y expulsar parte de los elementos extraños que lo han invadido previamente. En cualquiera de los dos casos, hay que tomar en cuenta el efecto que el disparo tiene sobre la matriz de la roca. La carga explosiva crea una zona resquebrajada y altamente comprimida alrededor de la perforación, cuya

permeabilidad puede ser sólo del 10% al 20% de la permeabilidad de la formación, y parte de las perforaciones colapsan debido a la concentración de los esfuerzos alrededor del pozo. En la mayoría de los casos, sólo el 50% de las perforaciones de un pozo son capaces de transportar fluidos.

Otra fuente de daño en las operaciones de completación y rehabilitación es la práctica de controlar el pozo una vez cañoneado, para permitir sacar la sarta de trabajo y bajar la sarta de producción.

Mientras se realiza esta actividad se debe controlar el pozo con un fluido de densidad suficiente para evitar una posible arremetida; éste puede invadir de nuevo la formación y causar daños.

2.3.3.4 Daños Durante la Producción

Los daños más frecuentes observados durante la vida productiva de un pozo son:

- Migración y taponamiento por partículas finas en el área crítica alrededor del pozo.
- Precipitación de sustancias inorgánicas (carbonatos, sulfatos) al cambiar las condiciones de presión y temperatura.
- Precipitados orgánicos (parafinas y asfáltenos)
- Producción de arena debida a altas velocidades de flujo producidas por altas presiones diferenciales en el radio crítico del yacimiento alrededor del pozo. Este efecto puede producirse también al iniciarse la producción de agua, ya que

ésta arrastra el material cementante en forma de partículas finas, reduciendo la resistencia mecánica de la roca.

Colapso de los poros por alta presión diferencial, o por agotamiento de la presión del yacimiento, haciendo que actúen esfuerzos tectónicos.

2.3.4 Ventajas de un Fracturamiento Hidráulico

La realización de un trabajo de fracturamiento hidráulico trae consigo una gran variedad de reacciones, tanto favorables como desfavorables.

- Disminuye la velocidad del flujo en la cara de la formación.
- Disminuye el número de pozos necesarios para drenar un área.
- Retarda el efecto de conificación de agua, al disminuir la caída de presión.
- Reduce la necesidad de perforar pozos horizontales.
- Disminuye la caída de presión al romper la convergencia radial.

2.3.5 Desventajas de un Fracturamiento Hidráulico

- Altos costos operacionales.
- Posibilidad de conectar zonas indeseables en el pozo.

2.3.6 Aspectos del Fracturamiento Hidráulico

2.3.6.1 Condiciones Favorables

- Formaciones con historia de producción de arena.
- Yacimientos con problemas de conificación de agua.
- Yacimientos que exhiben daño a la formación causada por los fluidos de perforación y/o completación.
- Pozos que han perdido productividad.
- Altas velocidades de flujo en la cara de la formación.

2.3.6.2 Factores Críticos

- Redistribución convectiva de las etapas de fluido de diferente densidad, cuando están cargadas con agente de soporte.
- Tortuosidad cerca del pozo, que limita la colocación adecuada del agente de soporte.
- Altas presiones netas dentro de la fractura, reduciendo la efectividad de las barreras de contención de la fractura.

2.3.7 Geometría de una Fractura

El crecimiento y propagación de la fractura (Figura N° 2.6), ocurre durante el proceso de inyección del PAD (fluido bombeado inicialmente para producir la fractura y abrirla lo suficiente para colocar el agente sostén).

La geometría del diseño en una fractura es afectada por diversos factores:

- Propiedades de la roca: permeabilidad, porosidad, tipo de roca.
- Geometría de la roca (esfuerzos máximos y mínimos)
- Propiedades del fluido de formación.
- Tasa de inyección del fluido fracturante.
- Volumen del fluido inyectado.
- Pérdida de fluido en el medio poroso.

Se han realizado gran cantidad de experimentos de laboratorio y de campo donde se ha estudiado el comportamiento de las fracturas, obteniendo como factores importantes en su desarrollo las siguientes condiciones:

Orientación: la fractura o rompimiento de la roca se produce siempre en sentido perpendicular al de menor tensión. Esto ha sido comprobado en condiciones de pozo abierto o entubado, con perforaciones helicoidales o alineadas en una o dos filas opuestas.

Forma: se ha comprobado experimentalmente que la forma de la fractura, cuando se le permite crecer libremente, puede ser circular o elíptica. En el caso (circular), se produce cuando el ingreso de fluido a la fractura es a través de un punto, y en el segundo caso (elíptica) se produce cuando el fluido fracturante ingresa a la fractura a través de una línea.

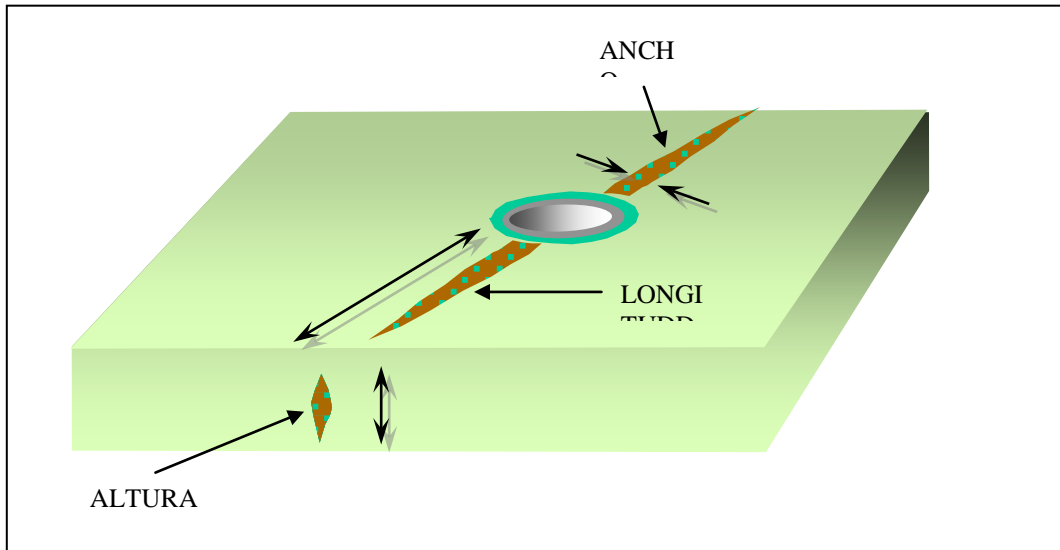


Figura 2.6 Geometría de una fractura

Fuente archivo PDVSA

2.3.8 Clasificación de las Fracturas

La longitud y conductividad de la fractura depende de la permeabilidad de la formación y del área de drenaje, según estos parámetros se clasifican en:

Fracturas cortas de alta conductividad: son necesarias en formaciones de alta permeabilidad.

Fracturas largas: son necesarias en formaciones de baja permeabilidad.

Fracturas ultra corta, empacadas: son necesarias en las formaciones de areniscas no consolidadas.

2.3.9 Regímenes de Flujo.

El régimen de flujo está definido por la combinación del efecto de gravedad y del efecto de viscosidad. Los diferentes modelos de regímenes de flujo para pozos fracturados hidráulicamente con periodos sucesivos separados por transición son:

Flujo bilineal: si la fractura no tiene una conductividad tan alta, su efecto en el flujo debe ser considerado.

Flujo lineal: en pozos fracturados hidráulicamente, el flujo puede ser lineal tanto en la fractura como en la formación. Si la fractura tiene alta conductividad, el factor dominante del flujo será el flujo desde la formación a la fractura, porque la caída de presión en la fractura puede ser despreciada.

Flujo radial: El yacimiento produce a través de su porosidad natural. El flujo converge hacia el centro del pozo.

2.3.10 Parámetros del Fracturamiento Hidráulico

Los parámetros del fracturamiento hidráulico son: eficiencia, propagación de la fractura, pérdida de fluidos de fractura y conductividad.

2.3.10.1 Eficiencia

La eficiencia de fluido fracturante es gobernada por dos factores:

- Pérdida de fluido fracturante en la formación (definido por la permeabilidad)
- Tiempo de bombeo o duración del fracturamiento (definido por la tasa de bombeo)

2.3.10.2 Propagación de la Fractura

Una vez aplicada la presión hidráulica a la formación para originar una falla o fractura se requiere continuar su aplicación para extenderla más allá del punto de rotura. Esta presión adicional, se denomina presión de propagación. Teóricamente se han identificado algunos factores capaces de afectar la propagación de la fractura entre los cuales se citan: la variación de los esfuerzos en sitio existente en las diferentes capas de la roca, el espesor efectivo de la formación en la proximidad de la fractura, variación de las propiedades mecánicas de la roca (modulo de Young, Relación de Poisson y otras), la presión ejercida por los fluidos durante el fracturamiento, la variación de la presión de poro de una a otra y los esfuerzos locales (comportamiento de las capas de roca adyacentes en presencia de los esfuerzos) al dominar la geometría de la fractura (altura, longitud y ancho)

2.3.10.3 Pérdida de Fluidos de Fractura

Para el cálculo de la geometría de fractura, se utilizan ecuaciones relacionando las propiedades de las rocas, los fluidos del reservorio, los fluidos fracturantes y el caudal de inyección. Es importante calcular el caudal filtrado a la formación el cual está determinado por el coeficiente “C” de pérdida de filtrado total del fluido de fractura.

2.3.10.4 Conductividad de la Fractura Adimensional

Es una medida de la capacidad de flujo y comúnmente se expresa en mD-pie. Sin embargo, la conductividad de una fractura es la propiedad definida como el producto de la fractura apuntalada por la permeabilidad del agente de sostén dentro de la fractura, expresada adimensionalmente.

Este parámetro es de suma importancia para el éxito de una operación, porque de este depende, en parte, el índice de productividad. En yacimientos de alta permeabilidad, es más importante la conductividad de la fractura a su longitud empaquetada.

Lo contrario ocurre en yacimientos de baja permeabilidad.

$$C_f = \frac{K_f \cdot w_f}{\pi \cdot K \cdot x_f} \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Donde:

C_f : conductividad adimensional de la fractura.

K : permeabilidad del yacimiento [mD]

x_f : longitud de un ala de la fractura [pie]

K_f : permeabilidad de la fractura [mD]

w_f : ancho promedio de la fractura [pies]

π : número pi (3,14159)

El ancho de fractura empaquetada depende de la permeabilidad, el espesor de la arena, la tasa de bombeo y la concentración del agente sostén en la región fracturada.

El factor de conductividad adimensional, está relacionado directamente a la productividad del pozo, mientras mayor sea el valor de C_{fd} , mayor será el potencial de producción.

$$C_{fd} = \frac{K_f \cdot W}{K \cdot X_f} \quad (\text{Ec. 2.4})$$

Donde:

K_r = permeabilidad de la fractura (md).

W = ancho de fractura (pie).

K = permeabilidad de la formación (md).

X_f = Longitud de fractura (pie).

FCD = 1 La capacidad de flujo de la fractura es igual a la del yacimiento.

FCD < 1 Indica que la fractura está limitando la capacidad de flujo del yacimiento.

FCD > 1 Significa que la fractura mejora la productividad.

2.3.11 Fluidos de Fracturamiento

Para un óptimo trabajo de fracturamiento hidráulico, los fluidos de trabajo (fluidos de fracturamiento), deben contar con las siguientes características:

- 1.- Ser compatibles con los fluidos propios de la formación.
- 2.- La preparación en el campo debe ser simple y fácil.
- 3.- Estables a las variaciones de presión y temperaturas.
- 4.- Capacidad para suspender y transportar el material de soporte dentro de la fractura.
- 5.- Fácilmente removibles de la formación.
- 6.- Baja presión de fricción para evitar pérdida de energía.
- 7.- Deben ser económicos.
- 8.- Controlar la pérdida de fluidos de la formación.
- 9.- Excelente reología para lograr la viscosidad óptima a la temperatura de formación.

Básicamente existen varios tipos de fluidos usados en el fracturamiento hidráulico: fluidos base acuosa, entre los cuales se encuentran los fluidos lineales: almidón, guar, HPG (Hidropropil guar), HEC (Hidroxietil celulosa), CMHPG (Carboximetil hidroximetil celulosa). Base hidrocarburo: geles de petróleo, petróleo entrecruzado, emulsiones de petróleo en agua, además de existir fluidos en base ácida y fluidos en base espuma (N_2 , CO_2).

Los fluidos de fractura pueden clasificarse en: newtonianos y no newtonianos. Los primeros corresponden a aquellos en los cuales existe una proporcionalidad lineal entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte aplicada. Este comportamiento es aplicable a petróleo, agua, ácidos, entre otros. La viscosidad de estos fluidos y consecuentemente su capacidad de transporte del agente de soporte es altamente afectada por la temperatura. Los fluidos gelificados, no reticulados (crosslinkeados o entrecruzados), las emulsiones y las espumas, poseen un comportamiento distinto, no existiendo proporcionalidad entre la velocidad y el esfuerzo de corte, estos son clasificados como fluidos no newtonianos. A diferencia de un fluido newtoniano, no se deforman o fluyen continuamente hasta no superar el esfuerzo de corte inicial, conocido como punto de fluencia. Se ha desarrollado otros fluidos con propiedades similares a estos últimos. Los mismos poseen incorporados productos químicos entrecruzados, actuando bajo dos principios de retardo, los cuales son: la temperatura y el tiempo. De esta forma, se consigue incrementar considerablemente la viscosidad antes que el fluido ingrese a la formación.

La formación de ligaduras (entrecruzamiento) en un fluido gelificado mejora considerablemente las propiedades generales durante la operación de fractura, logrando incrementar las propiedades del fluido para la sustentación del agente de soporte y obtener fracturas anchas y reducir la pérdida de fluido a la formación.

La viscosidad del fluido es responsable del transporte de agentes de soporte y del enfriamiento de la roca. Para los procesos de alta temperatura, la viscosidad en la superficie debe ser suficientemente alta mantener su eficiencia en el fondo del pozo. La baja viscosidad y el bajo caudal de inyección de un fluido hacia la formación, causa una gran filtración del fluido sin generar la presión de fractura necesaria para originar la grieta. Para el fracturamiento, el fluido ideal no debe taponar o bloquear la formación. La propia fractura puede resultar taponada por diferentes razones: incompatibilidad de los fluidos, retención debida a la presión capilar, precipitada a causa de partículas insolubles, aditivos químicos o material de relleno de fracturas.

A medida que la fractura hidráulica se forma y se propaga en una formación permeable, el fluido se pierde desde la fractura hasta dentro de la matriz de la formación. Cuando este proceso ocurre, el polímero no penetra dentro de la matriz de la formación dado su gran tamaño, de manera que se produce una filtración en la cara de la fractura. Un revoque de polímero se forma mientras que el agua, sales y ruptores pasan dentro de la formación. Exámenes minuciosos del revoque indican que el mismo puede estar formado por polímeros encadenados o no encadenados, y exhibe un comportamiento semiplástico semejante a una membrana de goma. Al momento que la fractura se cierra el material apuntalante puede ser dañado severamente por el revoque de polímero. Algunos estudios indican que se necesita una mayor concentración de ruptor que el incorporado en superficie para romper el encadenamiento del gel dentro de la fractura.

2.3.12 Mecánica de Rocas y Fracturamiento Hidráulico

Muchos son los esfuerzos que pueden actuar en un estrato del subsuelo. Sin embargo, para simplificar los cálculos se asume que existen sólo tres esfuerzos principales actuantes ortogonales entre sí, dos horizontales y uno vertical, los cuales son la suma vectorial de todos los esfuerzos presentes, de manera que la

determinación de estos últimos es significativa. Los esfuerzos horizontales difieren entre sí en magnitud y dirección; así, el de menor magnitud es llamado esfuerzo horizontal mínimo principal (σ_h) y el de mayor magnitud es denominado esfuerzo horizontal máximo principal (σ_H).

Las fracturas hidráulicas son generalmente perpendiculares al esfuerzo horizontal mínimo de la roca y se extienden en dos direcciones (alas) similares desde el pozo.

En líneas generales, la forma de una fractura vertical se observa como elíptica si es vista desde un plano horizontal, suponiendo que un observador se sitúa en dicho plano y visualiza la fractura en la dirección del esfuerzo horizontal mínimo, o vertical si se supone que se observa desde dentro del revestidor en dirección del esfuerzo horizontal máximo, aunque la forma real de cualquier fractura es desconocida debido a la anisotropía de las propiedades mecánicas de las rocas. Las mismas pueden estimarse mediante registros sísmicos, a través de correlaciones en función del tiempo de tránsito sísmico y la velocidad de propagación de la onda.

Las rocas presentan un comportamiento mecánico diferente bajo tracción que bajo compresión: el esfuerzo de falla por compresión puede ser de 5 a 20 veces superior al esfuerzo de falla por tensión. Además, para poder hacer cualquier diseño se deben asumir ciertas características en la roca:

- Elasticidad: las rocas no son estrictamente elásticas. Sin embargo, la mayoría de ellas se comporta elásticamente hasta cierto valor de esfuerzo.
- Homogeneidad: las rocas pueden contener cristales de varios tipos, fracturas naturales, entre otras, de manera que tampoco son necesariamente homogéneas.

Empero, la asunción es válida si las dimensiones del cuerpo bajo consideración son grandes comparadas con las dimensiones de las discontinuidades.

- Isotropía: esta característica debe ser asumida con el objeto de simplificar la relación matemática entre los esfuerzos y las deformaciones creadas. De lo contrario, la mayoría de los cálculos implicarían complicados sistemas de ecuaciones con múltiples incógnitas.

2.3.13 Esfuerzo de Cierre de una Fractura

Es el esfuerzo que debe soportar el agente de sostén para mantener abierta la fractura.

El esfuerzo de cierre afecta algunos parámetros del tratamiento tales como la selección del tipo y cantidad de agente de sostén, capacidad de fluencia de la fractura y el incremento de producción estimado. La magnitud del esfuerzo de cierre depende del esfuerzo horizontal mínimo, de la presión de poros del yacimiento y de la presión de fondo del pozo mientras está abierto a producción.

El valor mínimo del esfuerzo de cierre puede ser calculado así:

$$\text{Esfuerzo mínimo de cierre} = (\text{ISIP} + P_H) - P_r = \text{BHTP} - P_r \quad (2.5)$$

Donde:

ISIP: presión instantánea de cierre registrada en superficie [lpc]

P_H : presión hidrostática [lpc]

P_r : presión estática del yacimiento o presión poral [lpc]

BHTP (Bottom Hole Treating Pressure): presión en el fondo del pozo durante la operación [lpc]

Cuando el pozo es abierto a producción el esfuerzo de cierre sobre el agente de sostén se incrementa. Esto se debe a que la presión de poros en el empaque se hace considerablemente menor que la presión de la formación. Probablemente la mejor estimación del esfuerzo de cierre para un pozo en producción es sustituir la presión estática del reservorio en la ecuación 2.6 por la presión de fluencia del pozo. Éste es el esfuerzo de cierre tomado en cuenta durante el diseño de los tratamientos y puede ser calculado de la siguiente manera:

$$\text{Esfuerzo de cierre de diseño} = (P_{\text{ISIP}} + P_{\text{H}}) - P_{\text{wf}} = \text{BHTP} - P_{\text{wf}} \quad (2.6)$$

Donde P_{wf} es la presión de fondo del pozo cuando el mismo se encuentra en producción, expresada en lpc.

El esfuerzo de cierre no es constante durante la vida del pozo debido a que la presión del yacimiento decrece con el tiempo. Idealmente, el valor de presión utilizado para la selección del agente de sostén debería ser la mínima presión que se tendría durante toda la vida productiva del pozo; en este caso se asume como tal la presión de fluencia del mismo al momento del abandono, en donde el empaque estaría siendo sometido al mayor esfuerzo posible. Este esfuerzo se define como esfuerzo máximo de cierre y algebraicamente se expresa como sigue:

$$\text{Esfuerzo máximo de cierre} = (P_{\text{ISIP}} + P_{\text{H}}) - P_{\text{A}} = \text{BHTP} - P_{\text{A}} \quad (2.7)$$

Donde P_{A} es la presión de fondo del pozo al momento del abandono, en lpc.

2.3.14 Gradiente de Fractura

Se define como la relación entre la presión de fractura de una formación y la profundidad vertical verdadera o TVD promedio de la misma. Operacionalmente el

gradiente de fractura (G_F) se estima mediante el valor de ISIP, la presión hidrostática (P_H) y la TVD de la siguiente manera:

$$GF = (ISIP + P_H) / TVD \quad [lpc/pie] \quad (2.8)$$

Multiplicando el gradiente de fractura ya conocido por la TVD promedio del intervalo de interés se obtiene la presión de fractura:

$$P_F = G_F \times TVD \quad (2.9)$$

Para una zona el gradiente de fractura se considera constante a lo largo de toda la columna estratigráfica, aunque esta aseveración no es del todo cierta debido a la anisotropía en las propiedades mecánicas de las rocas. Si se considera que el espesor de los intervalos es pequeño y cada uno posee un gradiente de fractura diferente, la presión de fractura de una formación a una TVD dada es:

$$P_f = \int_0^{TVD} G_{F(p)} \cdot d_p \quad (2.10)$$

2.3.15 Tortuosidad

La tortuosidad puede definirse como “trayectorias con muchas torceduras y curvas” en el fracturamiento hidráulico estas torceduras y curvas generalmente restringen el flujo de fluidos.

Los canales de flujo se propagan durante el fracturamiento, pero el cierre de la fractura una vez cesado el bombeo puede restringir la trayectoria del fluido. Además, si la fractura no tiene el ancho necesario para que el material apuntalante pase a través

de estas restricciones durante la operación puede ocurrir lo que se denomina comúnmente como arenamiento (screenout); esta situación se da cuando la formación no recibe más material apuntalante (bajo las condiciones dadas de la fractura) y consecuentemente, la presión de bombeo asciende a valores tales que se debe detener la operación.

Las tortuosidades son causadas por factores tales como irregularidades de la formación, esfuerzos locales y existencia de fracturas naturales. Sin embargo, las tortuosidades causadas porque la fractura no se inicia en el plano de máximo esfuerzo son más importantes. En esta situación, la fractura eventualmente será redireccionada al plano de máximo esfuerzo.

2.3.16 Agentes de Soporte

Los agentes de soporte (agentes de sostén), son materiales utilizados para crear el canal de flujo adecuado en la fractura y generar el contraste de conductividad entre la formación y el pozo. Estos materiales son transportados por el fluido entrecruzado, entre la fractura y la formación, deben poseer una alta resistencia al esfuerzo, una alta permeabilidad y preferiblemente estar disponibles a bajo costo. Los más utilizados en los procesos de fracturamiento son los siguientes: arenas cuarcíferas, bauxita o cerámica recubierta con resina.

El material y diámetro debe seleccionarse de acuerdo a las características geomecánicas de la formación y en base a ello definir el diseño óptimo de fractura requerido por el pozo. El agente de soporte tiene una importancia crítica en el éxito de un tratamiento de fractura. La fractura ya entibada (no la creada), determina la productividad del pozo tratado y por lo tanto efectividad del tratamiento.

2.3.17 Declinación de Producción de los Yacimientos

La declinación de producción es la disminución de la capacidad productiva de un pozo, grupo de pozos o yacimientos en el tiempo, cuando se ven alteradas las condiciones originales de presión, disminución de la permeabilidad relativa y saturación de hidrocarburos alrededor de los pozos, por daño de la formación no corregible con trabajos de estimulación y limpieza (declinación natural), o cuando las condiciones mecánicas de los pozos han experimentado deterioros que limitan su eficacia operacional. La mayoría de los yacimientos tienden a decrecer la producción a tasa de producción con el tiempo a menos que sea un yacimiento infinito con muy buenas propiedades petrofísicas y con un mecanismo de producción muy bueno y constante. Por ejemplo: compactación y gas en solución. La tasa de petróleo neto de los yacimientos puede verse afectada y decrecer por varias razones, ya sean atribuibles al yacimiento o de tipo mecánico, entre ellas se encuentran:

Razones atribuibles al Yacimiento

- Pérdida de la presión del yacimiento.
- Incremento del corte de agua de formación por actividad del acuífero.
- Incremento de la producción de gas o conificación de la capa de gas.
- Cuando se alcanza el punto de burbujeo.
- Disminución de la permeabilidad de la roca por efectos de parafina, asfáltenos y movimientos de finos (granos de arena microscópicos).

Razones de Tipo Mecánico

- Paros eléctricos.
- Paro de plantas compresoras de gas.
- Problema mecánico del pozo (pescados, reductor taponado, tubería doblada).
- Razones políticas o gubernamentales (cierre operacional).

2.3.18 Índice De Productividad Adimensional (Jd)

Es un factor adimensional que permite medir la capacidad de producción de un pozo, bajo condiciones estacionarias y pseudo estacionarias.

$$J_{Dmax}(N_{prop}) = \frac{1}{0.990 - 0.5 \ln N_{prop}}$$

(Ec.2.11)

(Ec. 2.3)

2.3.19 Número De Propante (N_{PROP})

Es una relación de la permeabilidad y volumen del propante con respecto a la permeabilidad y volumen del yacimiento.

$$N_{prop} = I_x^2 C_{fD} = \frac{4k_f x_f w}{kx_e^2} = \frac{4k_f x_f wh}{kx_e^2 h} = \frac{2k_f V_p}{kV_r}$$

(Ec.2.12)

Donde:

- k : Permeabilidad de la formación.(md)
- V_p : Volumen del Propante.
- I_x : Radio de penetración del Pozo.
- V_r : Volumen de Drenaje.
- k_f : Permeabilidad del Propante.(md)
- h : Espesor de Arena Neta.(pie)
- X_e : Altura de la Fractura (pie).
- w : Ancho de la Fractura.(pulg)
- X_f : Longitud de la Fractura (pie).
- C_{fD} : Factor de Conductividad adimensional.

2.3.20 Curvas de Romero et al y Meyer-Jacob

Ciertos aspectos del desempeño del pozo pueden ser descritos como una simple combinación de 2 números adimensionales como lo son el radio de penetración del pozo (I_x) y la conductividad de la fractura adimensional (C_{fD}), esta combinación es llamada como el numero de propante adimensional (N_{prop}) y este es la forma apropiada para expresar el tamaño relativo de un tratamiento dado.

El número de propante representa una relación adimensional de la permeabilidad y el volumen del propante con respecto a la permeabilidad y el volumen del yacimiento, este parámetro en función con el C_{fD} permite calcular el J_d para cada tratamiento, para un numero de propante menor a 0,1.Romero (en 2003), Meyer y Jacob (2005) muestran estos resultados en la figura 2.9.

El N_{prop} determina el índice de productividad máximo alcanzable por cada curva teórica, el índice de productividad máximo es realizado en un valor de pozo de conductividad da la fractura adimensional, desde un numero de propante dado representa una cantidad de propante alcanzado al pozo.

El mejor compromiso entre largo y ancho es alcanzado en la conductividad de la fractura adimensional localizada debajo de la cima de la curvas individuales, el C_{fd} correspondiente es llamado la conductividad adimensional optima. El valor optimo del C_{fd} es 1.6, cuando el volumen apropiado aumenta o la permeabilidad del yacimiento disminuye, el compromiso optimo sucede a mayores conductividades de fractura adimensional.

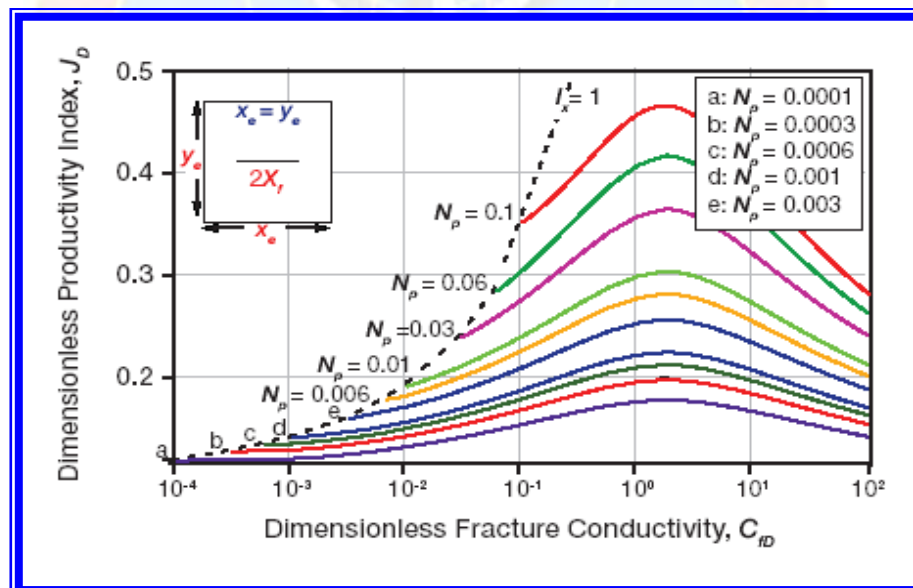


Figura 2.7 Índice de productividad adimensional en función de la conductividad adimensional y el número de propante
Fuente Modern Fracturing.

2.4 CONCEPTOS BÁSICOS

- **Arenamiento:** producción de cantidades excesivas de arena de la formación junto con los fluidos producidos, debido al desmoronamiento de la estructura de la roca causado por el alto diferencial de presión entre la formación y el pozo
- **Asfáltenos:** son moléculas planas, poli aromáticas y policíclicas que contienen heteroátomos y metales, que existen en un estado de agregación en suspensión y están rodeados y estabilizados por resinas (agentes peptizantes).
- **Campo:** Área que corresponde a una extensión ininterrumpida del subsuelo en la cual se ha comprobado la existencia de depósitos de hidrocarburos. Un campo puede contener uno o varios yacimientos.
- **Conificación:** irrupción de fluidos hacia zonas superiores o inferiores, de la formación productiva del pozo, debido a una gran disminución de la presión fluyente.
- **Esfuerzo:** se define como la capacidad de un cuerpo de resistir carga por unidad de área.
- **Falla:** es una fractura en las rocas en la cual se ha producido un desplazamiento paralelo a la superficie de fractura. Tal superficie de fractura se conoce con el nombre de plano de falla.
- **Gradiente:** se define como la variación de una propiedad con respecto a otra, entre dos puntos donde se tiene conocimiento del valor de dichas propiedades.
- **Gráficos de análisis Boston:** se utilizan para hacer una mejor selección de los pozos, el método consta en ubicar dos premisas una en el eje “y” otra en el eje “x”, se separa el grafico en 4 cuadrantes y se seleccionan los pozos que de acuerdo a determinado criterio se ubiquen en el cuadrante mas critico.

- **Homogeneidad:** es la característica de un cuerpo de poseer propiedades constantes en todo su volumen. Se dice que un cuerpo es homogéneo si un pequeño elemento de él posee las mismas propiedades que el cuerpo entero.
- **Isotropía:** se dice que un cuerpo es isotrópico cuando sus propiedades físicas son independientes de la dirección.
- **Módulo de Young:** es la relación del esfuerzo axial unitario a la deformación unitaria. Se designa por la letra E y es una indicación de la rigidez de un material.
- **Permeabilidad (K):** representa la capacidad que posee una roca para permitir que los fluidos se muevan a través de la red de poros interconectados. La unidad de medición es el “Darcy”.
- **Relación de Poisson:** es la relación entre la deformación lateral al esfuerzo que se aplica y la deformación paralela a dicho esfuerzo, en un cuerpo elástico sometido a un esfuerzo longitudinal.
- **Viscosidad:** es una medida de la resistencia del líquido a fluir, debiéndose esta resistencia a la fricción interna de los efectos combinados de cohesión y adhesión.
- **Yacimiento:** es toda formación geológica presente en una cuenca sedimentaria capaz de almacenar y producir hidrocarburos de forma comercial

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

La investigación que se llevó a cabo durante el progreso de este trabajo, consistió en una investigación de tipo descriptiva, en la cual se miden o evalúan diversos aspectos, dimensiones o componentes del fenómeno a investigar. A tal efecto Arias (1.999) señala: “La investigación descriptiva consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno o grupo con el fin de establecer su estructura o comportamiento”.

En este sentido, el presente estudio tiene como objeto seleccionar posibles pozos candidatos a refracturamiento hidráulico en el área El Carito. Para ello, se requirió describir características petrofísicas, estado mecánico de los mismos, y comportamiento de producción.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

La información necesaria para el desarrollo de los objetivos planteados fue suministrada por los reportes existentes de: carpetas de pozos, eventos de pozos, reportes de trabajos realizados, históricos de presión y producción, diagramas y detalles de completación, informes de fracturamiento, entre otros. Es por ello que el trabajo investigación se ubica en el contexto de diseño de investigación documental a tal efecto Arias (1999), cita lo siguiente: “cuando los datos son obtenidos directamente de la realidad, de tal manera que se puedan así analizar e interpretar los resultados, su valor radica en que permiten cerciorarse de las verdaderas condiciones en que se han obtenido datos” (p. 57).

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

3.3.1 Población

Tal como lo expresa Arias (1994). “la población se refiere al conjunto para el cual serán válidas las conclusiones que se obtengan”. En este estudio, la población estuvo representada por los pozos fracturados activos en los yacimientos MUC-1, MUC-2 Y MUC-3 pertenecientes al área El Carito, siendo un total de 70 pozos fracturados.

3.3.2 Muestra

“La muestra es un sub-conjunto representativo de un universo o población”. (Arias, 1994.). Por lo tanto el estudio va a estar enfocado en los 40 pozos activos que están produciendo en la arena fracturada, 23 pozos en el yacimiento MUC-1, 11 pozos en el yacimiento MUC-3 y 6 pozos en el yacimiento MUC-2.

Tabla 3.1 Pozos evaluados

POZO	FECHA DE FRACTURA	ARENA	YACIMIENTO
CRC-12	22/03/2005	NAR-1	MUC-1
CRC-1X	29/04/1997	K-P	MUC-1
CRC-27	03/04/2008	KBC	MUC-1
MUC-02	22/03/2002	NAR-5	MUC-2
MUC-04	21/05/2002	KP	MUC-1
MUC-14	19/09/2000	NAR-1	MUC-3
MUC-15A	22/03/1996	NAR-5	MUC-1
MUC-16	16/12/2000	K-D	MUC-1
MUC-19	05/07/2001	K-C	MUC-1
MUC-34	22/04/1997	K-P	MUC-3
MUC-36	17/09/1996	K-P	MUC-1
MUC-41	14/06/1995	K-P	MUC-3
MUC-42	14/03/1996	K-P	MUC-1
MUC-48	03/05/1995	K-B	MUC-1
MUC-49	31/05/1995	K-D	MUC-3
MUC-50	10/03/1998	K-P	MUC-1
MUC-61	11/02/1997	NAR-1	MUC-3
MUC-63	01/04/1997	NAR-1	MUC-1
MUC-64	01/03/1997	NAR-1	MUC-1
MUC-70	05/10/1998	K-P	MUC-3
MUC-71	28/04/1998	NAR-4	MUC-1
MUC-72	27/03/1997	NAR-3-K	MUC-2
MUC-74	15/12/2003	NAR-5	MUC-1
MUC-76	15/09/1998	NAR-5	MUC-1
MUC-80	11/01/1999	NAR-4	MUC-3
MUC-81	04/01/1999	NAR-1	MUC-3
MUC-82	27/11/1998	NAR-5	MUC-3
MUC-85	05/12/2000	NAR-5	MUC-3
MUC-86	28/07/1999	K-P	MUC-1
MUC-87	31/08/1999	NAR-4	MUC-3
MUC-88	07/07/1999	K-P	MUC-1
MUC-89	17/08/1999	NAR-4	MUC-1
MUC-92	23/12/2000	K-P	MUC-1
MUC-93	17/04/2000	NAR-5	MUC-1
MUC-95	13/06/2002	KP	MUC-2
MUC-96	21/08/2002	NAR-4	MUC-2
MUC-97	22/11/2002	K-P	MUC-2
MUC-117	25/01/2008	NAR-5	MUC-1
SBC-12	10/07/2003	NAR-1	MUC-1
SBC-76	13/08/1998	K-P	MUC-3

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

3.4.1 Análisis del Efecto de los Parámetros del Yacimiento y del Diseño de la Fractura Hidráulica en el Comportamiento de Producción Antes y Después del Tratamiento

Se revisó toda la información disponible de cada uno de los pozos de interés para la investigación. Esta actividad se llevó a cabo examinando toda la documentación existente de los pozos, tal como: trabajos de fracturamiento, pruebas de presión (BHP, Build-up, RFT, DST, etc.), pruebas PVT, pruebas de producción originales efectuadas en arenas completadas y en zonas abandonadas.

Luego de revisar, validar y documentar esta información se realizó una base de datos con los parámetros tomados como referencia para la aplicación del fracturamiento hidráulico en los pozos que han sido fracturados en el campo Carito; para lo cual se seleccionaron cuarenta (40) pozos de la población total fracturada en el campo Carito, se escogieron los pozos activos que producen en la arena fracturada.

Para el estudio más veraz y confiable de la información y de manera de obtener el mayor provecho de la misma, fue necesario organizar y clasificar los datos obtenidos. Por esto, se requirió establecer, para dicha información, formatos organizados para cada uno de los pozos fracturados a estudiar, establecidos de la siguiente manera:

- Datos de pozo: se tomaron los datos más relevantes, que permitieron describir, de la mejor manera, éstos pozos, considerando aspectos como profundidad final, intervalos cañoneados, área de drenaje, capacidad de flujo, fecha de fractura y datos de completación.

- Datos de yacimiento: se consideraron datos como presión de yacimiento, temperatura, porosidad y permeabilidad. Además, se consideraron valores de las propiedades mecánicas de la formación, como módulo de Young y relación de Poisson.
- Datos de producción: se resumió la información de producción del pozo, de la última prueba de producción realizada antes y después de la fractura, una vez alcanzada la estabilización del pozo en producción, así como también el índice de productividad y la relación gas petróleo.
- Datos de fractura hidráulica: se resumieron datos básicos o parámetros considerados para el fracturamiento hidráulico, los tipos y cantidad de materiales usados, así como las presiones de operación.
- Resultados del fracturamiento hidráulico: se mostraron las características finales de fractura, como largo, ancho, alto, eficiencia y conductividad.

El cálculo del índice de productividad antes de la fractura se originó a partir de un valor de (q_o) promedio, donde se observó un comportamiento estable en la producción, y para el cálculo luego de la fractura, se esperó que se originara la estabilización de la producción y de igual forma, se promedió un valor de la tasa (q_o) . En este mismo sentido, los valores de presión de fondo fluyente (P_{wf}), fueron tomados de pruebas de presiones y aquellos pozos que no poseían dichas pruebas se les calculó la P_{wf} , mediante un análisis nodal.

3.4.2 Determinación de la Efectividad del Tratamiento de Fracturamiento Hidráulico en los Pozos del Area Carito, Mediante la Metodología del Índice de Estimulación, de Romero et al y Meyer-Jacob

Luego de haber obtenido y analizado los parámetros de yacimiento y de fractura se calculó el numero de propante (N_{prop}) Ec.2.12, la conductividad de la fractura adimensional (C_{fd}) Ec.2.4, el índice de productividad adimensional (J_{Dmax}) Ec. 2.11, estos parámetros fueron graficados en función de las curvas teóricas realizadas por Romero y Meyer en una hoja de cálculo ingresando parámetros de yacimiento y de fractura, a fin de comparar el cotejo de estos resultados con dichas curvas, para así visualizar la ubicación de los pozos en las curvas, y poder determinar si la fractura se ubica en el rango óptimo de acuerdo a su índice de productividad adimensional, y así realizar los estudios de los resultados obtenidos para identificar si el diseño del tratamiento fue exitoso mediante la metodología del índice de productividad adimensional.

Así como también el índice de productividad adimensional luego de la fractura en comparación con el valor óptimo de acuerdo a la curva teórica según el diseño real del tratamiento, para así lograr obtener la eficiencia del índice de productividad adimensional.

3.4.3 Selección de los Posibles Pozos Candidatos a Refracturamiento Hidráulico, Basado en la Metodología Aplicada

Una vez ploteados los pozos y comparados con las curvas teóricas de Romero y Meyer-Jacob, se analizaron aquellos pozos que se alejaron del comportamiento óptimo del J_D max y el C_{fd} , se estudió el por qué se alejaron del comportamiento óptimo, de acuerdo a las condiciones de fractura como ancho, largo y longitud de

fractura. Y así lograr obtener un mayor valor del J_D ya que dicho parámetro está relacionado con la permeabilidad y el volumen de propante.

Se realizaron gráficos de análisis Boston en función de las condiciones de producción de los pozos en superficie y fondo, a las condiciones actuales, para así hacer una mejor escogencia de los pozos a refracturar. Los cuales son de gran importancia ya que se utilizan para hacer una mejor selección de los pozos a refracturar

Los pozos fueron seleccionados bajo los siguientes criterios: diferencial de presión (ΔP) menor a 1500 lpc, índice de productividad menor a 2, producción de crudo menor a 1500 BPD, bajo riesgo de canalización de agua y gas, capacidad de flujo menor a 1500 mD/pie entre otros.

3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS

3.5.1 Técnicas

3.5.1.1 Recolección de Datos

La recopilación de información para la realización de este proyecto fue principalmente del tipo documental, la cual se basó en la revisión de los archivos de la sede de PDVSA, Distrito Punta de Mata que posee los datos de los pozos correspondientes al área en estudio.

- **Carpeta de historia de pozos:** Esta carpeta comprende toda la información documentada de los trabajos efectuados durante la vida del pozo, reuniendo así la información de perforación, producción, yacimiento, operaciones de servicios y reparaciones efectuadas en el pozo, así también la documentación

oficial de las fracturas realizadas al pozo, análisis de fluido y seguimiento geológico.

- **Entrevistas no estructuradas:** Se consultó con el personal que labora en la Gerencia de Yacimientos de la Unidad de Explotación Carito en el Distrito Punta de Mata, tales como, ingenieros de yacimientos y geólogos para obtener conocimientos de las características del área.

3.5.2 Instrumentos

3.5.2.1 Oil Field Manager (OFM)

Es un paquete computarizado que desarrolla una amplia capacidad de almacenamiento de datos y cálculos de resultados, a la vez, que visualiza, relaciona y analiza de una manera eficiente los datos del yacimiento y de producción que le son suministrados. OFM trabaja con una variedad de tipos de datos para alcanzar sus objetivos, estos datos son los siguientes: Datos dependientes del tiempo (producción diaria y/o mensual, etc.), Datos que dependen de la profundidad (registros y diagramas de pozos), datos estáticos (comprenden datos de coordenadas, información geológica) y Datos financieros (datos por ganancias y costos de operaciones). Para el manejo de esta información OFM trabaja mediante tablas, las más importantes son: Tabla maestra de tipo estático (que contiene la información básica de los pozos), Tablas de producción (donde se tiene la información de producción mensual de los pozos) y Tablas muestras y de pruebas (que contienen los resultados de las pruebas y muestras realizadas a cada pozo). Este programa fue creado por la empresa Schlumberger – Geo Quest, desarrolla un eficiente método para visualizar, relacionar y analizar datos de producción y yacimiento, a través de un conjunto de funciones específicas para el control y seguimiento continuo de yacimientos de hidrocarburos.

Esto es, curvas de producción, análisis de reservas, determinación de petróleo original en sitio (POES), análisis de declinación, entre otros; proceso conocido como monitoreo de yacimientos.

3.5.2.2 Centinela

CENTINELA, es un sistema corporativo automatizado, que sirve de apoyo para facilitar información contable, operacional y de las instalaciones, de manera oportuna y en línea, asegurando flexibilidad de respuesta a los objetivos de producción e inyección; control, seguimiento y análisis de las operaciones de producción actuales y futuras.



Figura 3.1 Esquema Centinela

Fuente archivo PDVSA

Este sistema tiene como beneficios, garantizar la calidad del dato mediante el uso de modelos matemáticos de validación, lo cual incrementa la credibilidad del usuario; permite el seguimiento continuo a los parámetros operacionales de las instalaciones, y al comportamiento de producción de cada pozo y de los proyectos de

recuperación secundaria; dispone de mecanismos de seguridad para su acceso, de una forma integrada al nivel de cada componente del producto y permitir la incorporación de nuevas aplicaciones, además de integrarse fácilmente con otros productos.

Está conformado por 11 aplicaciones que son: pozo, gas, óleo, seila, tabla, vapor, agua, tutorial, guía, estadística y seguridad.

3.6 RECURSOS

3.6.1 Humanos

Respecto a los recursos humanos que sirvieron de apoyo para la realización de este trabajo, se contó con la colaboración de ingenieros de petróleo, geólogos, entre otros profesionales especializados en áreas relacionadas con el tema de estudio y pertenecientes a la Gerencia de Yacimientos de la Unidad de Explotación Carito en el Distrito Punta de Mata. También se contó con el apoyo docente de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad de Oriente, Núcleo Monagas, concerniente al desarrollo metodológico del trabajo.

3.6.2 Tecnológicos

PDVSA E&P, brindo la asistencia económica y el apoyo tecnológico requerido durante el progreso del trabajo, proporcionando de esta manera disponibilidad documental, información pertinente, asesoría técnica, material de oficina incluyendo el uso de los programas: Windows, Microsoft Word, Microsoft Excel, y Microsoft Power Point, así también el acceso a las aplicaciones Oíl Field Manager (OFM) y

Centinela; las cuales fueron utilizadas para procesamiento y toma de datos de los pozos en estudio.

3.6.3 Materiales y Bibliográficos

Para llevar a cabo la realización de este proyecto, se contó con la disposición de la historia de los pozos, diagramas mecánicos, mapas estructurales e isópacos de los yacimientos y arenas donde se realizó el estudio, registros corridos en los pozos, equipo de computación con conexión a la red de información de la empresa, impresora, fotocopidora, así como también del uso de material de oficina.

3.6.4 Recursos Económicos

Los gastos de la investigación fueron cubiertos por PDVSA exploración y producción, específicamente por la gerencia de yacimientos Distrito Punta de Mata.

CAPITULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 ANÁLISIS DEL EFECTO DE LOS PARÁMETROS DEL YACIMIENTO Y DEL DISEÑO DE LA FRACTURA HIDRÁULICA EN EL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANTES Y DESPUÉS DEL TRATAMIENTO

Mediante el análisis y revisión de la información correspondiente a los pozos en estudio se obtuvo una selección de pozos de 40 sartas del campo Carito, pertenecientes a los yacimientos MUC-1, MUC-2 Y MUC-3. Dichas sartas fueron seleccionadas para evaluar la eficiencia de los tratamientos de fractura hidráulica aplicadas a estos pozos y su impacto en el mejoramiento de producción.

A continuación se muestra tabla (4.1) con la información de cada pozo que integran el estudio, donde se detalla tipo de sarta fracturada bien sea larga, única y corta, la fecha en la cual se fracturó el pozo, la arena en la cual fue fracturado el pozo, el yacimiento al que pertenece y los intervalos donde fueron cañoneados. Para la selección de los pozos se escogieron aquellas sartas fracturadas que estuviesen activas y produciendo en la arena fracturada en el área Carito.

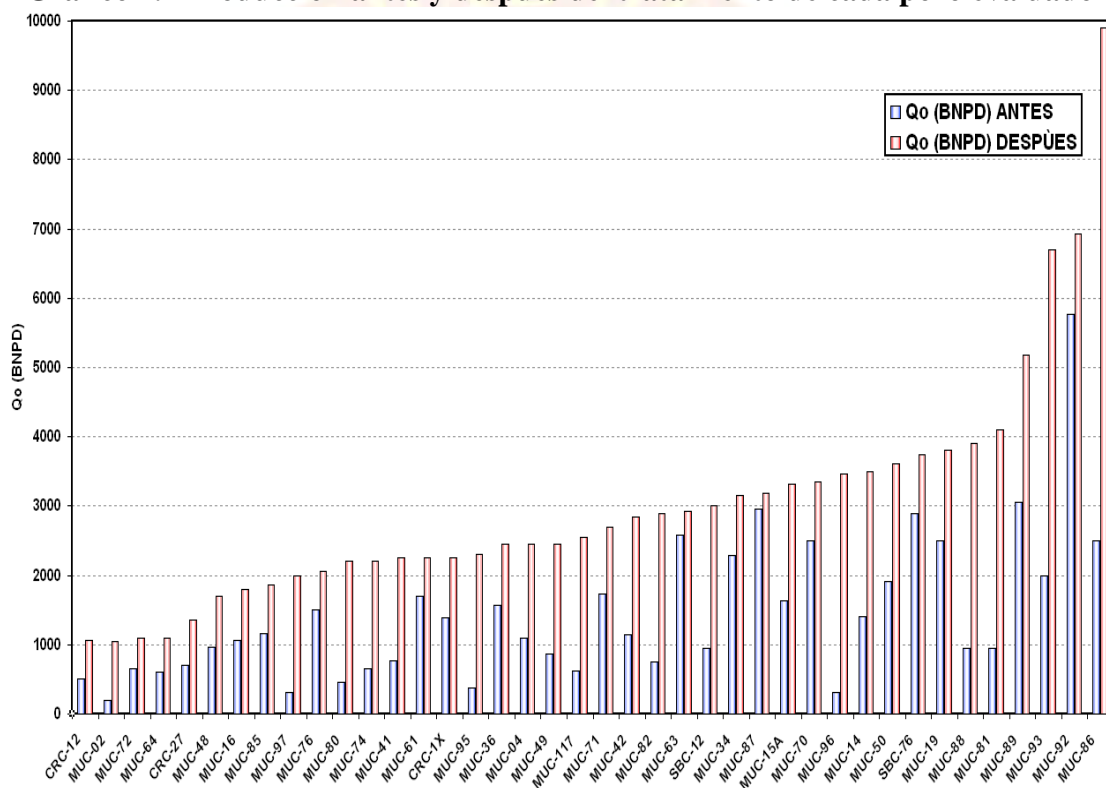
Tabla 4.1 Datos de pozos evaluados

POZO	SARTA	FECHA DE FRACTURA	ARENA	YACIMIENTO	INTERVALOS CAÑONEADOS (PIE)
CRC-1X	Larga	29/04/1997	K-P	MUC-1	15644-15936
CRC-12	Única	22/03/2005	NAR-1	MUC-1	15288-15358
CRC-27	Larga	03/04/2008	KBC	MUC-1	16112-16173
MUC-02	Única	22/03/2002	NAR-5	MUC-2	16783-16862
MUC-04	Única	21/05/2002	KP	MUC-1	15438-15508
MUC-14	Única	19/09/2000	NAR-1	MUC-3	15840-15860
MUC-15A	Única	22/03/1996	NAR-5	MUC-1	15800-15892
MUC-16	Larga	16/12/2000	K-D	MUC-1	15160-15250
MUC-19	Larga	05/07/2001	K-C	MUC-1	15008-15126
MUC-34	Larga	22/04/1997	K-P	MUC-3	15900-16086
MUC-36	Larga	17/09/1996	K-P	MUC-1	15888-15998
MUC-41	Larga	14/06/1995	K-P	MUC-3	16430-16658
MUC-42	Larga	14/03/1996	K-P	MUC-1	15782-15880
MUC-48	Larga	03/05/1995	K-B	MUC-1	15444-15570
MUC-49	Única	31/05/1995	K-D	MUC-3	14920-15052
MUC-50	Única	10/03/1998	K-P	MUC-1	16082-16296
MUC-61	Única	11/02/1997	NAR-1	MUC-3	16346-16478
MUC-63	Única	01/04/1997	NAR-1	MUC-1	15430-15536
MUC-64	Única	01/03/1997	NAR-1	MUC-1	15708-15792
MUC-70	Larga	05/10/1998	K-P	MUC-3	16160-16200
MUC-71	Larga	28/04/1998	NAR-4	MUC-1	16302-16384
MUC-72	Larga	27/03/1997	NAR-3-K	MUC-2	16122-16200
MUC-74	Larga	15/12/2003	NAR-5	MUC-1	16310-16360
MUC-76	Larga	15/09/1998	NAR-5	MUC-1	15680-15810
MUC-80	Única	11/01/1999	NAR-4	MUC-3	16480-16640
MUC-81	Única	04/01/1999	NAR-1	MUC-3	16340-16432
MUC-82	Única	27/11/1998	NAR-5	MUC-3	16354-16440
MUC-85	Larga	05/12/2000	NAR-5	MUC-3	14970-15060
MUC-86	Única	28/07/1999	K-P	MUC-1	15170-15260
MUC-87	Única	31/08/1999	NAR-4	MUC-3	15850-15920
MUC-88	Larga	07/07/1999	K-P	MUC-1	15170-15250
MUC-89	Corta	17/08/1999	NAR-4	MUC-1	15030-15090
MUC-92	Única	23/12/2000	K-P	MUC-1	15680-15810
MUC-93	Única	17/04/2000	NAR-5	MUC-1	14780-14812
MUC-95	Única	13/06/2002	KP	MUC-2	16576-16630
MUC-96	Única	21/08/2002	NAR-4	MUC-2	15930-15975
MUC-97	Única	22/11/2002	K-P	MUC-2	17410-17460
MUC-117	Única	25/01/2008	NAR-5	MUC-1	16410-16474
SBC-12	Única	10/07/2003	NAR-1	MUC-1	16682-16906
SBC-76	Larga	13/08/1998	K-P	MUC-3	16470-16720

A través de Oil Field Manager (OFM), se generaron gráficos de comportamiento de producción para cada uno de los pozos de estudio (Ver tabla 4.1), a partir de los cuales se estudió el comportamiento de producción antes y después de

la fractura hidráulica (ver apéndice A). En estos gráficos se pueden observar el incremento en la producción de los pozos después del fracturamiento hidráulico, el caso más resaltante lo representa el pozo MUC-86, el cual se fracturó el 28 de julio de 1999, previo al tratamiento de la fractura hidráulica, el mismo tenía una producción promedio de 2500 barriles diarios, luego del tratamiento el pozo alcanzó una producción promedio de 9900 barriles diarios.

Gráfico 4.1 Producción antes y después del tratamiento de cada pozo evaluado

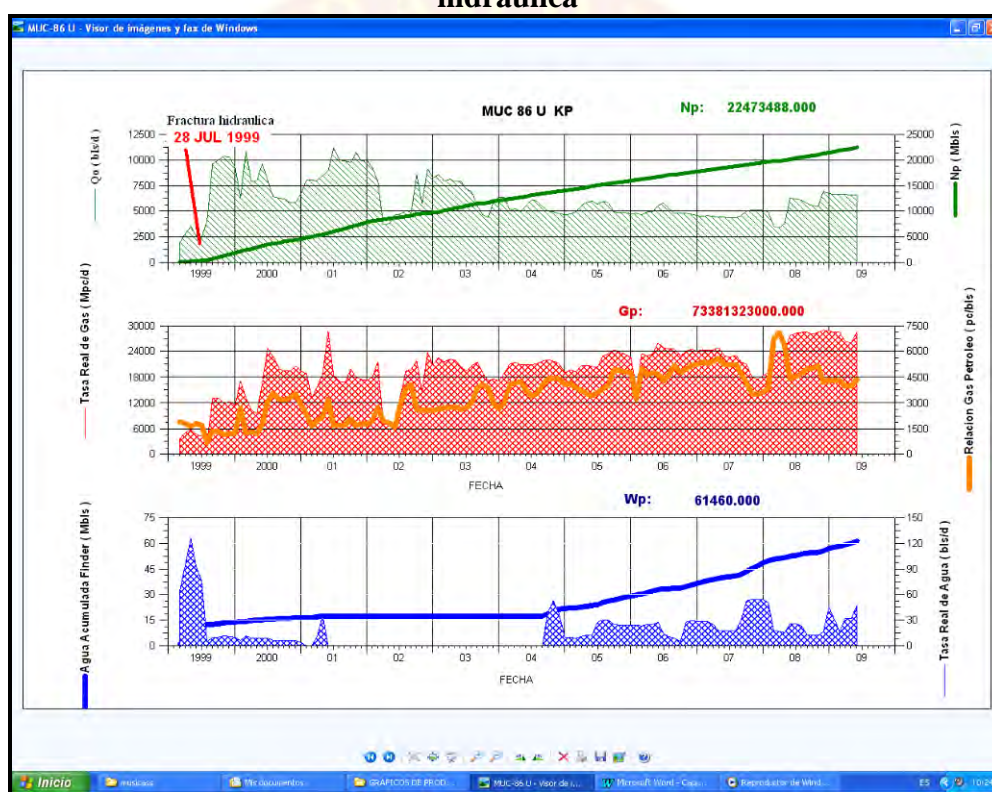


En el gráfico 4.1, se puede observar que el 100 % de los pozos incrementaron su producción, unos en mas proporción que otros, el pozo MUC-86, gracias al buen diseño de fractura utilizado y a las buenas condiciones de fondo con que contaba el pozo (IP=20,32). Debido a los altos niveles de efectividad del tratamiento, se logró mejorar significativamente la capacidad productiva del pozo (Índice de productividad) disminuyendo con ello el diferencial de presión en la formación y

permitiendo producir el pozo en forma estable con un reductor mayor de 1/2 pulg a 7/8", con lo cual se obtuvo un significativo incremento en la producción.

La gráfica 4.2 muestra las condiciones de producción de los pozos seleccionados para el estudio antes y después del tratamiento.

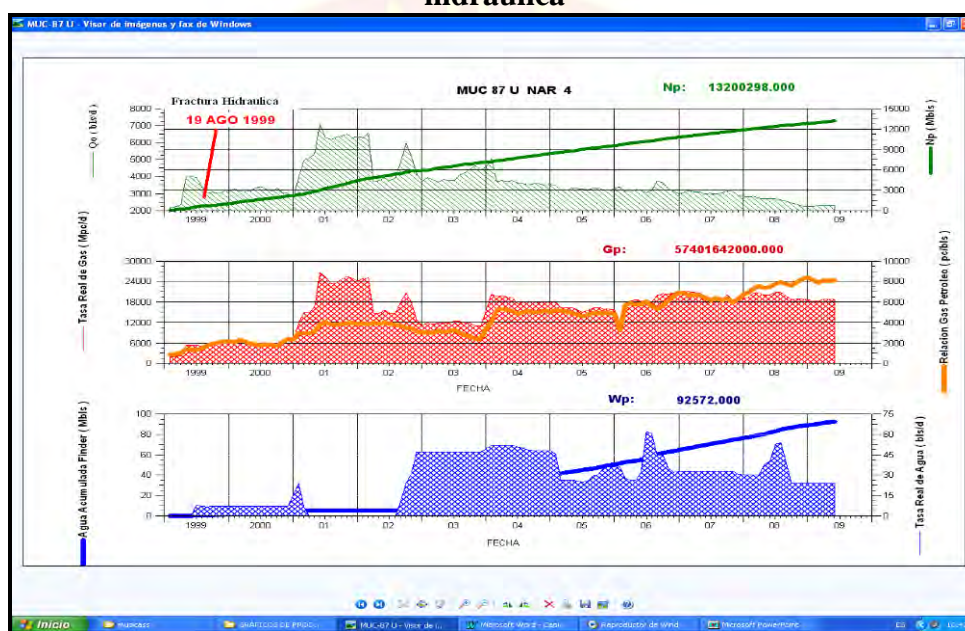
Gráfico 4.2 Producción del pozo MUC-86 antes y después de la fractura hidráulica



El gráfico 4.3, muestra el comportamiento histórico de producción del pozo MUC-87, el cual obtuvo el menor incremento en la producción posterior al fracturamiento hidráulico, antes de la fractura tenía una producción de crudo de 2950 BPD y luego del tratamiento llegó a 3190 BPD, lo que quiere decir que obtuvo un incremento en la producción de 240 BPD.

Cabe destacar que la idea principal al fracturar este pozo era de disminuir el diferencial de presión y mejorar las condiciones de fondo lo que se logró, el índice de productividad tuvo un incremento superior al 500 %, antes del tratamiento contaba con un $IP=3,21$ y luego del tratamiento llegó a $IP=18,9$.

Gráfico 4.3 Producción del pozo MUC-87 antes y después de la fractura hidráulica



En la tabla 4.2 se puede observar el incremento del índice de productividad de cada pozo antes y después del tratamiento de fractura hidráulica, donde se notó que el 70 % de los pozos estudiados aumentó el índice de productividad, por lo menos tres veces sus valores iniciales y el 30% restante logró aumentarlo por lo mínimo más de dos veces después del tratamiento.

Tabla 4.2 IP antes y después del tratamiento

POZO	IP (BPD/LPC) (antes)	IP (BPD/LPC) (después)
CRC-1X	1,47	15,72
CRC-12	0,95	3,02
CRC-27	1,150	2,8
MUC-02	0,86	5,05
MUC-04	1,7	17,64
MUC-14	2,56	12,93
MUC-15A	2,34	18,25
MUC-16	2,01	5,03
MUC-19	1,78	7,26
MUC-34	3,28	8,94
MUC-36	2,72	9,01
MUC-41	1,5	12,04
MUC-42	1,81	21,28
MUC-48	1,45	6,69
MUC-49	0,97	3,54
MUC-50	2,5	17,2
MUC-61	3,1	9,34
MUC-63	1,7	5,12
MUC-64	1,23	3,94
MUC-70	0,53	1,14
MUC-71	1,77	8,52
MUC-72	1,65	17,35
MUC-74	1,89	9,66
MUC-76	2,52	10,26
MUC-80	3,64	36,55
MUC-81	3,32	14,62
MUC-82	3,5	16,93
MUC-85	6,29	70,84
MUC-86	4,71	20,32
MUC-87	3,21	18,9
MUC-88	3,83	50,64
MUC-89	2,9	16,74
MUC-92	7,23	28,3
MUC-93	1,6	3,64
MUC-95	2,21	5,43
MUC-96	1,22	2,83
MUC-97	0,55	1,51
MUC-117	1,81	16,29
SBC-12	3,56	15,75
SBC-76	7,12	30,85

Cabe destacar que los pozos que incrementaron en mayor proporción su índice de productividad después del tratamiento fueron los pozos: MUC- 85, MUC-88 y MUC-80, con valores de índice de productividad de 70,84- 50,64 y 36,55 respectivamente como se muestra en la tabla 4.3.

Con la finalidad de determinar la efectividad del tratamiento de fracturamiento hidráulico, se revisaron todas las pruebas de presión realizadas en los pozos antes y después de la operación de fractura. Sin embargo, es importante mencionar que de los 40 pozos seleccionados, solo 5 pozos poseen pruebas después del tratamiento, (ver apéndice B). En la tabla 4.3, se muestran los valores de los parámetros de Yacimientos, de donde se estudiaron las variables más importante como el espesor y la permeabilidad con respecto al mejoramiento de productividad IP después / IP antes del tratamiento.

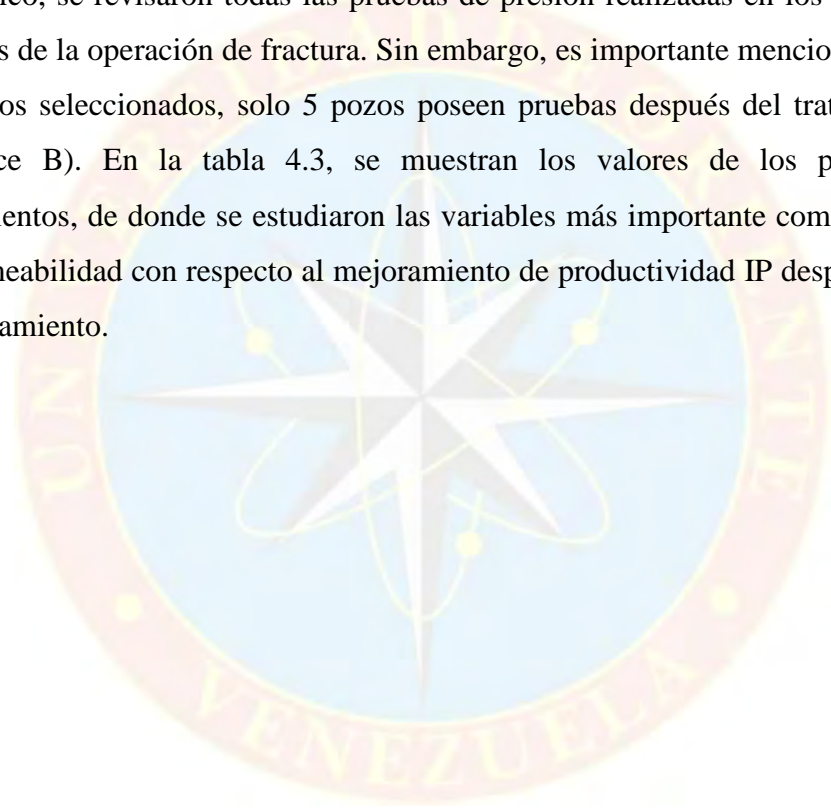
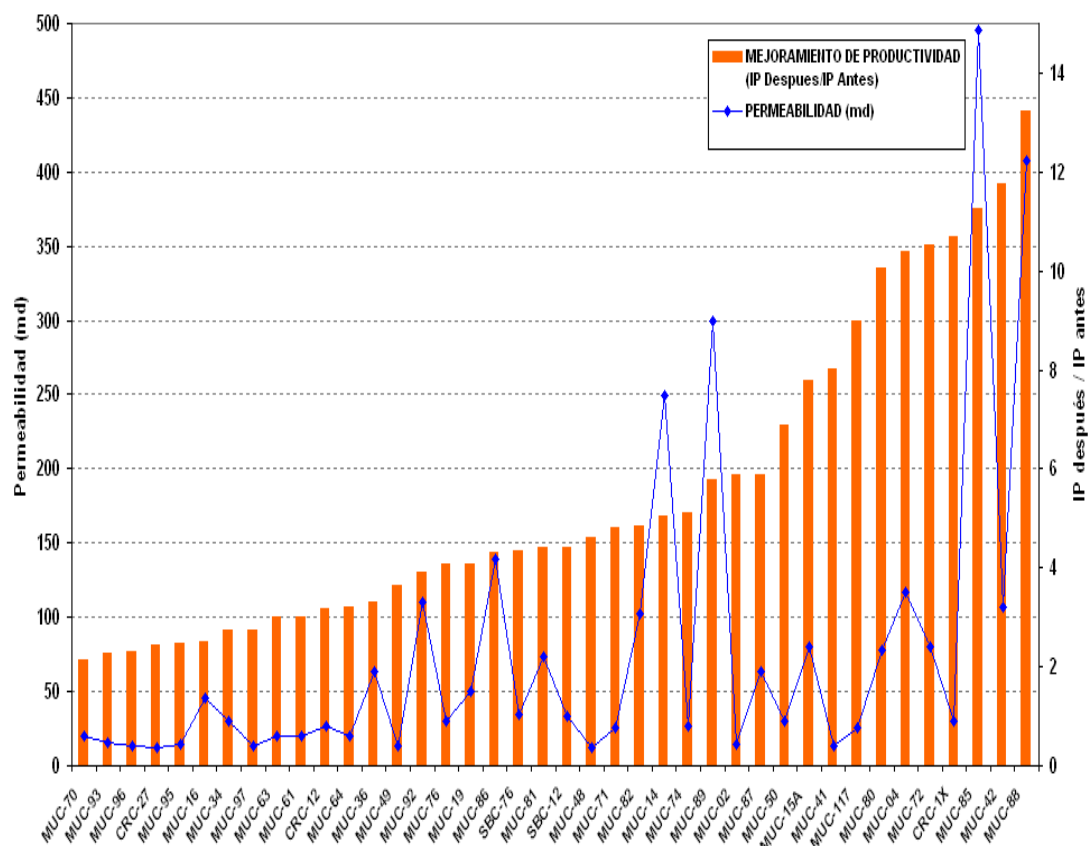


Tabla 4.3 Parámetros de yacimiento

POZO	ESPESOR (PIE)	Permeabilidad (md)	PRESION YAC (lpc).	IP antes (bpd/lpc)	IP después (bpd/lpc)	IP Después/ IP Antes(bpd/lpc)	Relación de POISSON	Modulo de YOUNG (LPC)
CRC-1X	292	30	8000	1,47	15,72	10,69	0,18	3,65E-06
CRC-12	70	27	7415	0,95	3,02	3,18	0,20	4,10E+06
CRC-27	61	12	6700	1,150	2,8	2,43	0,21	6,50E-06
MUC-02	79	14	8490	0,86	5,05	5,87	0,22	3,29E-06
MUC-04	70	117	7300	1,7	17,64	10,38	0,2	5,00E+06
MUC-14	20	250	7590	2,56	12,93	5,05	0,30	3,00E+09
MUC-15A	92	80	7800	2,34	18,25	7,80	0,26	5,00E+06
MUC-16	90	46	7070	2,01	5,03	2,50	0,3	5,00E+06
MUC-19	118	50	7550	1,78	7,26	4,08	0,21	3,50E+06
MUC-34	174	30	8000	3,28	8,94	2,73	0,21	4,22E+06
MUC-36	98	63	7400	2,72	9,01	3,31	0,22	3,45E+06
MUC-41	228	13	9000	1,5	12,04	8,03	0,2	5 E+06
MUC-42	95	107	8000	1,81	21,28	11,76	0,25	5,36E-06
MUC-48	126	12	8400	1,45	6,69	4,61	0,2	5,3 E+06
MUC-49	132	13	8536	0,97	3,54	3,65	0,2	4,00E+06
MUC-50	214	30	7550	2,5	17,2	6,88	0,3	3,00E+07
MUC-61	132	20	8700	3,1	9,34	3,01	0,23	4,88E-06
MUC-63	106	20	8100	1,7	5,12	3,01	0,25	3,35E-06
MUC-64	84	20	9000	1,23	3,94	3,20	0,26	4,39E-06
MUC-70	20	20	8000	0,53	1,14	2,15	0,21	4,25E-06
MUC-71	82	26	7640	1,77	8,52	4,81	0,23	3,35E-06
MUC-72	78	80	7190	1,65	17,35	10,52	0,27	5,36E-06
MUC-74	50	27	8000	1,89	9,66	5,11	0,19	4,25E-06
MUC-76	130	30	7250	2,52	10,26	4,07	0,21	5,26E-06
MUC-80	160	78	8225	3,64	36,55	10,04	0,22	5,00E-06
MUC-81	92	74	8767	3,32	14,62	4,40	0,22	4,87E-06
MUC-82	86	102	8320	3,5	16,93	4,84	0,19	4,30E-06
MUC-85	90	498	7903	6,29	70,84	11,26	0,2	4,50E-06
MUC-86	90	139	7530	4,71	20,32	4,31	0,19	4,52E-06
MUC-87	70	63	8027	3,21	18,9	5,89	0,24	3,62E-06
MUC-88	80	408	7232	3,83	50,64	13,22	0,17	4,25E+06
MUC-89	60	300	7700	2,9	16,74	5,77	0,22	3,34E+06
MUC-92	130	110	7300	7,23	28,3	3,91	0,25	3,39E-06
MUC-93	32	16	7531	1,6	3,64	2,28	0,21	3,62E-06
MUC-95	54	14	8305	2,21	5,43	2,46	0,24	3,31E-07
MUC-96	45	13	8264	0,72	3,83	5,32	0,25	4,26E-06
MUC-97	50	13	8376	0,55	1,51	2,75	0,15	3,00E+07
MUC-117	64	26	7104	1,81	16,29	9,00	0,23	4,25E+06
SBC-12	224	33	8335	3,56	15,75	4,42	0,22	3,33E-06
SBC-76	250	34	7652	7,12	30,85	4,33	0,28	4,27E-06

Gráfico 4.4 Mejoramiento de productividad Vs Permeabilidad



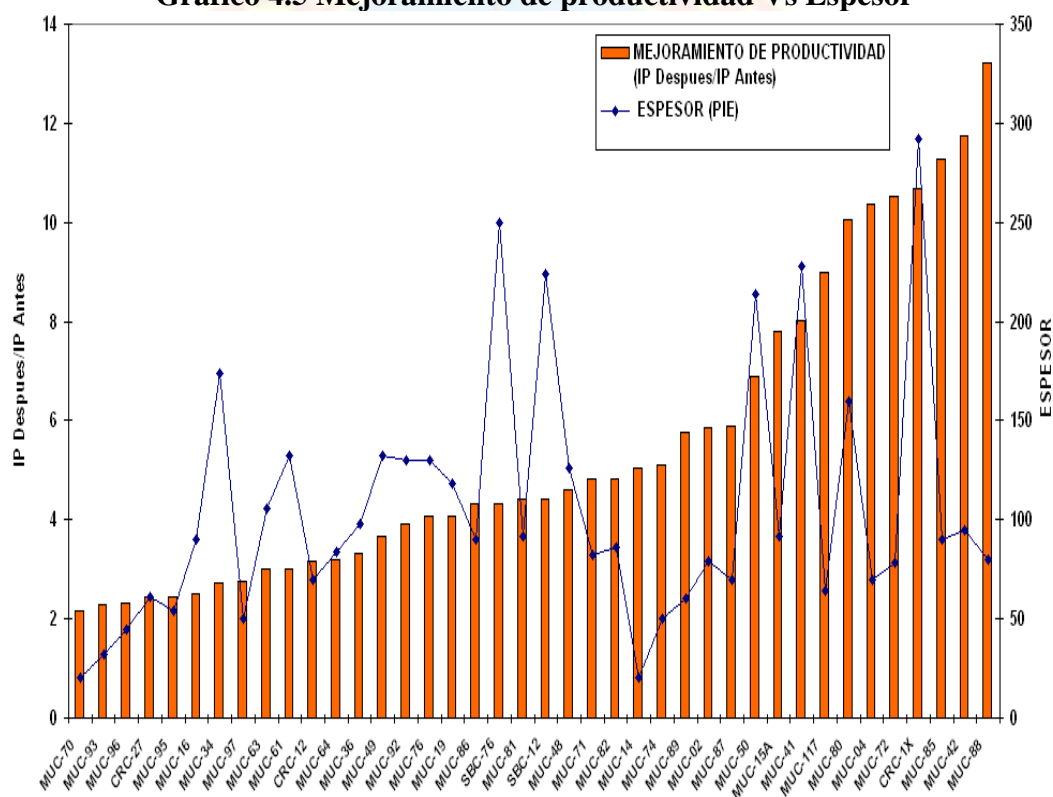
Teniendo en cuenta esta limitación, y considerando que el espesor y la permeabilidad de la formación son importantes en el diseño y los resultados de las fracturas, se realizó un análisis de los valores de permeabilidad (tomados de las pruebas de presión), en el gráfico 4.4.

Es importante destacar que los pozos con los mayores valores de permeabilidad (498 mD) también fueron los pozos que obtuvieron mayores valores de índice de productividad, estos fueron: el pozo MUC-88 y MUC-85. Y el menor valor de permeabilidad se presenta en el pozo CRC-27 con 12 mD. (Ver tabla 4.3)

Tabla 4.4 Comparativo del Rango de Permeabilidad e Índice de Productividad

Permeabilidad (mD)	% pozos	I.P. Rango (BPD/Lpc)
12 – 40	56	2,08 – 17,2
40 - 100	22	5,03 – 18,25
>100	22	16,93 – 70,84

Gráfico 4.5 Mejoramiento de productividad Vs Espesor



En el gráfico 4.5, se observa que el pozo que presentó un mayor valor de espesor fue el CRC-1X con un valor de 292 pies y los pozos con los menores valores de espesor fueron los pozos MUC-14 y MUC-70 con valores de 20 pies cada uno.

Tabla 4.5 Comparativo de espesor e índice de productividad

Espesor (Pie)	% pozos	I.P. rango (BPD/ Lpc)
20 – 50	15,5	1, 14 – 9,66
50 – 150	65	2,08 – 70, 84
>150	19.5	8, 94 – 36, 65

De la tabla 4.5 se aprecia que el índice de productividad es mayor en pozos con espesor de 50 a 150 pie y es donde se ubican el mayor porcentaje de los pozos en estudio.

En los gráficos C.1, C.2, C.3, C.4 y C.5 (ver apéndices C) no se logró identificar una relación entre la producción de crudo después del tratamiento y los parámetros de geometría de fractura como: la altura, el largo, el ancho y el Cfd, observándose que no existe una ley de proporción entre la producción de los pozos posterior al tratamiento y los parámetros que definen la geometría de la fractura, ya que los parámetros que definen la geometría de una fractura son el espesor de la arena y la permeabilidad de la misma, es decir no guardan relación los parámetros de fractura con la producción de crudo.

En la tabla 4.6 se pueden observar que los valores de longitud media de fractura varían entre 40 pie-390 pie y los de ancho de fractura entre 0,12- 1,09 pulgadas, estos parámetros son altamente dependientes de la permeabilidad de la formación donde los valores de permeabilidad más bajos generan unos resultados de longitud altos, se habla de valores de permeabilidad bajo cuando el valor es inferior a 20 mD y valores de longitud alto cuando el valor es superior a 150 pie, esto con la finalidad de obtener una mejor conexión con el pozo.

Tabla 4.6 Parámetros de diseño de la fractura de cada pozo

POZO	LONGITUD (PIE)	ALTURA (PIE)	ANCHO (Pulg)	(Cfd)	SACOS DE BAUXITA
CRC-1X	263	104	0.15	0,21	970
CRC-12	155	74	0.49	0,96	653
CRC-27	153	197	0.31	3,5	1141
MUC-02	138	63	0.37	3,08	1002
MUC-04	82	153	0,35	1,06	857
MUC-14	77	38	0,42	1,08	332
MUC-15A	168	91	0,14	0,13	450
MUC-16	60	106	0,55	6,62	485
MUC-19	78	117	0,54	5,17	497
MUC-34	139	188	0,21	0,75	500
MUC-36	390	60	0,12	0,13	543
MUC-41	135	99	0,17	2,14	1300
MUC-42	86	154	0,4	0,77	750
MUC-48	250	50	0,35	1,32	502
MUC-49	105	192	0,3	3,03	1356
MUC-50	206	138	0,12	0,48	779
MUC-61	142	101	0,79	4,6	668
MUC-63	73	125	0,78	6,87	715
MUC-64	95	112	0,89	6,97	930
MUC-70	70	53	0,39	5,23	344
MUC-71	116	74	0,58	4,08	564
MUC-72	62	129	0,37	1,35	717
MUC-74	93	155	0,53	1,44	1161
MUC-76	100	87	0,26	1,74	512
MUC-80	51	106	0,72	2,09	532
MUC-81	73	102	0,52	1,28	504
MUC-82	74	106	0,33	0,47	380
MUC-85	40	110	0,16	0,31	145
MUC-86	50	78	0,54	1,64	552
MUC-87	53	92	0,68	5,24	586
MUC-88	136	90	0,30	0,14	784
MUC-89	51	81	0,55	0,5	254
MUC-92	106	120	0,24	0,32	368
MUC-93	84	93	0,58	6,99	440
MUC-95	74	111	0,42	6,21	964
MUC-96	154	63	0,73	4,79	999
MUC-97	97	126	0,35	6,15	864
MUC-117	84	160	0,55	0,57	1278
SBC-12	113	173	0,77	3,27	1250
SBC-76	210	60	0,20	0,41	515

En la mayoría de los pozos estudiados se pudo observar que a mayores permeabilidades los valores de longitud de fractura tienden a ser menores, una representación es el pozo MUC-85 el cual posee una permeabilidad de 498 mD y una longitud de fractura de 40 pies, mientras que los pozos de baja permeabilidad las fracturas se han diseñado para una longitud larga, una representación es el pozo CRC-27 el cual posee una permeabilidad de 12 mD y una longitud de fractura de 153 pie.

Este comportamiento es consecuencia directa, de que para pozos con alta permeabilidad es necesaria una gran conductividad de fractura generada a partir de una fractura corta y ancha.

En contraposición se encuentra, de que para pozos con baja permeabilidad, es importante una gran longitud empacada creada a partir de una fractura larga y estrecha. En ambos casos, se busca optimizar el índice de productividad del pozo, a través de una buena comunicación entre el yacimiento y el pozo.

4.2 DETERMINACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DEL TRATAMIENTO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LOS POZOS DEL ÁREA CARITO, MEDIANTE LA METODOLOGÍA DEL ÍNDICE DE ESTIMULACIÓN, DE ROMERO Y MEYER-JACOB

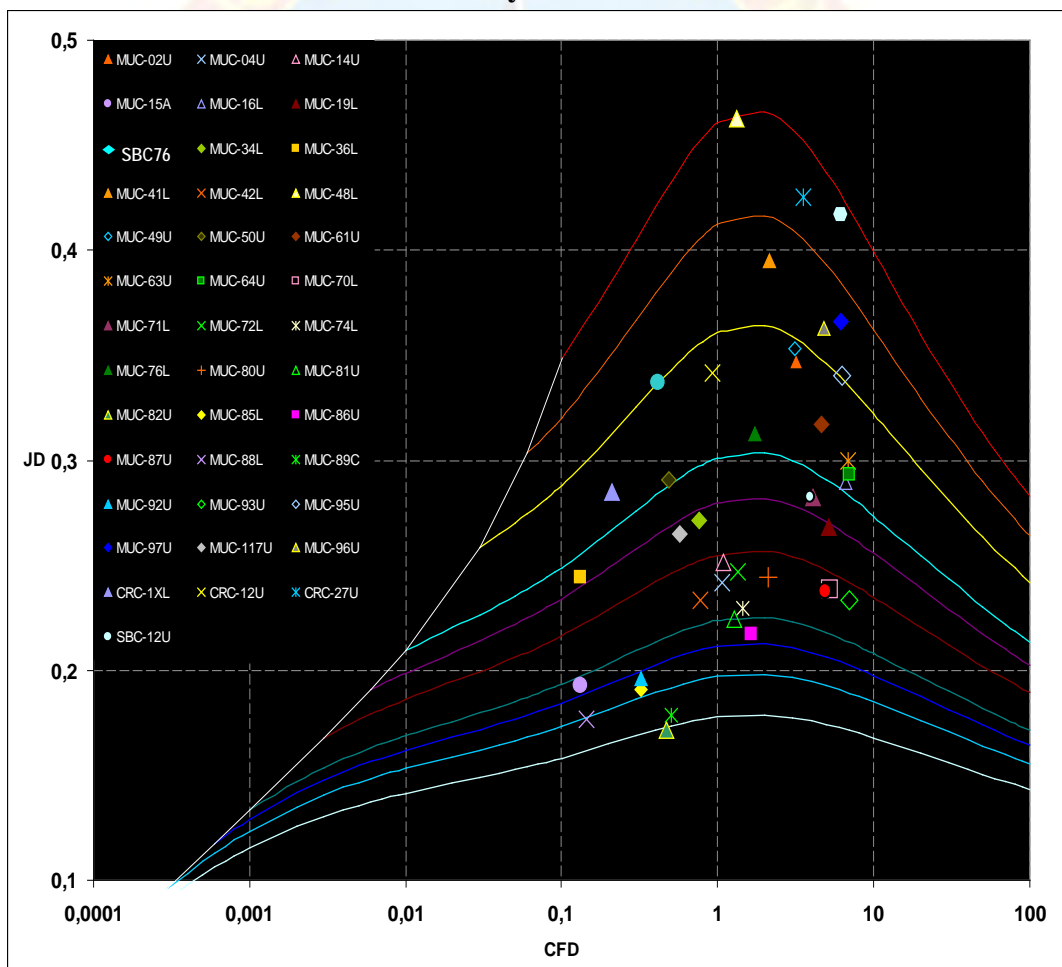
Una vez obtenidos los parámetros de yacimiento y de fractura, se calculó el número de propante (N_{prop}) para cada tratamiento de fractura, a través de la ecuación. **2.12**. Además, la conductividad de fractura adimensional, las dimensiones de fractura longitud y ancho (x_f , w_f), así como también la permeabilidad del propante (k_f), volumen de propante (V_p) se calcularon los valores de índice de productividad adimensional (J_D) Los principales resultados se muestran en la tabla 4.7.

Tabla 4.7 Condiciones de fractura

POZO	Kf (md)	(Vp) pie3	Xf (PIE)	Wf (Pulg)	Nprop	Jd real	(Cfd)
CRC-1X	133655	2187,21	263	0.15	0,01599	0,28	0,21
CRC-12	204000	284,26	155	0.49	0,0224	0,34	0,96
CRC-27	290354	173,35	153	0.31	0,07597	0,42	3,5
MUC-02	199584	908,38	138	0.37	0,02535	0,34	3,08
MUC-04	351532	288,89	82	0.35	0,00195	0,24	1,06
MUC-14	521990	332,09	77	0.42	0,00267	0,25	1,08
MUC-15A	152459	328,17	168	0.14	0,00079	0,19	0,13
MUC-16	522500	427,25	60	0.55	0,01142	0,28	6,62
MUC-19	368484	509,85	78	0.35	0,00577	0,26	5,17
MUC-34	180254	377,12	139	0.21	0,00526	0,27	0,75
MUC-36	325689	688,16	390	0.12	0,00696	0,24	0,13
MUC-41	265875	1163,27	135	0.17	0,0468	0,39	2,14
MUC-42	214527	320,54	86	0.4	0,00157	0,23	0,77
MUC-48	136582	709,98	250	0.35	0,09694	0,46	1,32
MUC-49	129856	497,95	105	0.3	0,02787	0,35	3,03
MUC-50	301256	683,07	206	0.12	0,01066	0,29	0,48
MUC-61	198522	639,8	142	0.79	0,01713	0,31	4,6
MUC-63	254126	439,07	73	0.78	0,02072	0,29	6,87
MUC-64	145874	514,17	95	0.89	0,01277	0,29	6,97
MUC-70	225698	103,96	70	0.39	0,00226	0,23	5,23
MUC-71	254781	389,81	116	0.58	0,00739	0,28	4,08
MUC-72	218547	302,66	62	0.37	0,00223	0,24	1,35
MUC-74	425311	199,43	93	0.53	0,00119	0,22	1,44
MUC-76	241587	545,3	100	0.26	0,01208	0,31	1,74
MUC-80	138669	595,83	51	0.72	0,00206	0,24	2,09
MUC-81	159865	304,66	73	0.52	0,00099	0,22	1,28
MUC-82	129563	223,57	74	0.33	0,0009	0,17	0,47
MUC-85	482410	56,69	40	0.16	0,00038	0,19	0,31
MUC-86	254125	327,03	50	0.54	0,00072	0,21	1,64
MUC-87	189659	306,29	53	0.55	0,00177	0,23	5,24
MUC-88	147854	542,38	136	0.30	0,00049	0,17	0,14
MUC-89	168549	96,67	51	0.55	0,00014	0,17	0,5
MUC-92	187956	293,33	106	0.24	0,00049	0,19	0,32
MUC-93	305639	116,52	84	0.68	0,00302	0,23	6,99
MUC-95	246339	342,92	74	0.42	0,03688	0,34	6,21
MUC-96	157887	554,71	154	0.73	0,03873	0,36	4,79
MUC-97	265896	233,43	97	0.35	0,04631	0,36	6,15
MUC-117	121825	299,72	84	0.55	0,00504	0,26	0,57
SBC-12	150256	568,34	103	0.77	0,0068	0,28	3,27
SBC-76	175896	1718,56	210	0.20	0,0304	0,33	0,41

La tabla 4.7 muestra que los valores calculados de N_{prop} están por debajo de 0,1, lo que indica que las condiciones óptimas de fractura se producen con un valor de $C_{fd} = 1.6$. Todos estos datos fueron graficados en una hoja de cálculo diseñada especialmente para el cálculo del J_d ingresando datos de parámetros de yacimiento y de fractura y comparados con los valores teóricos establecidos por Romero y Meyer Jacob, los principales resultados se muestran en el gráfico 4.6

Gráfico 4.6 Gráfico del índice de productividad adimensional según Romero y Meyer Jacob



Los pozos ubicados bajo el punto de inflexión de cada curva, fueron los que de acuerdo a la metodología del índice de productividad adimensional resultaron ser óptimos como se muestra en el gráfico 4.8, se pudo observar que hubo resultados de fractura de algunos pozos que estuvieron dentro del rango de las curvas teóricas óptimas y otros pozos que no se ubicaron dentro de ese rango (50% de los pozos). Es importante notar que mientras más se acerque el valor de conductividad de fractura adimensional al valor óptimo ($C_{fd}=1,6$) valor establecido por Romero y Meyer Jacob para números de propantes menores a 0,1, mas alto será el valor del índice de productividad adimensional para cada número de propante.

Romero y Meyer Jacob (2001) afirman que cuando la conductividad de fractura adimensional está lejos del valor óptimo, indica que la fractura es un posible restricción de flujo del líquido hacia el pozo, cuando la conductividad de la fractura es mucho menor al valor óptimo ($C_{fd} \ll 1,6$), o que la fractura es muy corta y ancha lo cual ocurre cuando la conductividad de la fractura es mucho mayor al valor óptimo ($C_{fd} \gg 1,6$), por lo tanto los pozos que se encuentran en ambos lados del valor óptimo requieren un mejor diseño para los tratamientos de refracturas en el futuro a fin de optimizarlos y mejorar el índice de productividad adimensional (J_D)

En la tabla 4.8, se observó que los pozos que se acerquen al valor óptimo de C_{fd} de 1.6, poseen un índice productividad alto ($I_p > 2 =$ aceptable). Con excepción de aquellos pozos que tienen un valor de C_{fd} alejado del valor óptimo y que además posee un buen índice de productividad, justificados bajo la condición de que el objetivo del tratamiento fue el de mejorar las condiciones de fondo.

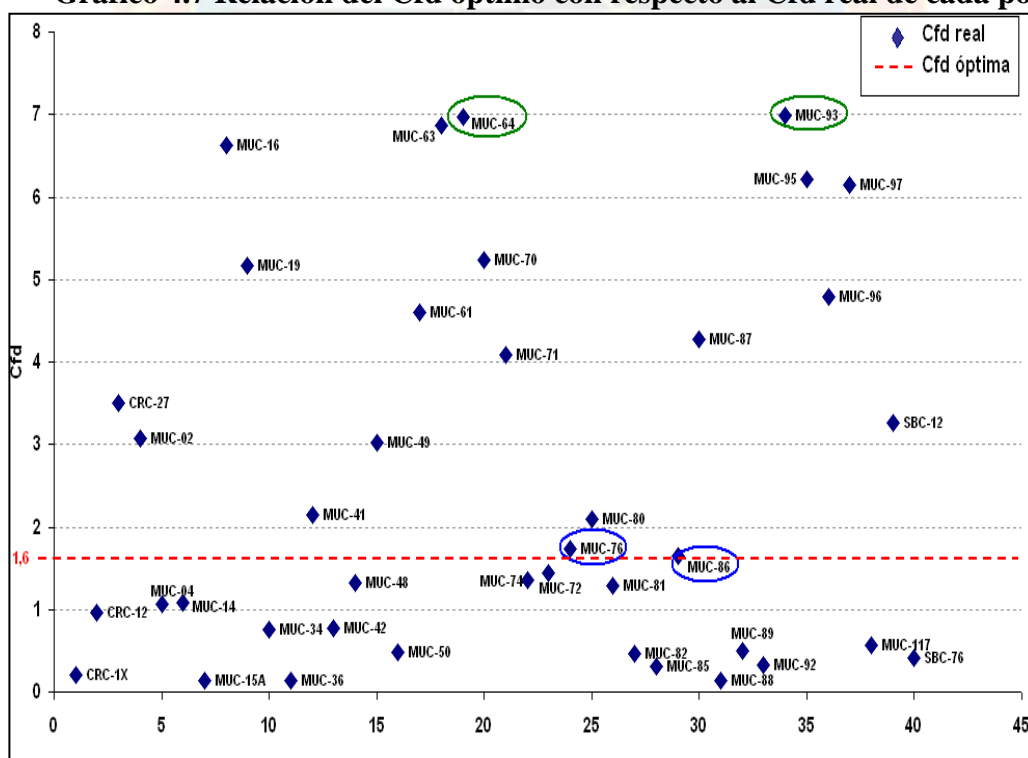
Tabla 4.8 Comparativo de conductividad de la fractura adimensional con índice de productividad

POZO	(Cfd)	IP (bpd/lpc)
CRC-1X	0,21	15,72
CRC-12	0,96	3,02
CRC-27	3,5	2,8
MUC-02	3,08	5,05
MUC-04	1,06	17,64
MUC-14	1,08	12,93
MUC-15A	0,13	18,25
MUC-16	6,62	5,03
MUC-19	5,17	7,26
MUC-34	0,75	8,94
MUC-36	0,13	9,01
MUC-41	2,14	12,04
MUC-42	0,77	21,28
MUC-48	1,32	6,69
MUC-49	3,03	3,54
MUC-50	0,48	17,2
MUC-61	4,6	9,34
MUC-63	6,87	5,12
MUC-64	6,97	3,94
MUC-70	5,23	1,14
MUC-71	4,08	8,52
MUC-72	1,35	17,35
MUC-74	1,44	9,66
MUC-76	1,74	10,26
MUC-80	2,09	36,55
MUC-81	1,28	14,62
MUC-82	0,47	16,93
MUC-85	0,31	70,84
MUC-86	1,64	20,32
MUC-87	5,24	18,9
MUC-88	0,14	50,64
MUC-89	0,5	16,74
MUC-92	0,32	28,3
MUC-93	6,99	3,64
MUC-95	6,21	5,43
MUC-96	4,79	3,83
MUC-97	6,15	1,51
MUC-117	0,57	16,29
SBC-12	3,27	15,75
SBC-76	0,41	30,85

A fin de demostrar cuales de los pozos se ubican dentro del rango del Cfd, se realizó la siguiente gráfica (4.7), la cual muestra el valor del Cfd óptimo en comparación con los valores reales del Cfd de los pozos estudiados, en la gráfica 4.7, se pudo observar que los pozos con una mayor separación del valor óptimo son el MUC-93 y el MUC-64 con valores de 6,99 y 6,97 respectivamente lo que indica que las dimensiones de la fractura son cortas y anchas.

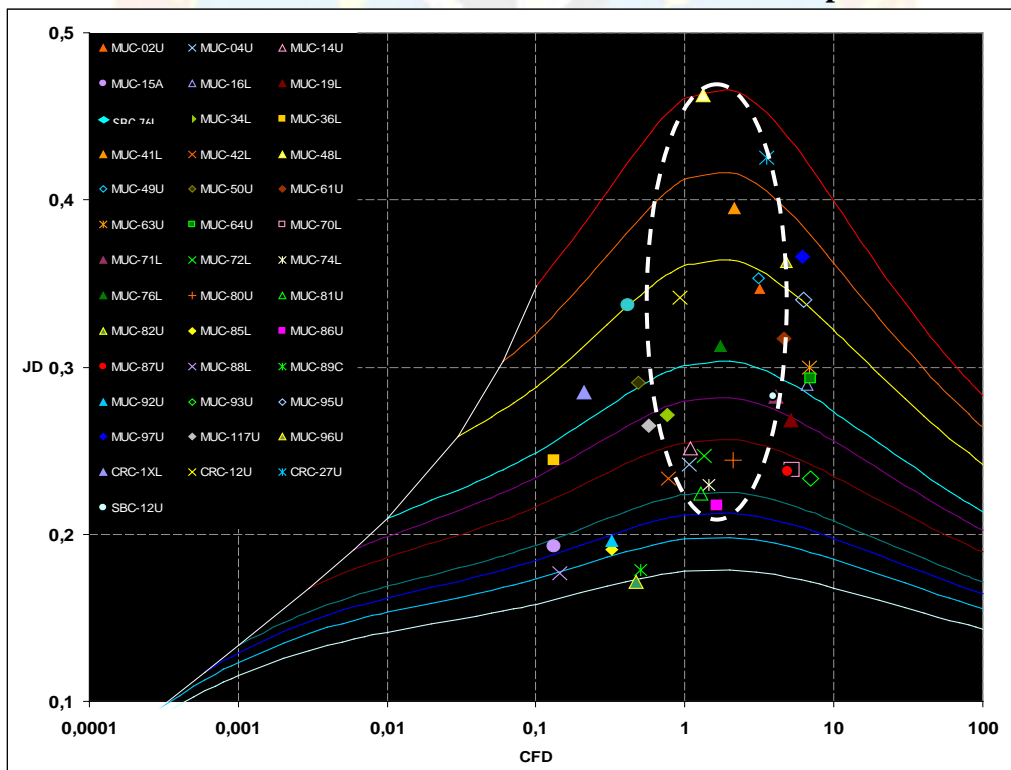
Los pozos que estuvieron más cercanos al valor óptimo de Cfd (1,6) fueron el MUC-86 y el MUC-76 con valores de 1,64 y 1,74 respectivamente lo que indica que el diseño de fractura aplicada a esos pozos fue el ideal, lo que conduce a mejoras considerables en la productividad de los pozos.

Gráfico 4.7 Relación del Cfd óptimo con respecto al Cfd real de cada pozo



Con la metodología del índice de productividad adimensional de Romero y Meyer Jacob se logró identificar los pozos que fueron más efectivos después de la fractura hidráulica, luego de visualizar la ubicación de los pozos en la gráfica del J_D (4.8) se pudo notar cuales de los pozos estaban dentro del rango óptimo del C_{fd} , de un total de 40 pozos estudiados, 20 pozos se ubicaron dentro del rango óptimo según la metodología del J_D lo que representa un 50 % de los pozos estudiados, 11 pozos quedaron con valores de C_{fd} menores a 0,70 es decir que las fracturas fueron subdimensionadas, lo que representó un total de 27 % y 9 pozos obtuvieron valores de C_{fd} mayores a 4,90 lo que indica que las fracturas fueron sobreestimadas representando un total de 23 % de los pozos estudiados.

Gráfico 4.8 Pozos fracturados dentro del J_D óptimo



En el gráfico 4.8, se pudo observar que los pozos que se ubicaron dentro del óvalo fueron los que quedaron en el rango óptimo establecido para el J_D el cual oscila entre los valores de 0.70 – 4.90. Aquellos pozos que según la gráfica se ubicaron a la derecha del óvalo fueron los pozos cuyas fracturas fueron sobredimensionados y los que quedaron a la izquierda del óvalo fueron los pozos cuyas fracturas fueron subestimadas.

En la tabla 4.9 se pudo observar los pozos que resultaron exitosos según la metodología del J_D , el rango óptimo de Cfd de estos pozos varía entre 0,75 el cual es el valor menor perteneciente al pozo MUC-34 y 4,79 el cual es el valor mayor perteneciente al pozo MUC-96, es decir se ubican dentro del rango óptimo de Cfd establecido por Romero y Meyer Jacob el cual es de (0.70 - 4.90).

Tabla 4.9 Pozos dentro del rango óptimo del J_D

POZO	Cfd	Jd real	IP antes (BPD/Lpc)	IP después (BPD/Lpc)	Qo antes (BPD)	Qo después (BPD)
CRC-12	0,96	0,34	0,95	3,02	506	1056
CRC-27	3,5	0,42	1,15	2,8	710	1359
MUC-02	3,08	0,34	0,86	5,05	200	1050
MUC-04	1,06	0,24	1,7	17,64	1098	2450
MUC-14	1,08	0,25	2,56	12,93	1400	3495
MUC-34	0,75	0,27	3,28	8,94	2284	3156
MUC-41	2,14	0,39	1,5	12,04	760	2250
MUC-42	0,77	0,23	1,81	21,28	1140	2850
MUC-48	1,32	0,46	1,45	6,69	965	1700
MUC-49	3,03	0,35	0,97	3,54	870	2450
MUC-61	4,6	0,31	3,1	9,34	1700	2250
MUC-71	4,08	0,28	1,77	8,52	1739	2700
MUC-72	1,35	0,24	1,65	17,35	650	1094
MUC-74	1,44	0,22	1,89	9,66	650	2200
MUC-76	1,74	0,31	2,52	10,26	1500	2062
MUC-80	2,09	0,24	3,64	36,55	450	2200
MUC-81	1,28	0,22	3,32	14,62	950	4100
MUC-86	1,64	0,21	4,71	20,32	2500	9150
MUC-96	4,79	0,36	0,72	3,83	320	3400
SBC-12	3,27	0,28	3,56	15,75	950	3000

En la tabla 4.10, se compararon los valores del índice de productividad adimensional luego de la fractura (J_d real) con respecto a los valores óptimos de acuerdo a la curva teórica según el diseño real del tratamiento (J_d ideal), la división de estos dos parámetros arrojó el valor de la eficiencia del índice de productividad adimensional ($Ef.J_d$) con el cual se puede obtener la eficacia del tratamiento de fractura, los diseños de fractura realizados a los pozos que obtuvieron valores de eficiencia cercana a uno (1) se puede concluir que fueron los diseños más efectivos.

Tabla 4.10 Eficiencia del J_D

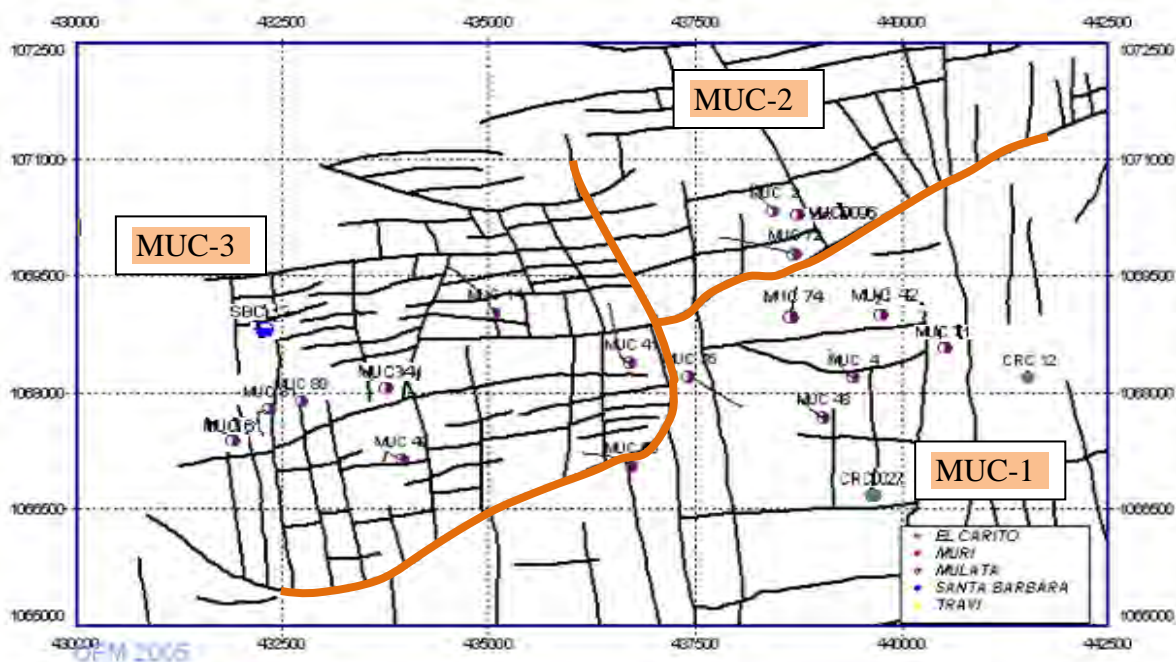
POZO	J_d real	J_d ideal	$Ef J_d$
CRC-12	0,34	0,35	0,97
CRC-27	0,42	0,43	0,98
MUC-02	0,34	0,35	0,97
MUC-04	0,24	0,24	1,00
MUC-14	0,25	0,25	1,00
MUC-34	0,27	0,28	0,96
MUC-41	0,39	0,39	1,00
MUC-42	0,23	0,26	0,88
MUC-48	0,46	0,46	1,00
MUC-49	0,35	0,36	0,97
MUC-61	0,31	0,33	0,94
MUC-71	0,28	0,29	0,97
MUC-72	0,24	0,24	1,00
MUC-74	0,22	0,22	1,00
MUC-76	0,31	0,31	1,00
MUC-80	0,24	0,24	1,00
MUC-81	0,22	0,22	1,00
MUC-86	0,21	0,21	1,00
MUC-96	0,36	0,37	0,97
SBC-12	0,28	0,29	0,97

Es importante resaltar que aquellos pozos a pesar de estar fuera del rango óptimo del J_D , no implica que la fractura haya sido poco efectiva, por el contrario existen otras causas que pudieron haber afectado la productividad del mismo como es el caso de la

aplicación de un mejor diseño de fractura, lo cual permite mejorar tanto las condiciones de fondo como de superficie, y así optimizar la producción de los pozos.

En la gráfica 4.9 se pudo observar la distribución de los pozos que de acuerdo a la metodología del índice de productividad adimensional (J_D) se ubicaron en el rango óptimo del J_D , donde se pudo notar que la mayoría de los pozos quedaron ubicados en la zona central del campo Carito, es decir en el yacimiento MUC-1 con un porcentaje de 45 %, esto debido a sus propiedades petrofísicas y buenas condiciones de yacimiento, en el yacimiento MUC-3 un 40 % y el yacimiento con menos pozos dentro del rango óptimo fue el yacimiento MUC-2 con un total de 15 % de los pozos.

Gráfico 4.9 Distribución de los pozos dentro del J_D óptimo en el mapa del Campo Carito.



Se realizaron estudios a los pozos, que de acuerdo a la metodología del JD resultaron ser óptimos, partiendo de allí se calculó la permeabilidad promedio y los sacos de bauxita promedio que se deben inyectar a un pozo en el campo Carito para que el tratamiento sea óptimo y efectivo, los resultados fueron los siguientes: seiscientos setenta (670) sacos de bauxita a una permeabilidad promedio de cincuenta y cinco (55) mD. Esto se obtuvo realizando la sumatoria de los sacos usados en los veinte pozos (20) efectivos y luego se promedio dividiendo el valor obtenido entre la cantidad de pozos. De la misma forma ocurre para el caso de la permeabilidad promedio.

4.3 SELECCIÓN DE LOS POSIBLES POZOS CANDIDATOS A REFRACTURAMIENTO HIDRÁULICO, BASADO EN LA METODOLOGÍA APLICADA.

Una vez conociendo los pozos ubicados fuera del rango óptimo del J_D , se realizaron estudios y gráficos de análisis Boston para hacer una mejor elección de los pozos candidatos a refracturar, en función de las condiciones actuales de fondo y superficie de los pozos. Se consideraron como pozos candidatos aquellos que presentaron los parámetros como se indica en la tabla 4.11.

Tabla 4.11 Premisas para selección de pozos candidatos a refracturamiento

Premisas	Rango
I.P	≤ 2
$\Delta P (P_{yac} - P_{wf})$	$\geq 1500 \text{ Lpc}$
$k \cdot h$	$\leq 5000 \text{ mD.pie}$
Q_o	$\leq 1500 \text{ BPD}$

En este gráfico 4.10 de análisis Boston se seleccionaron los pozos que se ubicaron en el cuarto cuadrante (IV), los cuales contaban con un índice de productividad menor a 2 y una producción de crudo inferior o igual a 1500 BPD, debido a que se considera que los pozos que cuenten con valores menores a estos, son buenos candidatos para la aplicación de un tratamiento de fractura hidráulica.

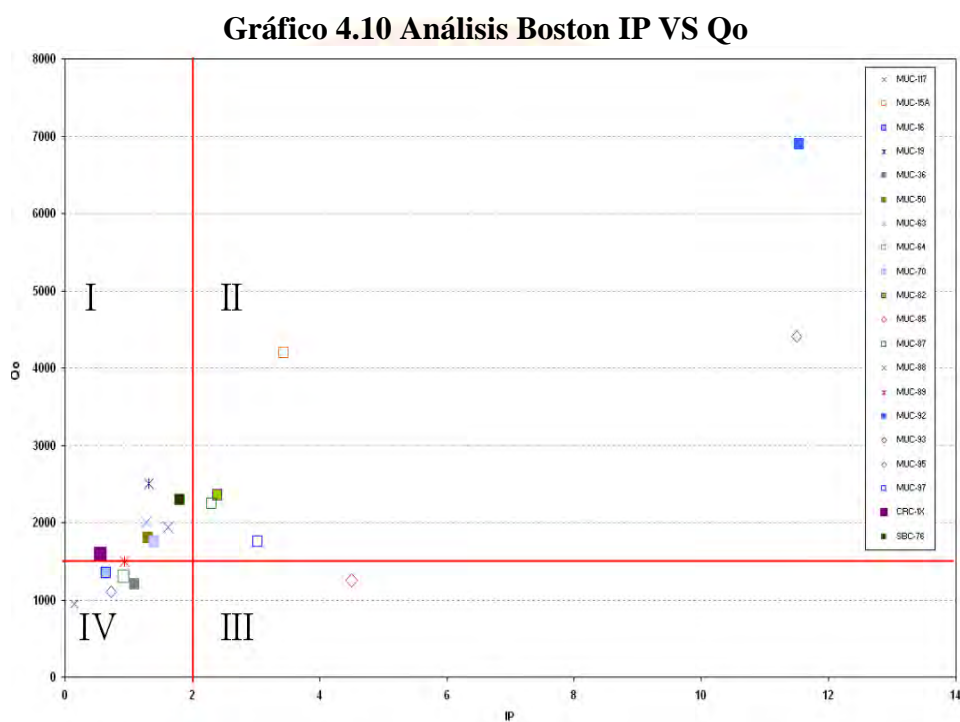
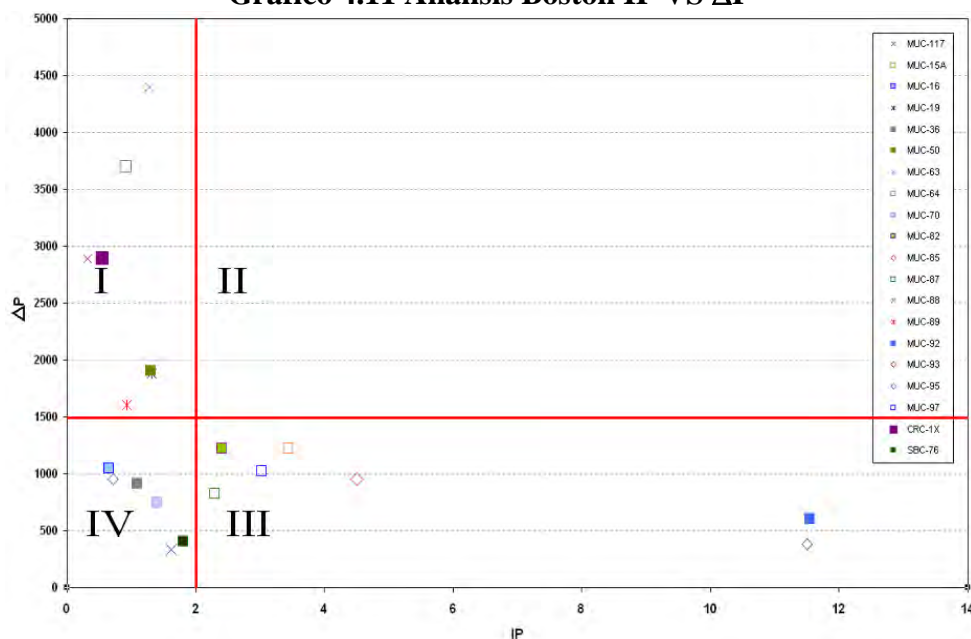


Tabla 4.12 Primer parámetro de escogencia de análisis Boston IP vs Q_o

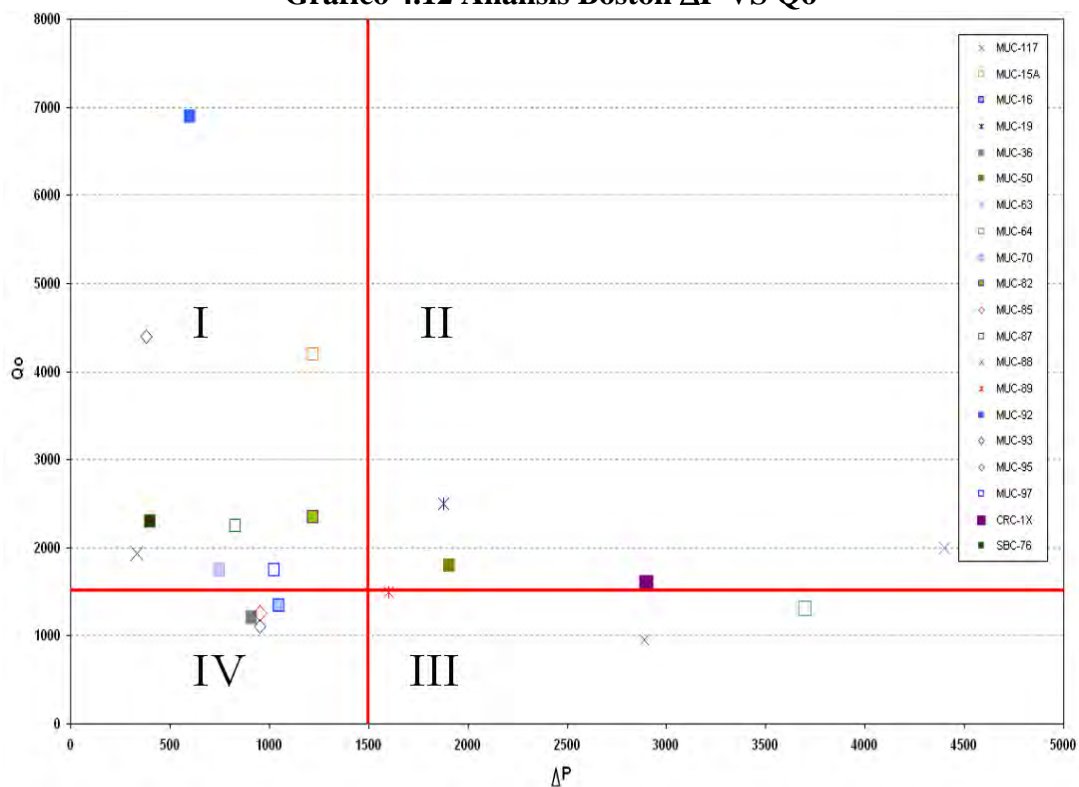
Pozos	I.P < 2	
	(BPD/Lpc)	Q _o ≤ 1500 BPD
MUC-16	0,65	1350
MUC-36	1,09	1200
MUC-64	0,92	1300
MUC-89	0,93	1500
MUC-95	0,72	1100
MUC-117	0,32	950

Gráfico 4.11 Análisis Boston IP VS ΔP 

En este gráfico 4.11 de análisis Boston, se seleccionaron los pozos que se ubicaron en el primer cuadrante (I), los cuales contaban con un índice de productividad menor a 2 y un diferencial de presión ($P_{yac}-P_{wf}$) superior a 1500 lpc, los pozos son los señalados en la tabla 4.13.

Tabla 4.13 Segundo parámetro de escogencia de análisis Boston ΔP vs IP

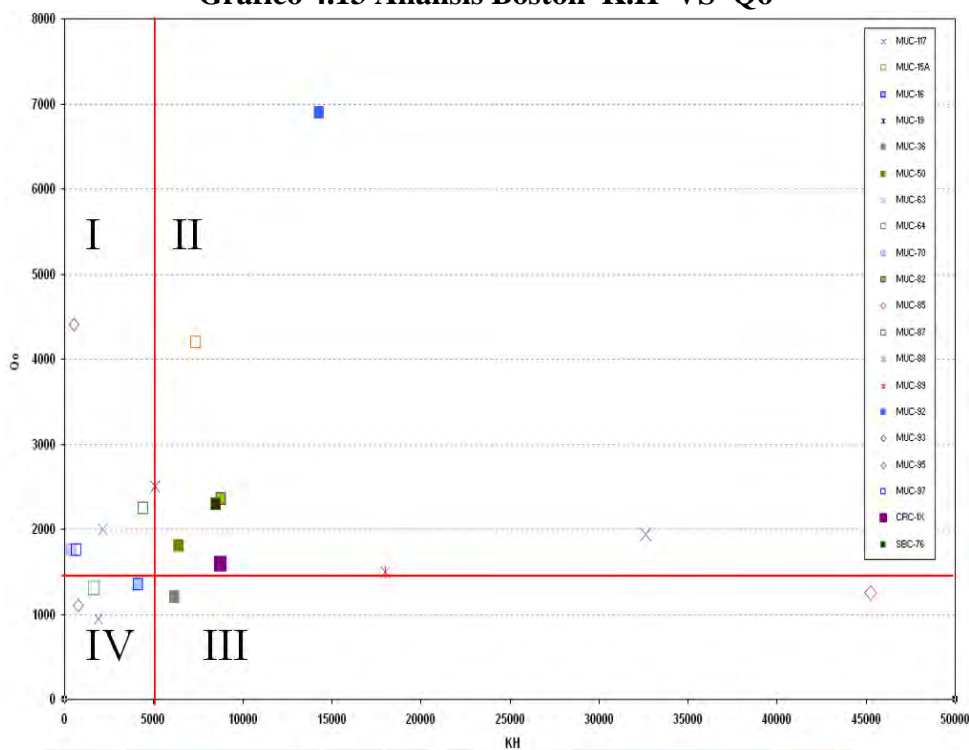
Pozos	$\Delta P > 1500$ Lpc	IP < 2
MUC-19	1880	1,32
MUC-50	1905	1,3
MUC-63	4400	1,28
MUC-64	3700	0,92
MUC-89	1600	0,93
MUC-117	2889	0,32
CRC-1X	2900	0,55

Gráfico 4.12 Análisis Boston ΔP VS Q_o 

En este gráfico se seleccionaron los pozos que se ubicaron en el tercer cuadrante (III), los cuales contaban con una producción de crudo menor o igual a 1500 BPD y un diferencial de presión ($P_{yac}-P_{wf}$) mayor a 1500 lpc, los pozos ubicados en ese cuadrante son los mostrados en la tabla 4.14.

Tabla 4.14 Tercer parámetro de escogencia de análisis Boston ΔP vs Q_o

Pozos	$\Delta P > 1500$ Lpc	$Q_o \leq 1500$ BPD
MUC-64	3700	1300
MUC-89	1600	1500
MUC-117	2889	950

Gráfico 4.13 Análisis Boston K.H VS Q_o

En este gráfico se seleccionaron los pozos que se ubicaron en el cuarto cuadrante (IV), los cuales contaban con una producción de crudo menor a 1500 bl/día y una capacidad de flujo (K.H) inferior a 5000 mD.pie, los pozos ubicados en ese cuadrante son los mostrados en la tabla 4.15.

Tabla 4.15 Cuarto parámetro de escogencia de análisis Boston k*h vs Q_o

Pozos	K*h ≤ 5000 md/pie	Q _o ≤ 1500 BPD
MUC-16	4140	1350
MUC-64	1680	1300
MUC-95	756	1100
MUC-117	1664	950

Luego de haber realizado los gráficos de análisis Boston se logró obtener los pozos que de acuerdo a determinado criterio se ubicaban en el cuadrante más crítico, para así lograr realizar una mejor escogencia de los posibles pozos candidatos a refracturar.

Con los pozos ubicados en las tablas anteriores se visualizaron los pozos que coincidieron en más ocasiones en los diferentes gráficos de análisis Boston antes mostrado y se pudo determinar que los pozos fueron los siguientes:

Tabla 4.16 Posibles pozos candidatos a refractura.

POZOS	MUC-16	MUC-64	MUC-89	MUC-95	MUC-117
--------------	---------------	---------------	---------------	---------------	----------------

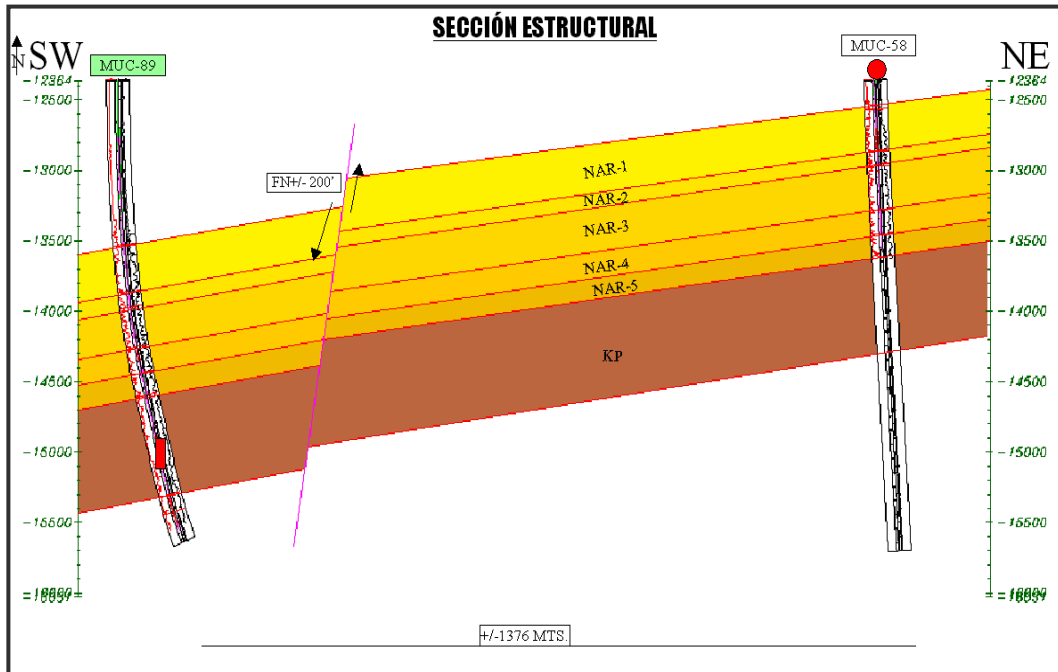
Conociendo los posibles cinco (5) pozos candidatos a refractura se le realizaron otro tipo de estudios a cada uno para determinar si estructuralmente los pozos están aptos para un tratamiento de fractura y así obtener los mejores candidatos para la refractura.

El análisis de las secciones estructurales es importante, ya que se puede conocer si los pozos están comunicados o si al momento del posible tratamiento de fractura hidráulica se pueden canalizar ya sea por agua o gas, las secciones estructurales de los posibles pozos candidatos a refracturamiento hidráulico (MUC-89), (MUC-95), (MUC-64), (MUC-117) Y (MUC-16) se muestran en el apéndice C.

De acuerdo al análisis realizado al pozo (MUC-89) se pudo conocer que el mismo esta canalizado, es decir, ya vió gas de inyección, esto se pudo confirmar al observar el trazador químico (PMCH) proveniente del pozo inyector de gas MUC-58.

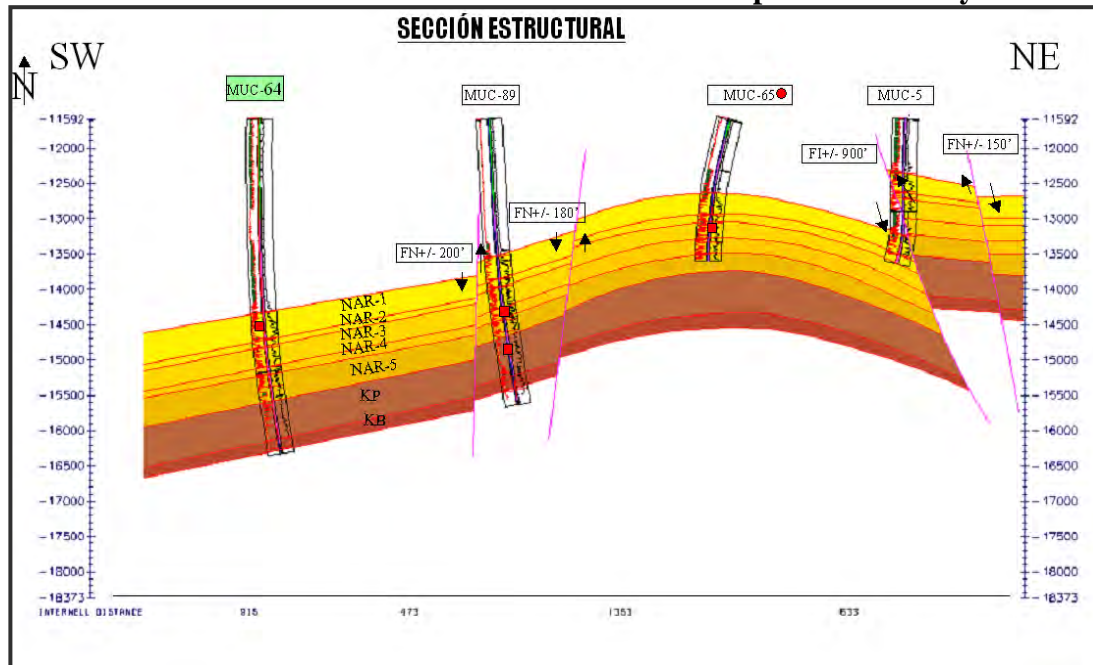
Por ende el pozo no se puede fracturar, y es descartado como candidato para el tratamiento. Esto se observa en el gráfico 4.14

Gráfico 4.14 sección estructural suroeste-noreste de los pozos MUC-58 y MUC-89



El análisis realizado al pozo (MUC-64) indica que no ha visto trazador químico (PDMCH) del pozo inyector de gas MUC-65, el pozo inyector se encuentra alejado del productor por lo cual no hay riesgo de canalización de gas, el pozo es candidato a refractura, cuenta con una producción de crudo actual de 1300 BPD, esto se observa en el gráfico 4.15.

Grafico 4.15: Sección estructural suroeste-noreste del pozo MUC- 65 y MUC-64



El análisis realizado al pozo (MUC-16) indica que no ha visto trazador químico del pozo inyector de gas MUC-58, aunque se encuentre muy cercano al productor MUC-16 con una distancia de 285 metros de separación, el pozo es candidato a refractura, cuenta con una producción de crudo actual de 1350 BPD. (Véase apéndice C.6)

El análisis realizado al pozo (MUC-95) indicó que no ha visto trazador (2-FBA) ya que se encuentra alejado del productor, por lo cual no hay riesgo de canalización de agua, el pozo es candidato a refractura, cuenta con una producción de crudo actual de 1100 BPD. (Véase apéndice C.7)

El análisis realizado al pozo (MUC-117) indica que no tiene riesgo de canalización de gas ya que no tiene en sus cercanías pozos inyectores de gas, por lo

cual es candidato a refractura, cuenta con una producción actual de 950 BPD. (véase apéndice C.8)

En líneas generales se puede decir, que el uso del índice de productividad adimensional J_d , permitió estudiar de una manera sencilla y directa el comportamiento de los pozos, luego del tratamiento de fractura hidráulica y así poder diagnosticar si los pozos fueron fracturados efectivamente.

Luego de haber finalizado el estudio y de realizar los respectivos análisis requeridos para la selección de los posibles pozos candidatos a refractura, se puede concluir que del total de los pozos evaluados cuatro (4) fueron los que resultaron candidatos para el tratamiento de fractura hidráulica los cuales son:

Tabla 4.17 Pozos candidatos a refracturamiento hidráulico.

POZOS	MUC-16	MUC-64	MUC-95	MUC-117
--------------	---------------	---------------	---------------	----------------

CONCLUSIONES

- De los 40 pozos seleccionados para el estudio, sólo cinco pozos (MUC-49, MUC-74, MUC-19, MUC-02 Y CRC-12) tienen pruebas de presión después de la fractura.
- El pozo con menor incremento en la producción luego del tratamiento fue el MUC-87 con 240 BPD. Mientras que el pozo con mayor incremento fue el MUC-86 con 7400 BPD.
- A medida que aumenta el volumen y la permeabilidad del propante empacado, el índice de productividad adimensional se hace mayor.
- La conductividad de fractura adimensional obtenida en el pozo MUC- 86 fue la más cercana al Cfd óptimo con un valor de 1,64.
- El 70 % de los pozos estudiados aumentó el índice de productividad por lo menos tres veces los valores iniciales y el 30% restante logró aumentarlo por lo mínimo más de dos veces después del tratamiento.
- El pozo MUC-89 vio trazador químico del inyector de gas MUC-58.
- Los pozos MUC-117, MUC-95, MC-64 Y MUC-16 necesitan un tratamiento de fractura.

RECOMENDACIONES

- Aplicar la metodología utilizada en este proyecto a otros campos en el Distrito Norte, a fin de evaluar la eficiencia de los tratamientos de fracturas e identificar nuevas oportunidades para aumentar la productividad de los pozos.
- Aplicar las respectivas pruebas de presión a los pozos antes y después de ejecutar los tratamientos de fractura con el fin de obtener valores confiables de parámetros de yacimiento, y así evaluar las dimensiones de la fractura.
- Llevar a cabo evaluaciones económicas en los tratamientos de fracturas futuras para evaluar el impacto del uso de volúmenes más grandes y la permeabilidad del agente apuntalante y comparar el equilibrio de los ingresos adicionales con el costo de ejecución.
- Realizar análisis y evaluación petrofísica al pozo MUC-89 para visualizar si es posible un cambio de zona ya que no tiene para adicionar en la arena KB.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARIAS, F. (1999). EL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN (3RA. ED.). CARACAS, VENEZUELA.

DIYASHEV, R. & ECONOMIDES, M. (2005). THE DIMENSIONLESS PRODUCTIVITY INDEX AS A GENERAL APPROACH TO WELL EVALUATION. INFORME SPE PRODUCTION Y OPERACIÓN. Pp. 394-401.

ECONOMIDES, M. & MARTIN, T. (2007). MODERN FRACTURING. EDITORIAL PUBLISHING, HOUSTON, USA. Pp.141-145.

PDVSA. CENTRO DE ESTUDIO INTEGRADOS. (1998). ESTUDIO INTEGRADO DE GEOLOGÍA-YACIMIENTO DEL CAMPO CARITO-MULATA, PUNTA DE MATA.

RODRÍGUEZ, G. (2006). EVALUACIÓN DE LOS TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO REALIZADOS POR HALLIBURTON DE VENEZUELA A POZOS DEL DISTRITO NORTE DE MONAGAS EN EL PERÍODO 2004-2005, TESIS DE GRADO. UNIVERSIDAD DE ORIENTE. NÚCLEO MONAGAS.

VELASQUEZ, C. (1997). “CARACTERIZACIÓN DE PROPIEDADES GEOMECÁNICAS EN LOS CAMPOS SANTA BÁRBARA Y PIRITAL, A TRAVÉS DEL ANÁLISIS DE MINIFRAC Y FRACTURA”. TESIS DE GRADO. UNIVERSIDAD DE ORIENTE. NÚCLEO ANZOÁTEGUI.

VERDE, B. (2001). CARACTERIZACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE DISEÑO A TRAVÉS DEL COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DE LOS TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

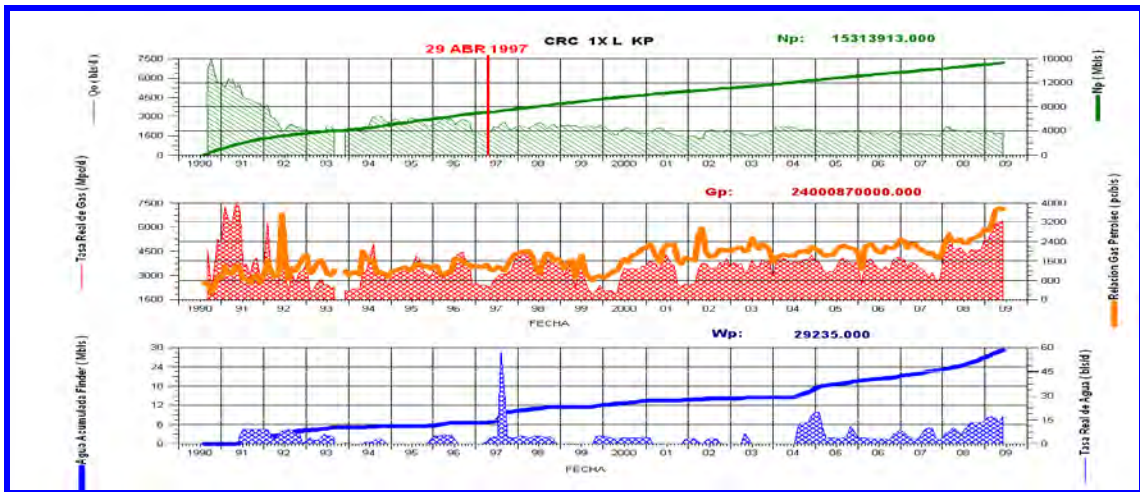
EN LOS CAMPOS CARITO Y MULATA. TESIS DE GRADO. UNIVERSIDAD DE ORIENTE.
NÚCLEO MONAGAS.



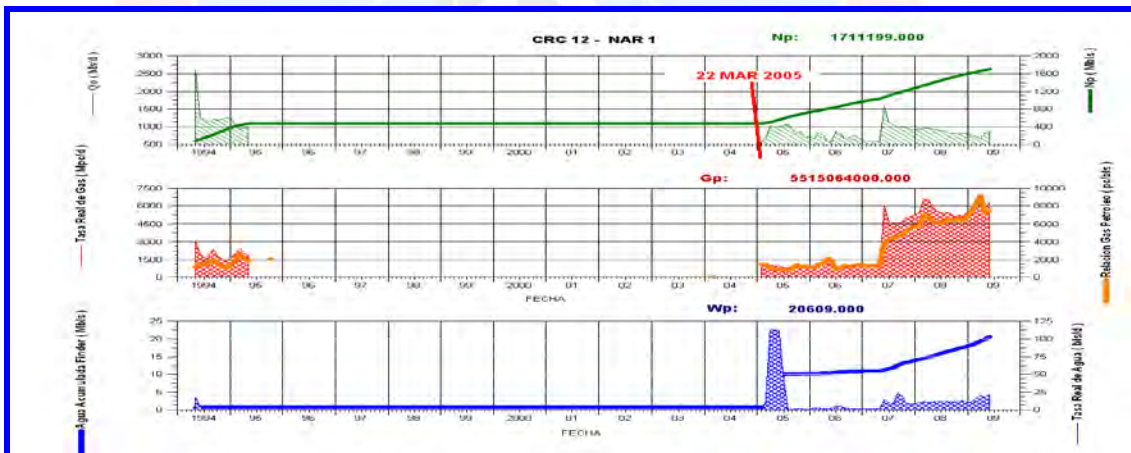
APÉNDICES

A

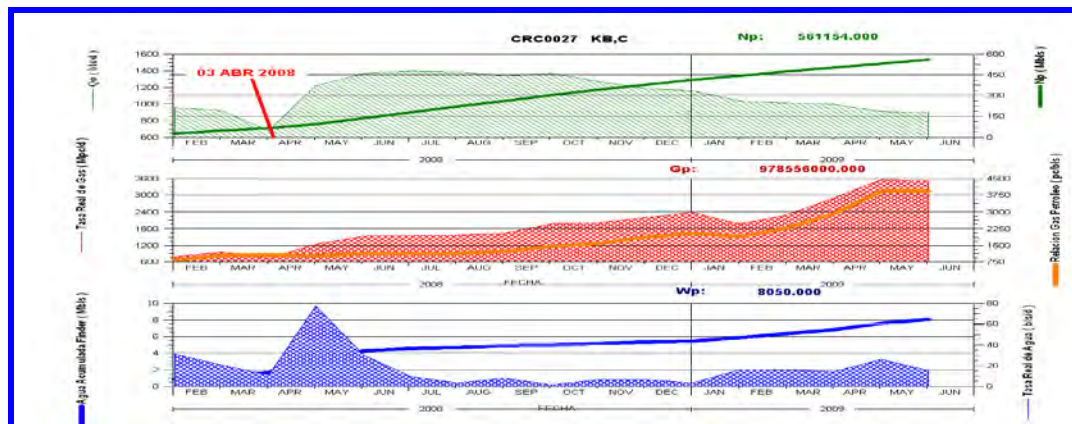
Comportamiento de los históricos de producción de los pozos evaluados



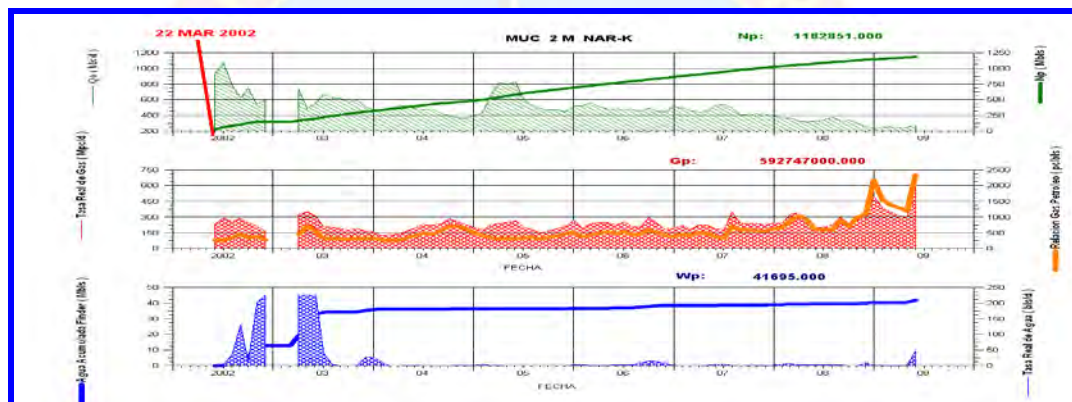
A.1: Comportamiento de producción pozo CRC-1X



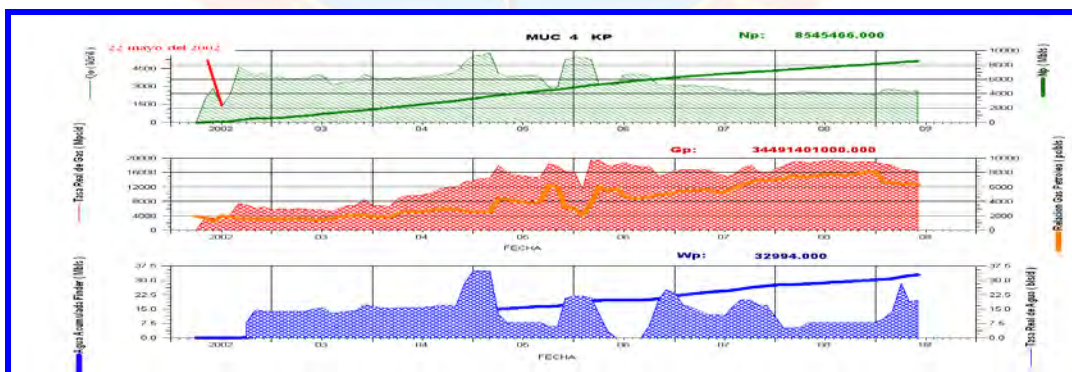
A.2: Comportamiento de producción pozo CRC-12



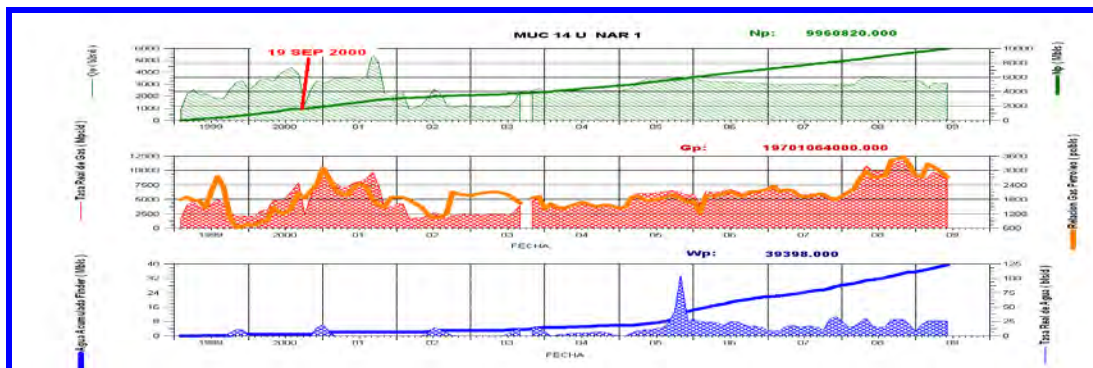
A.3: Comportamiento de producción pozo CRC-002



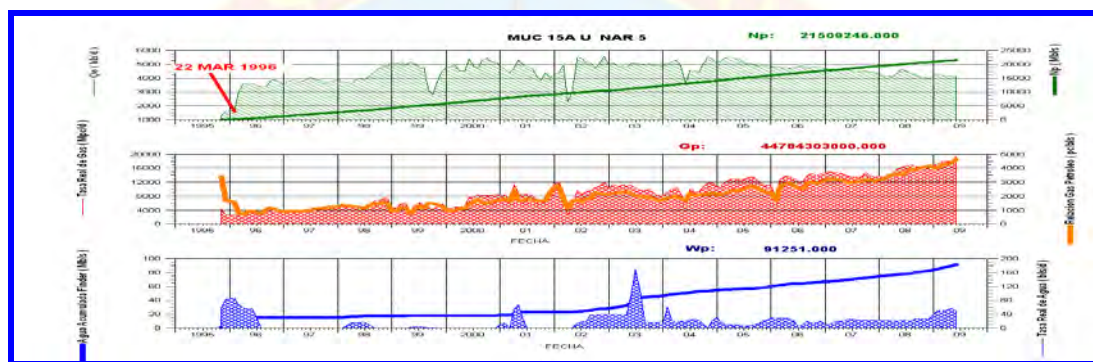
7A.4: Comportamiento de producción pozo MUC-2



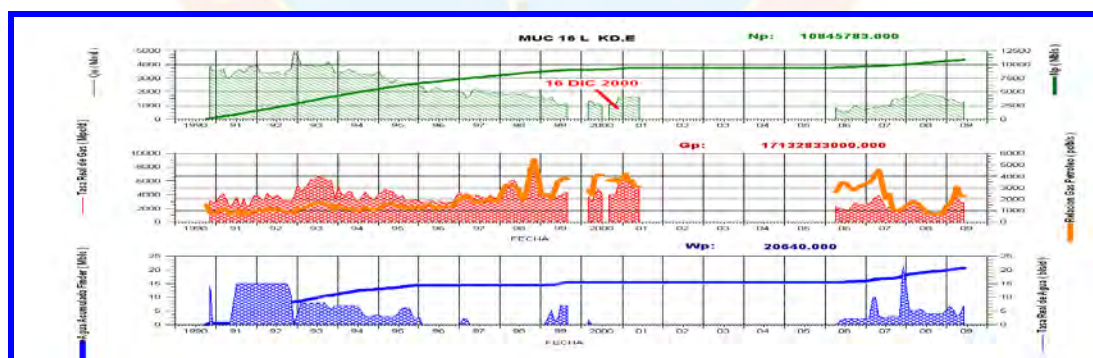
A.5: Comportamiento de producción pozo MUC-4



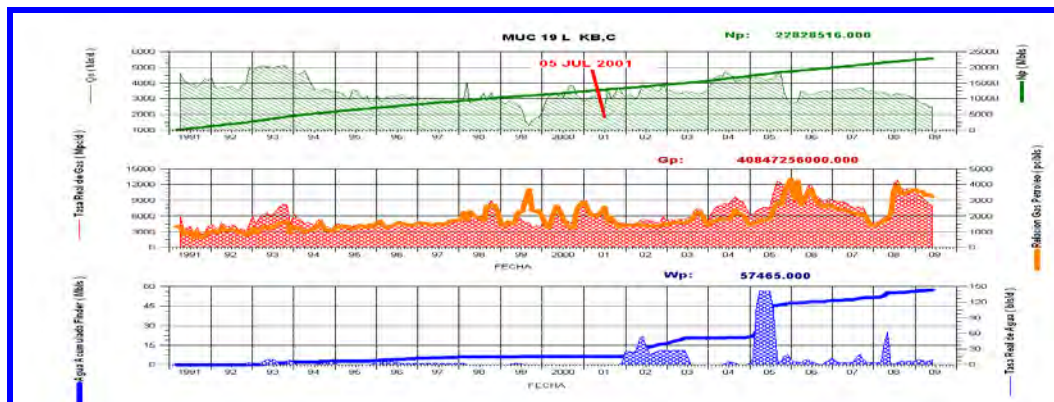
A.6: Comportamiento de producción pozo MUC-14



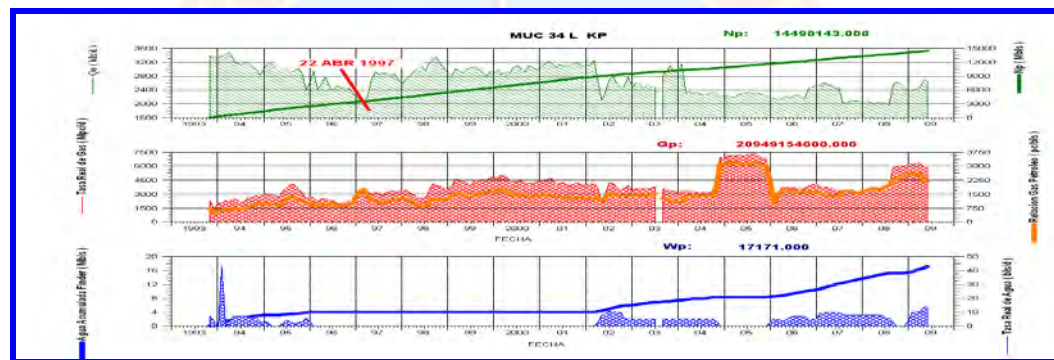
A.7: Comportamiento de producción pozo MUC-15



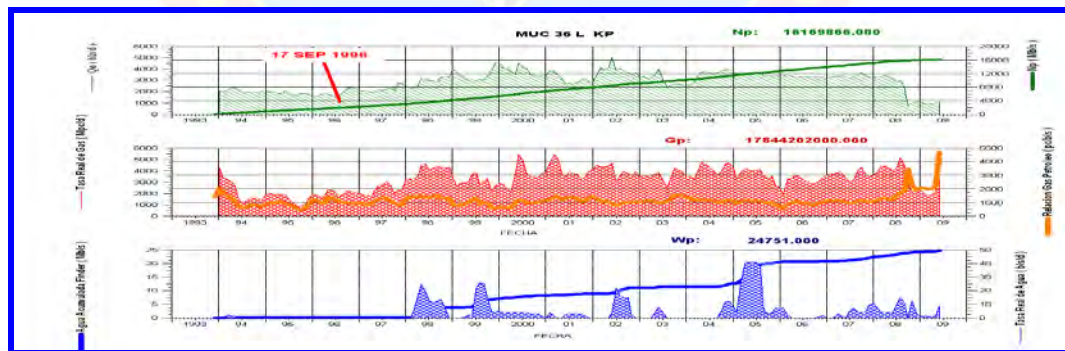
A.8: Comportamiento de producción pozo MUC-16



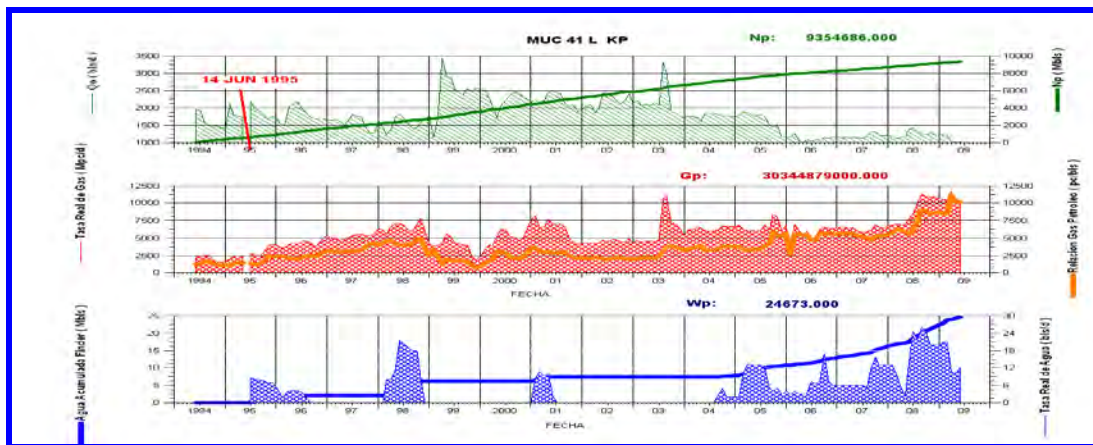
A.9: Comportamiento de producción pozo MUC-19



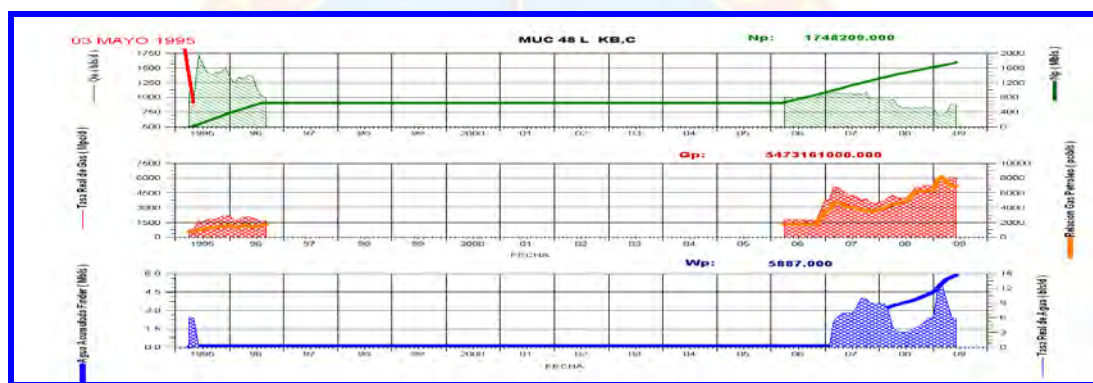
A.10: Comportamiento de producción pozo MUC-34



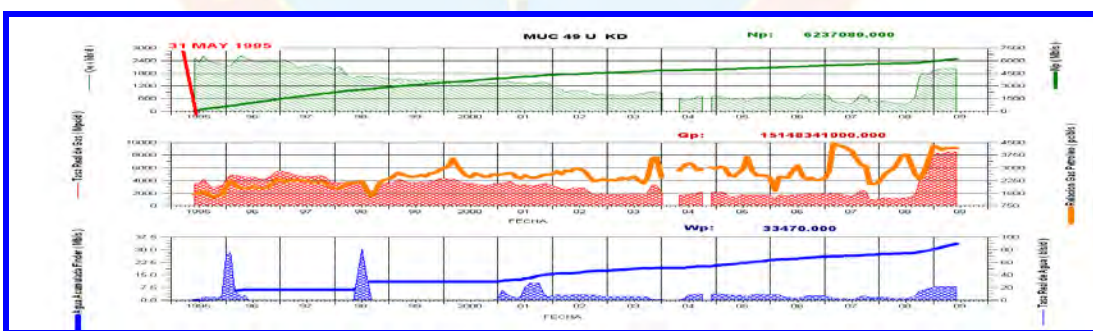
A.11: Comportamiento de producción pozo MUC-19



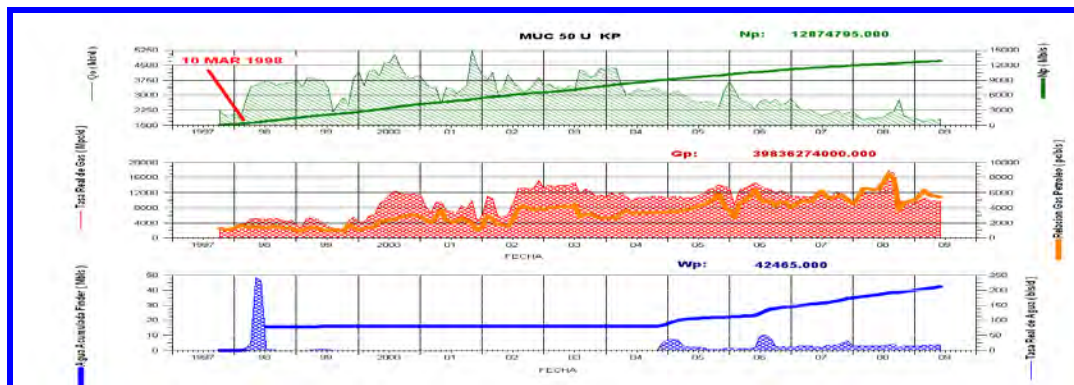
A.12: Comportamiento de producción pozo MUC-41



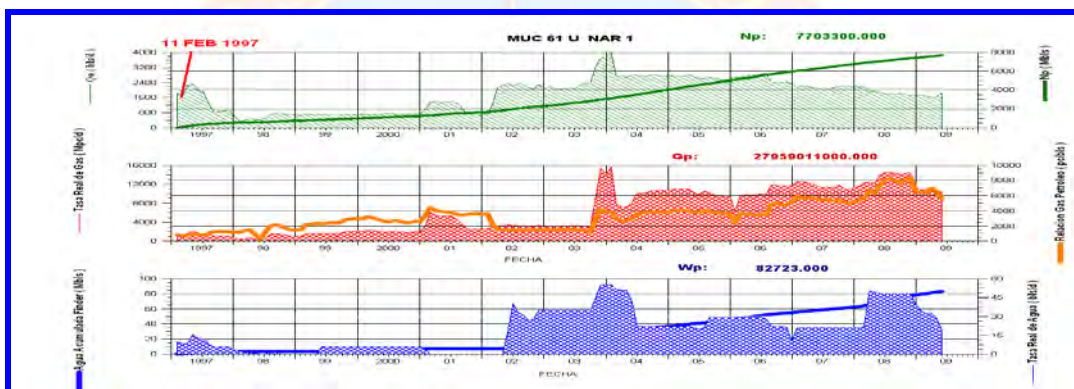
A.13: Comportamiento de producción pozo MUC-42



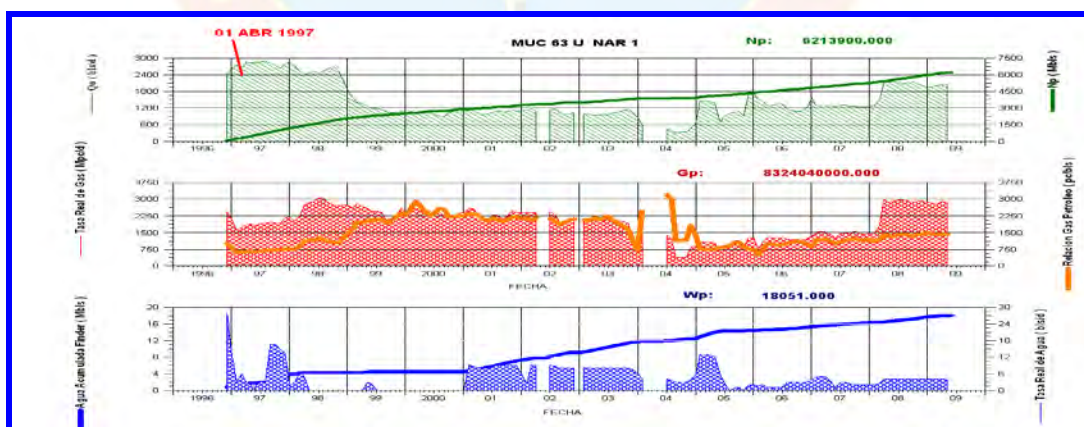
A.14: Comportamiento de producción pozo MUC-48



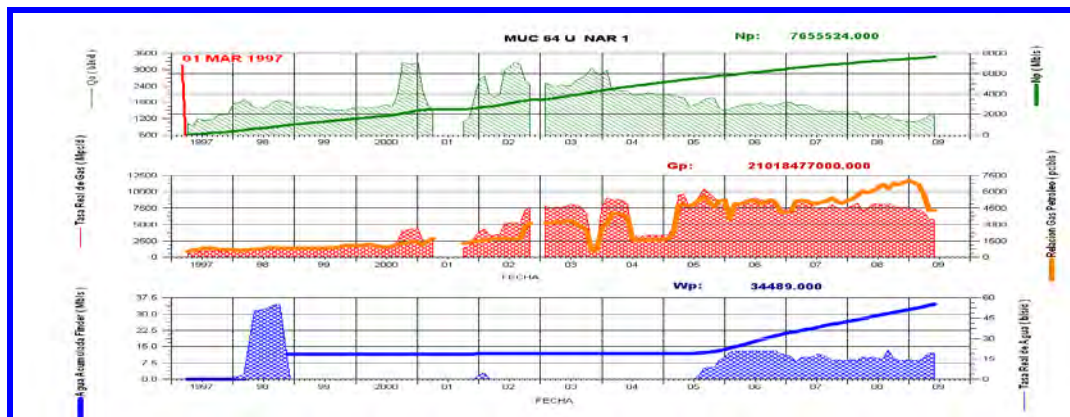
A.15: Comportamiento de producción pozo MUC-49



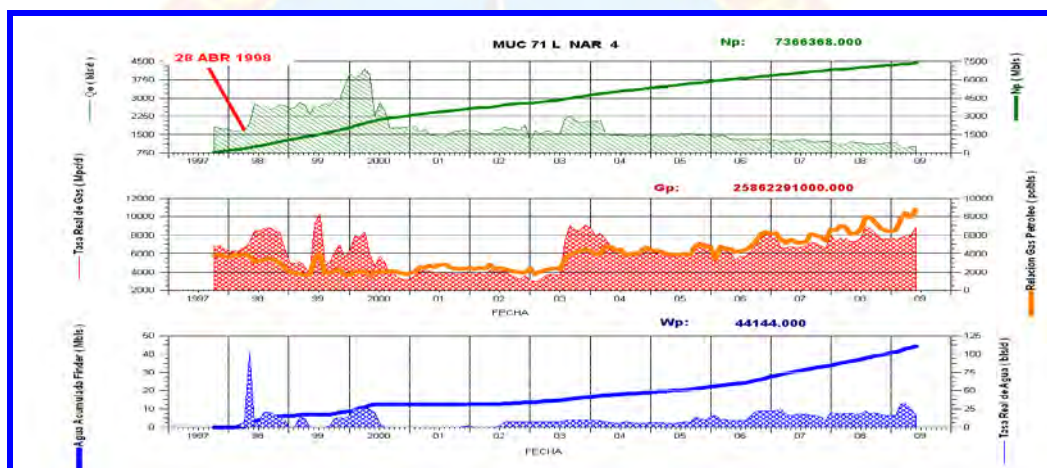
A.16: Comportamiento de producción pozo MUC-50



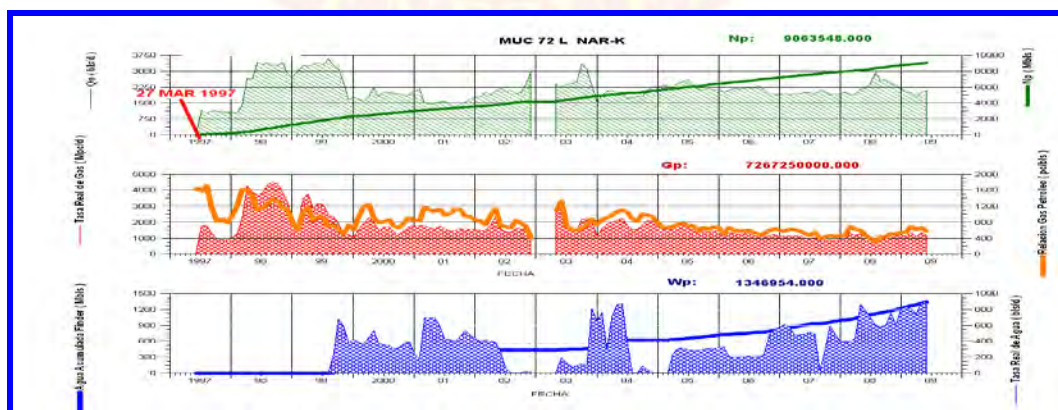
A.17: Comportamiento de producción pozo MUC-61



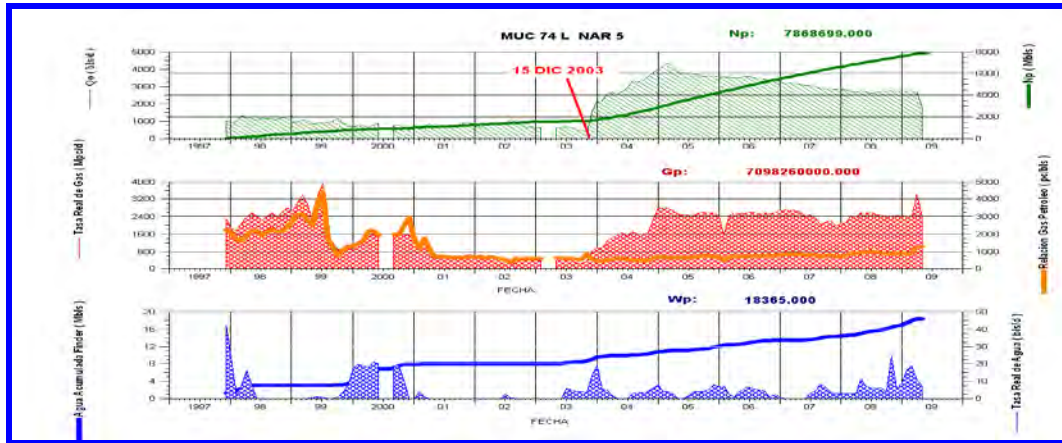
A.18: Comportamiento de producción pozo MUC-63



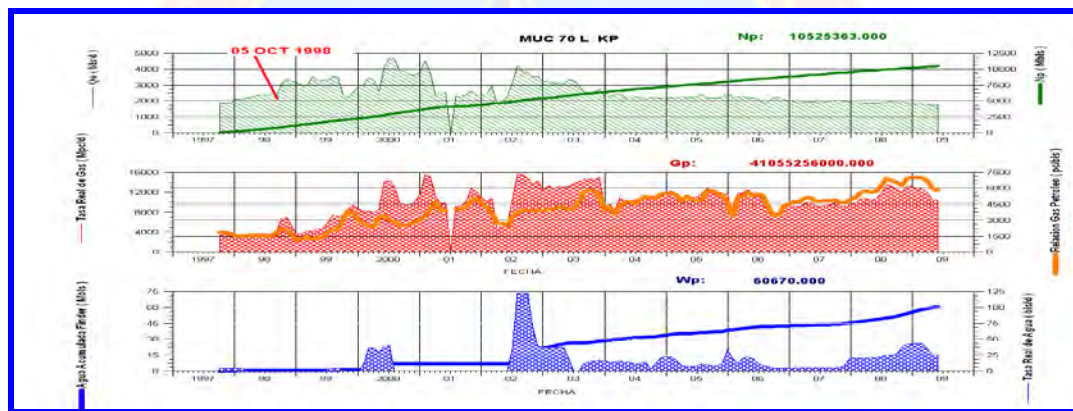
A.19: Comportamiento de producción pozo MUC-64



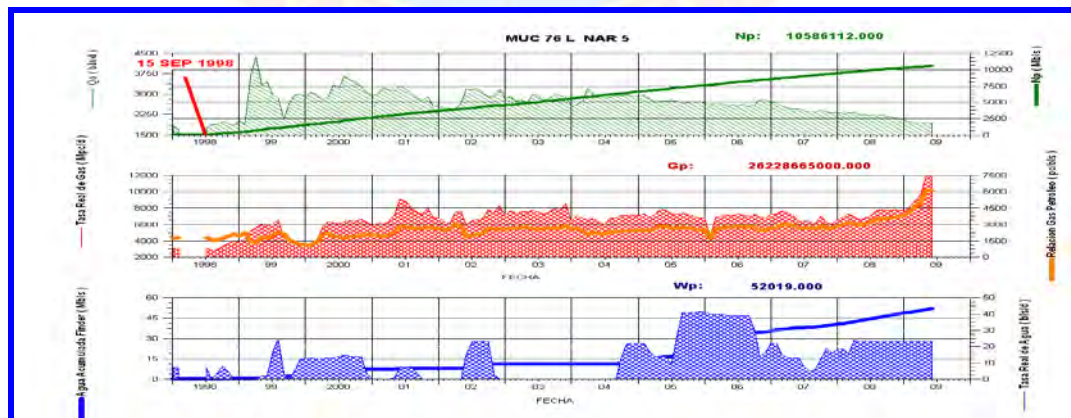
A.20: Comportamiento de producción pozo MUC-71



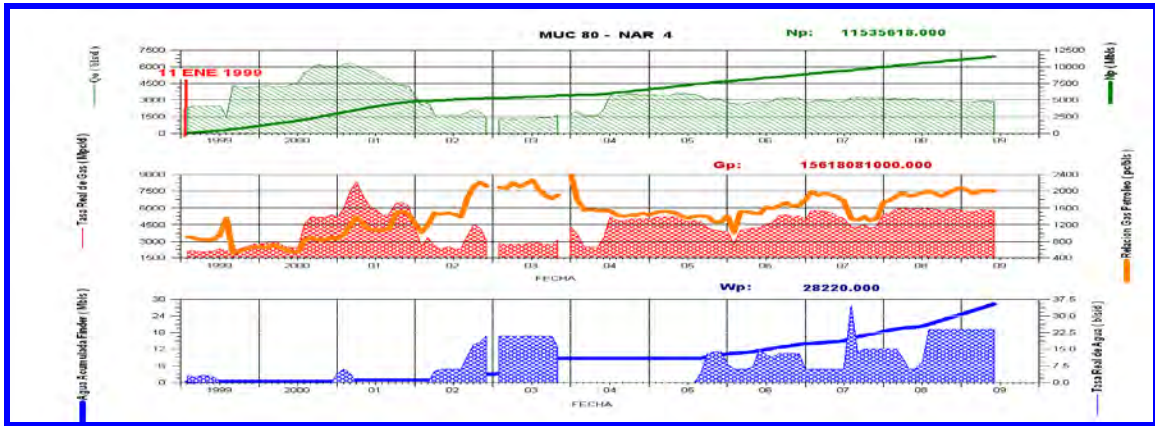
A.21: Comportamiento de producción pozo MUC-72



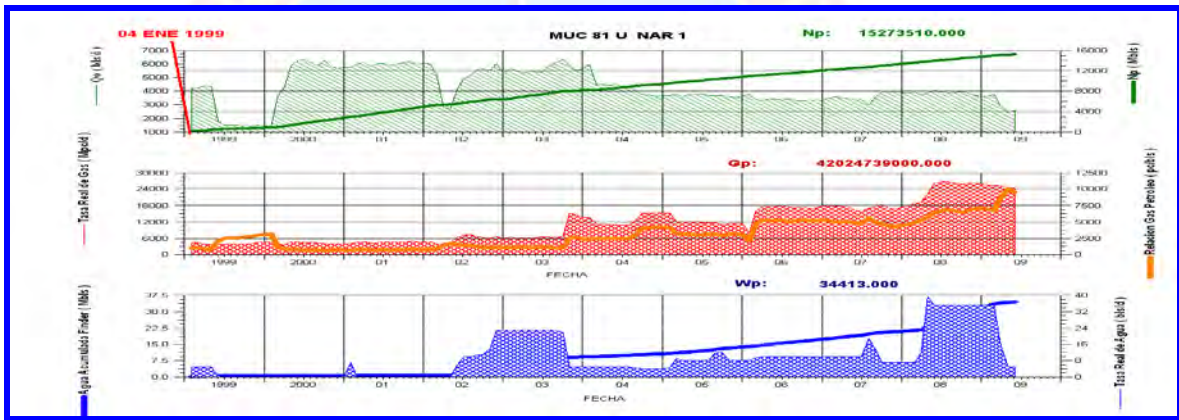
A.22: Comportamiento de producción pozo MUC-74



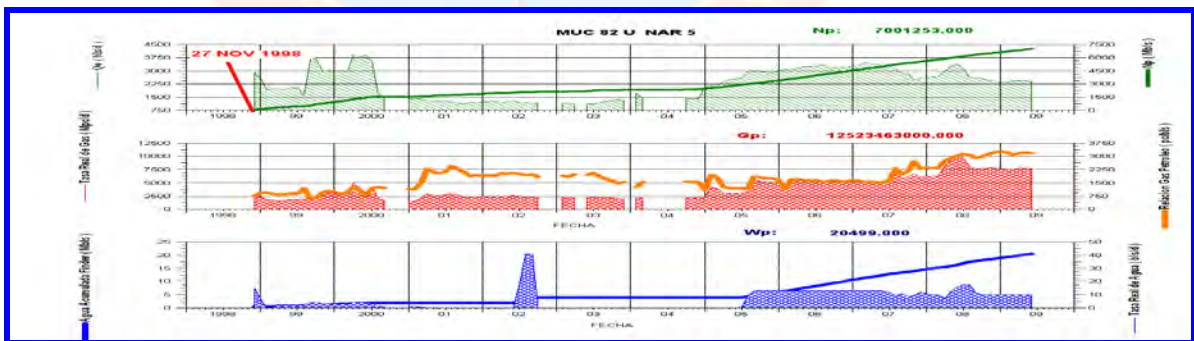
A.23: Comportamiento de producción pozo MUC-70



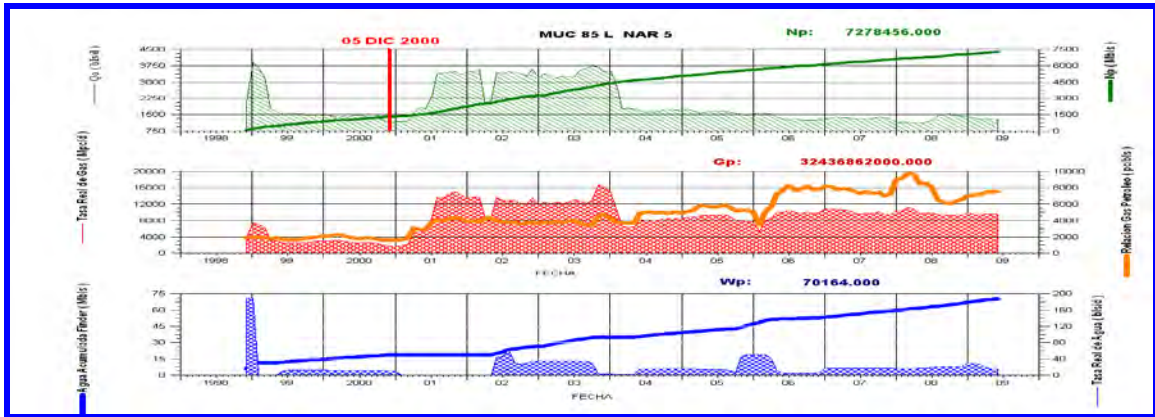
A.24: Comportamiento de producción pozo MUC-76



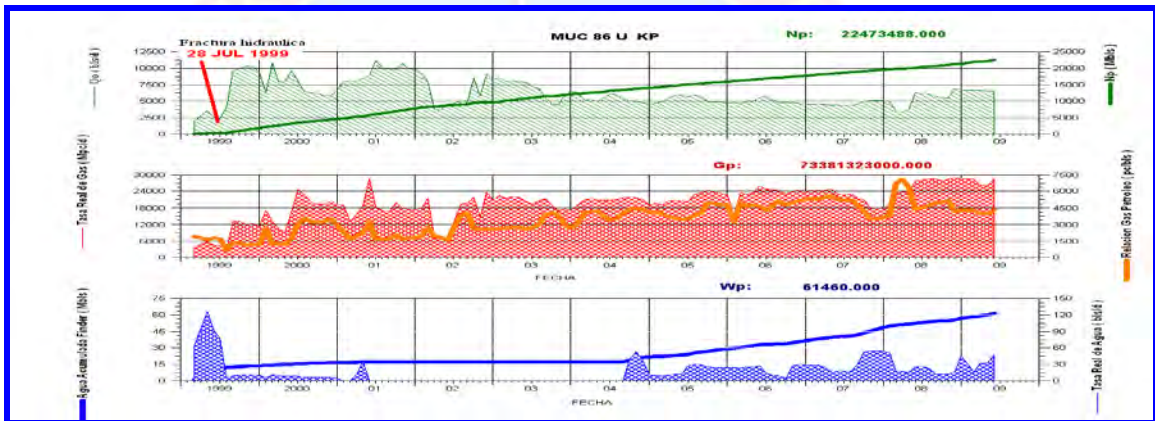
A.25: Comportamiento de producción pozo MUC-80



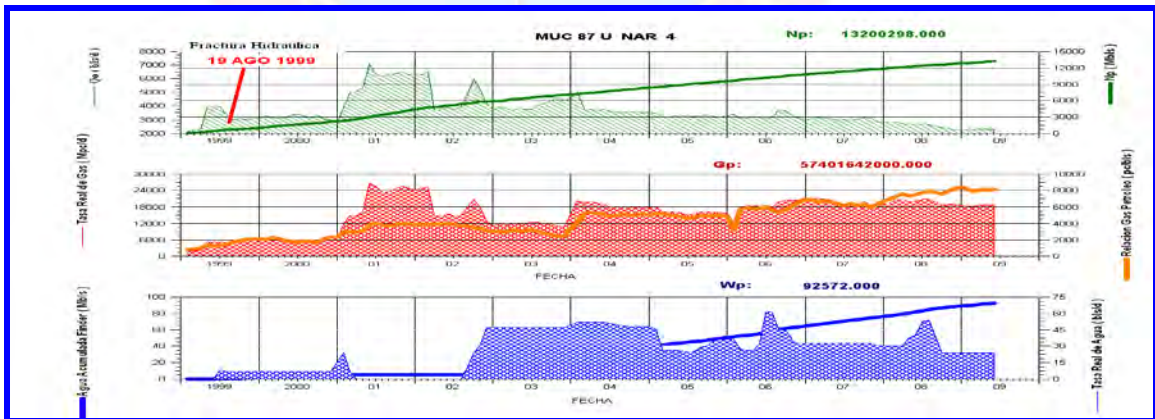
A.26: Comportamiento de producción pozo MUC-81



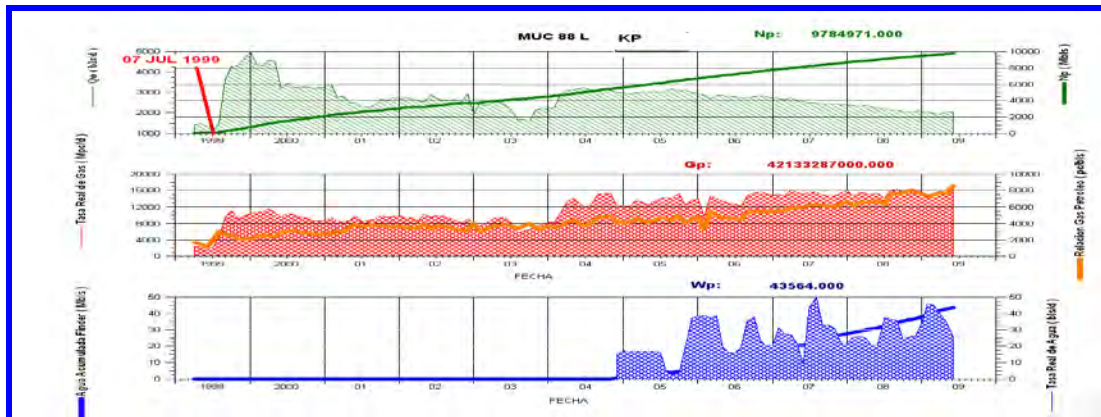
A.27: Comportamiento de producción pozo MUC-82



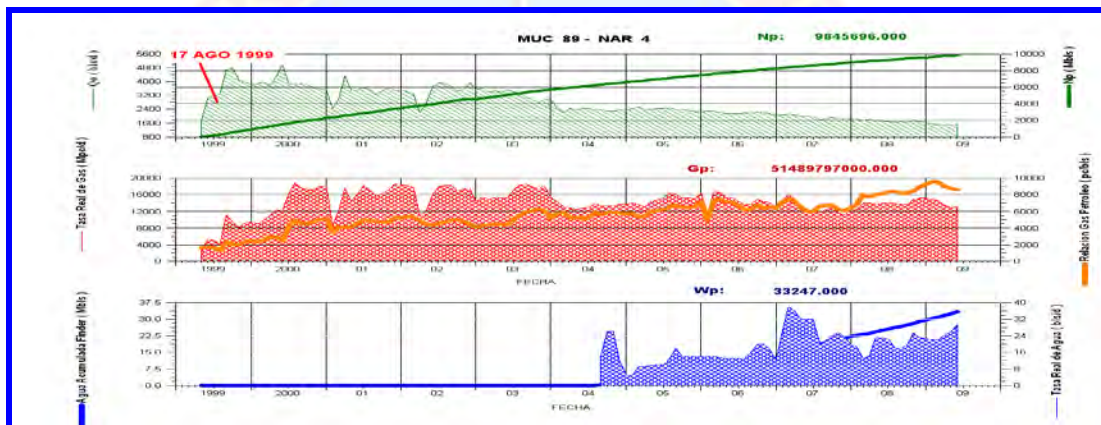
A.28: Comportamiento de producción pozo MUC-85



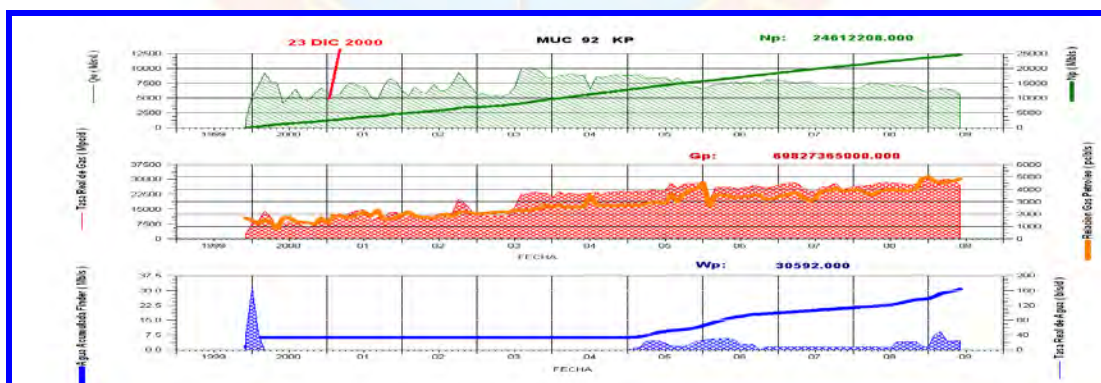
A.29: Comportamiento de producción pozo MUC-86



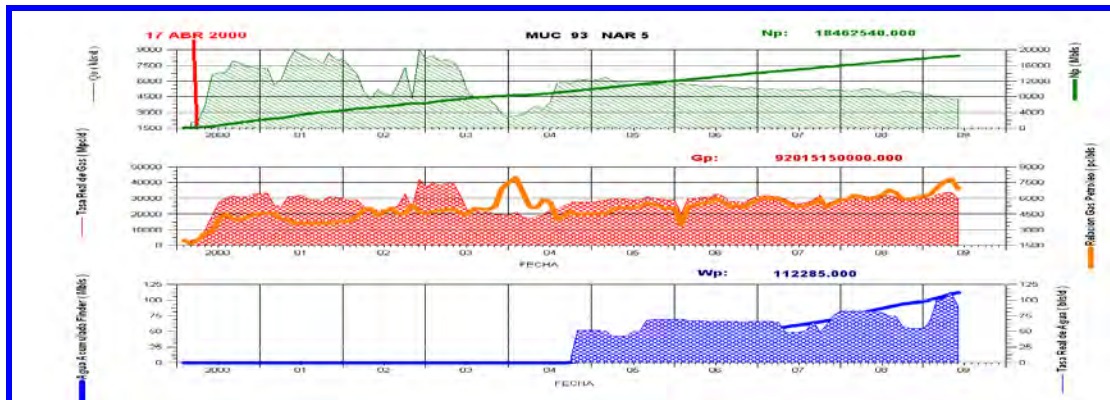
A.30: Comportamiento de producción pozo MUC-87



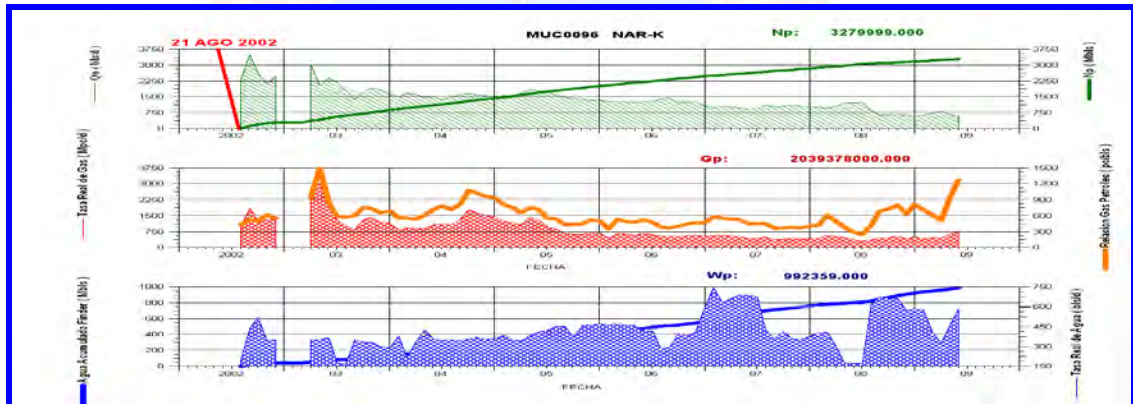
A.31: Comportamiento de producción pozo MUC-88



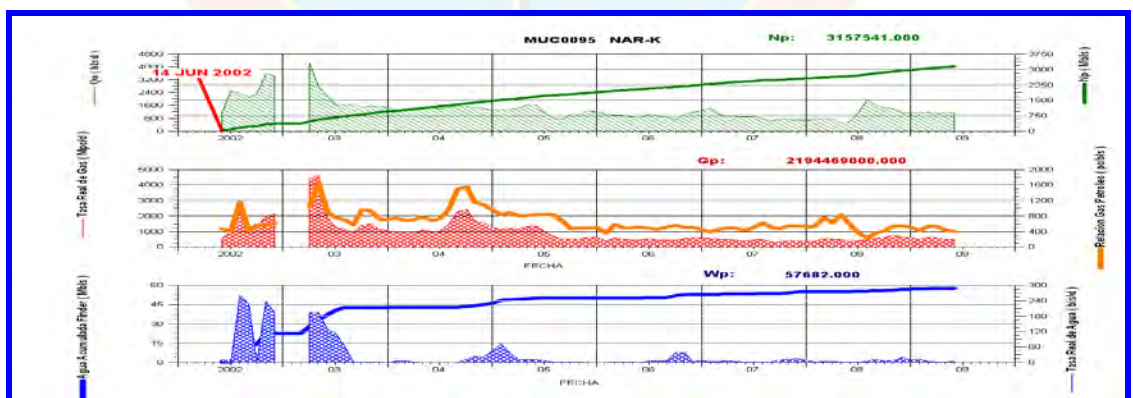
A.32: Comportamiento de producción pozo MUC-89



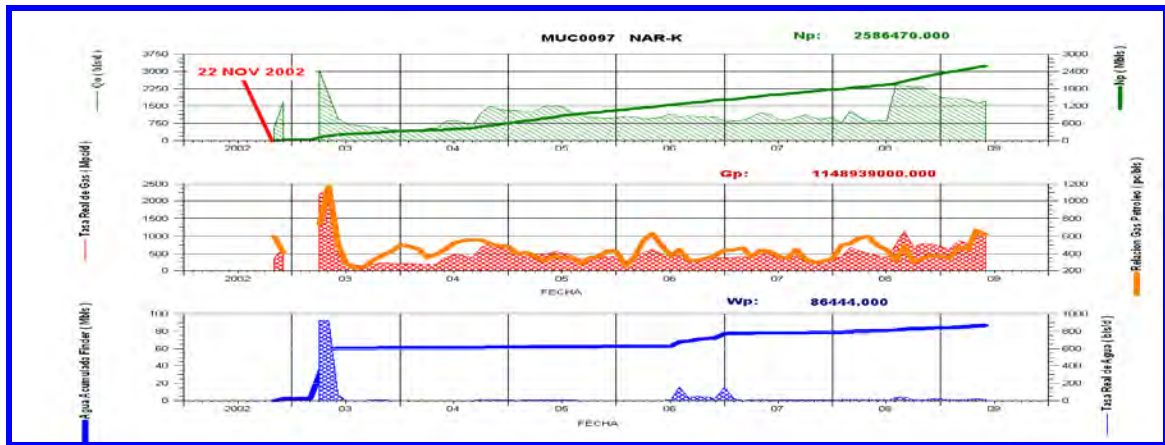
A.33: Comportamiento de producción pozo MUC-92



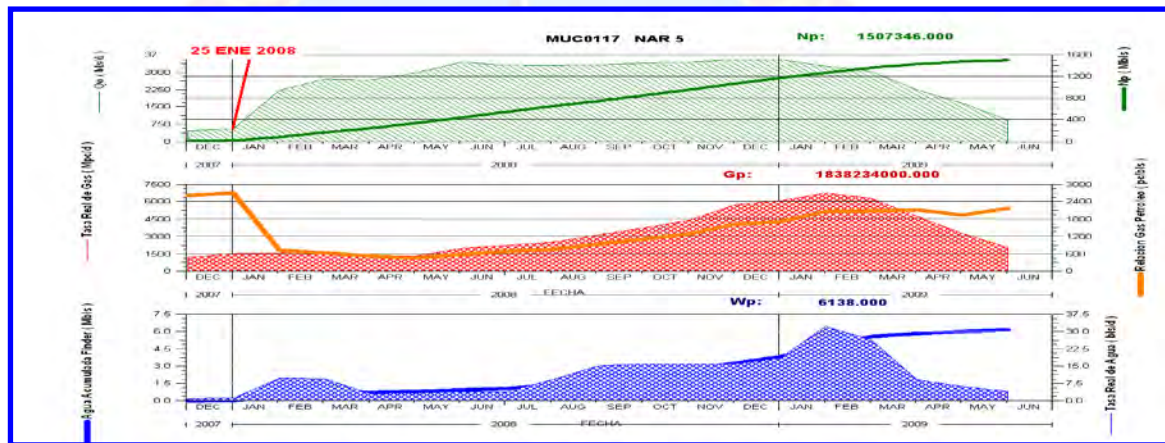
A.34: Comportamiento de producción pozo MUC-93



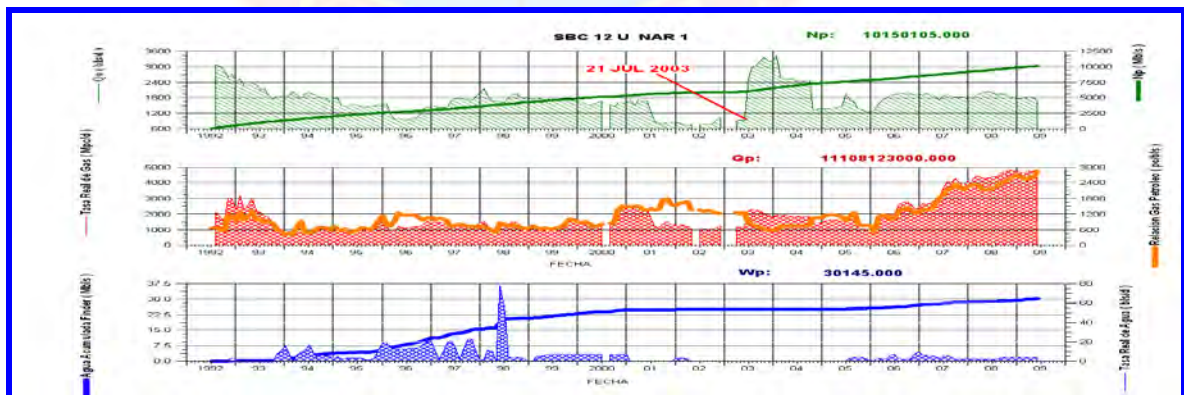
A.35: Comportamiento de producción pozo MUC-95



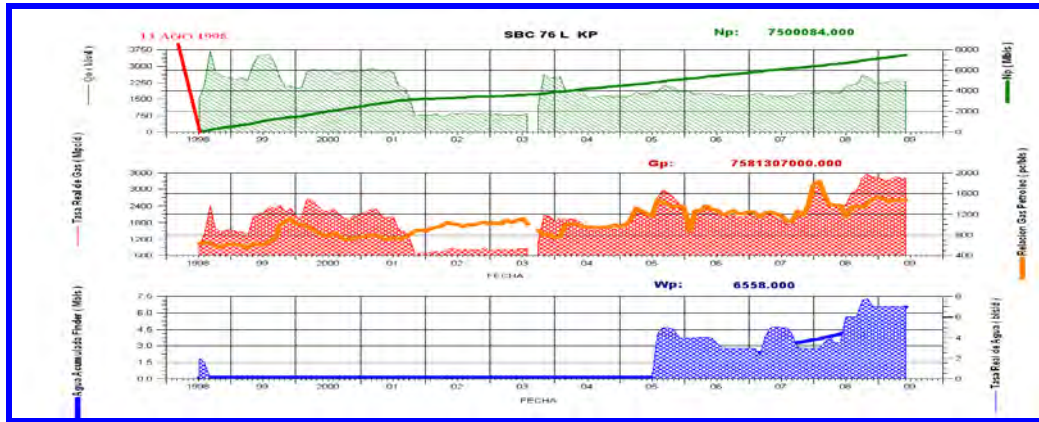
A.36: Comportamiento de producción pozo MUC-96



A.37: Comportamiento de producción pozo MUC-97



A.38: Comportamiento de producción pozo MUC-117



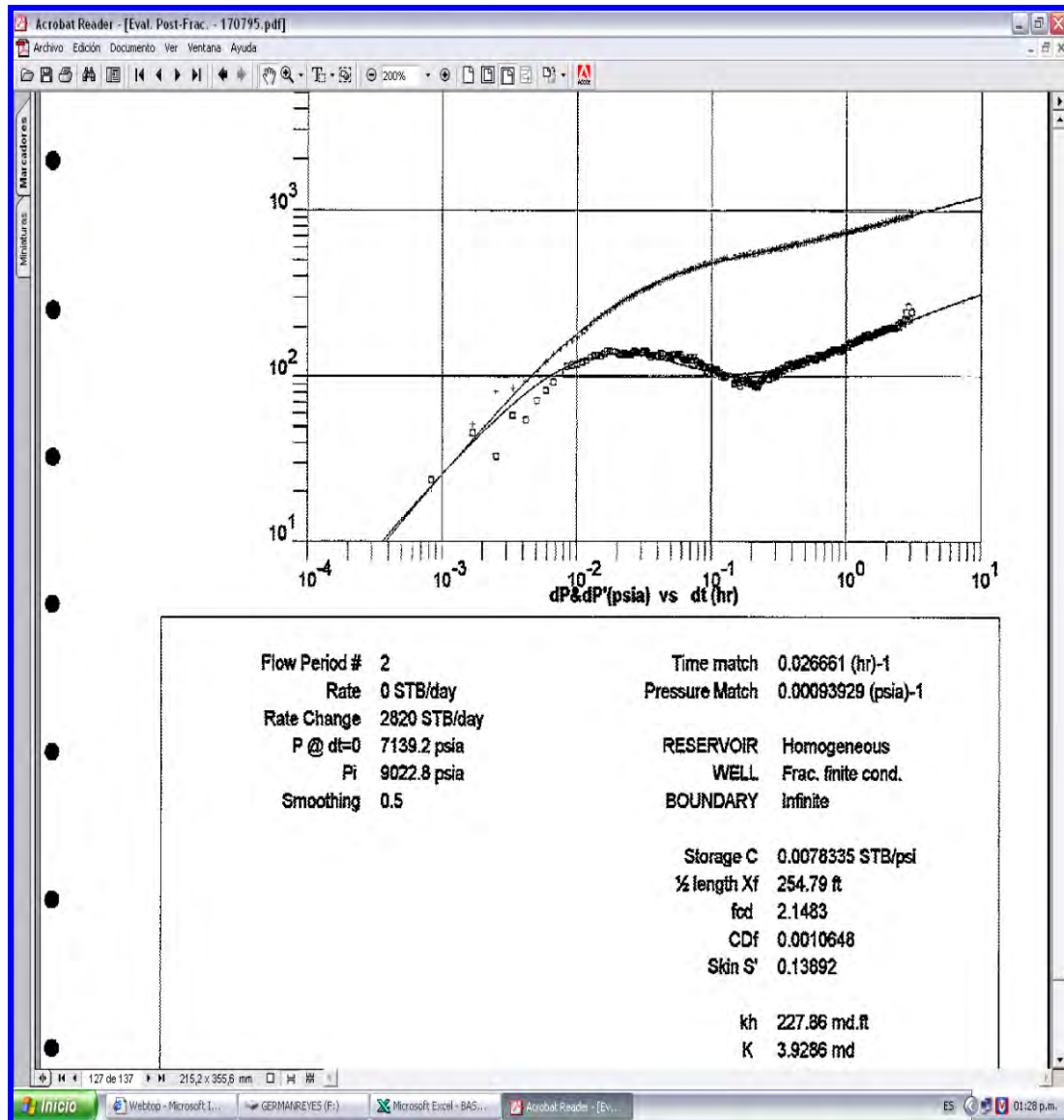
A.39: Comportamiento de producción pozo SBC-12

A.40: Comportamiento de producción pozo SBC-76

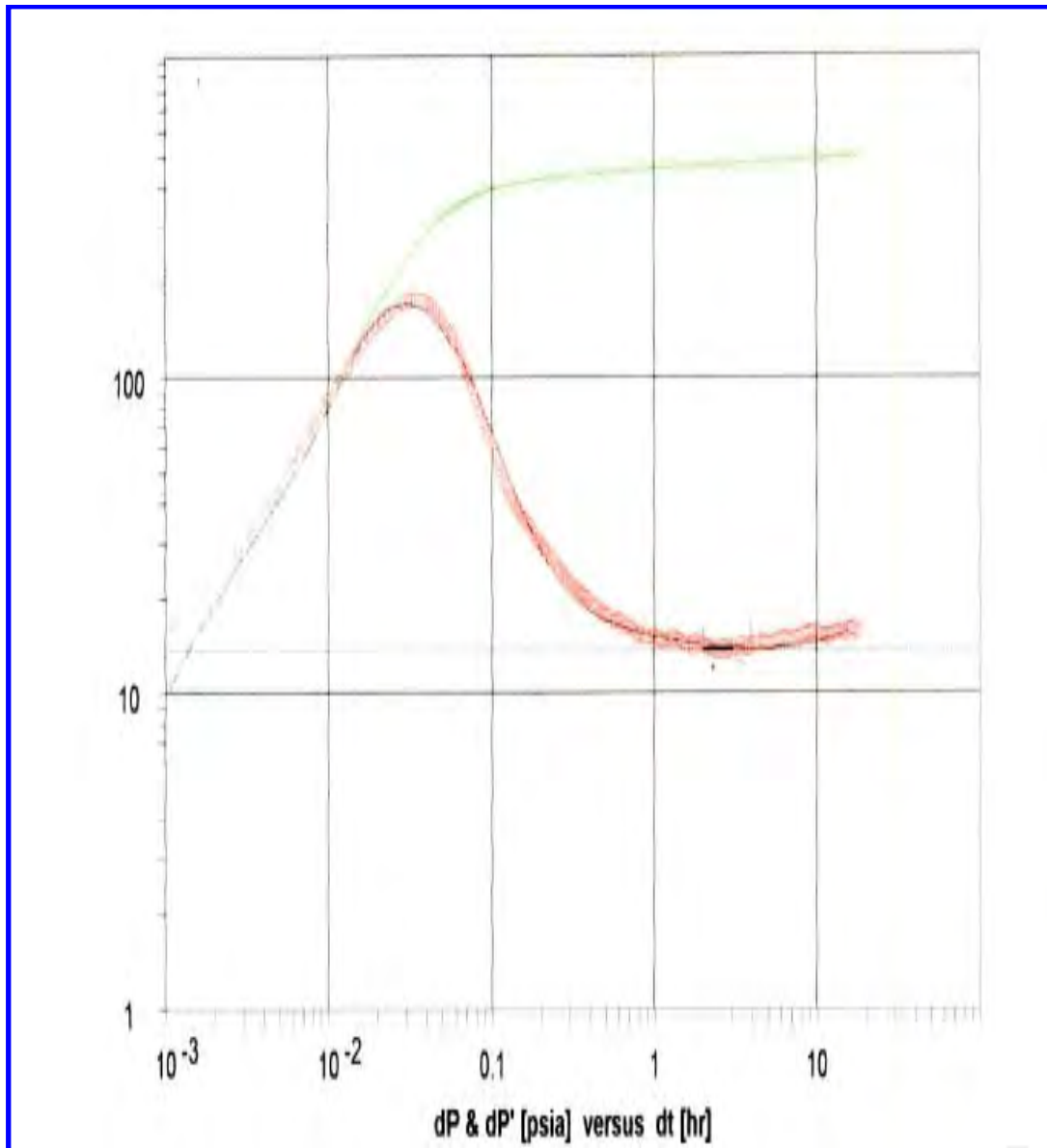


Apéndice B

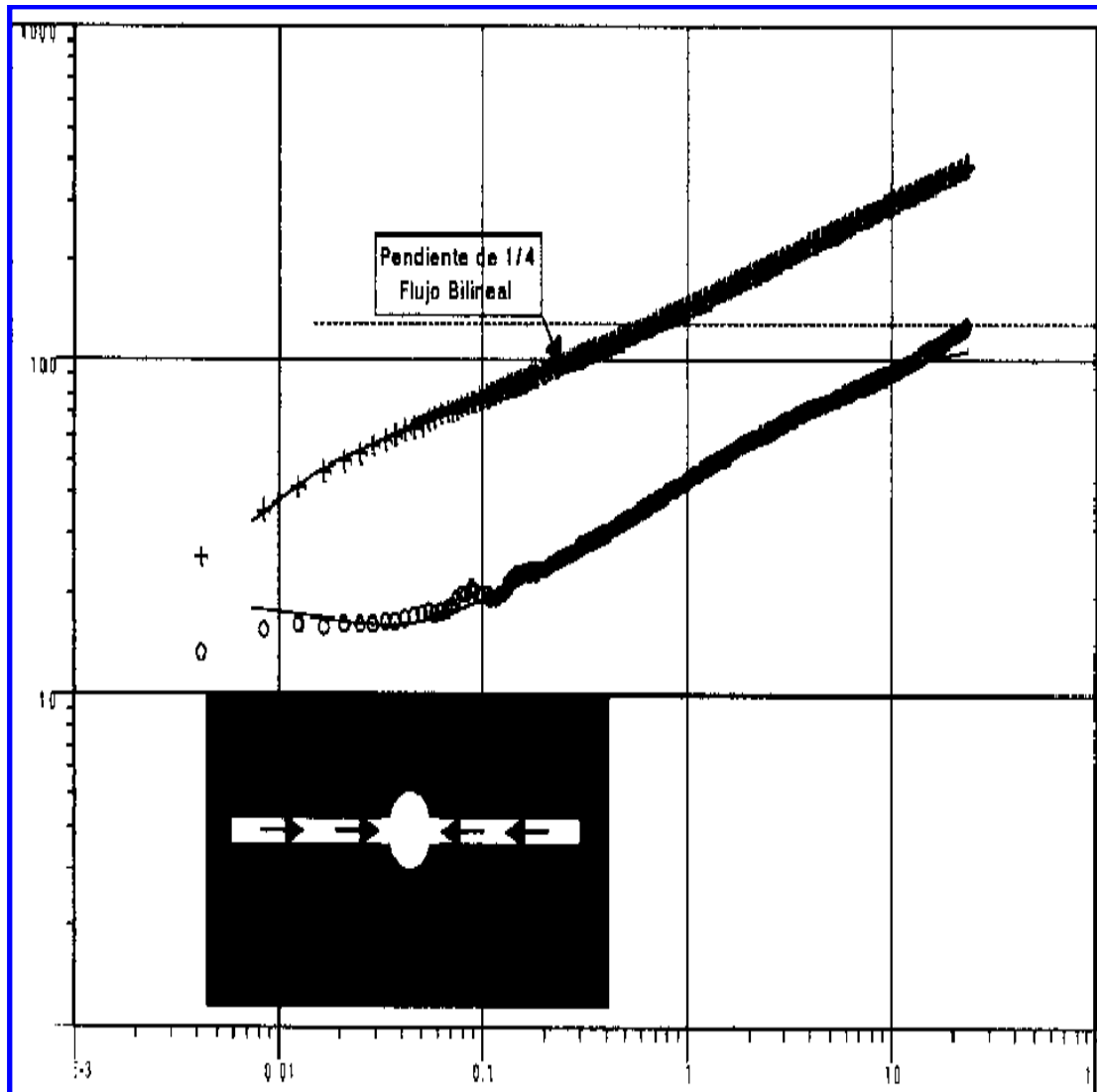
Build-up de los pozos MUC- 49, MUC-19, MUC-02, CRC-12 Y MUC-74 después de la fractura hidráulica.



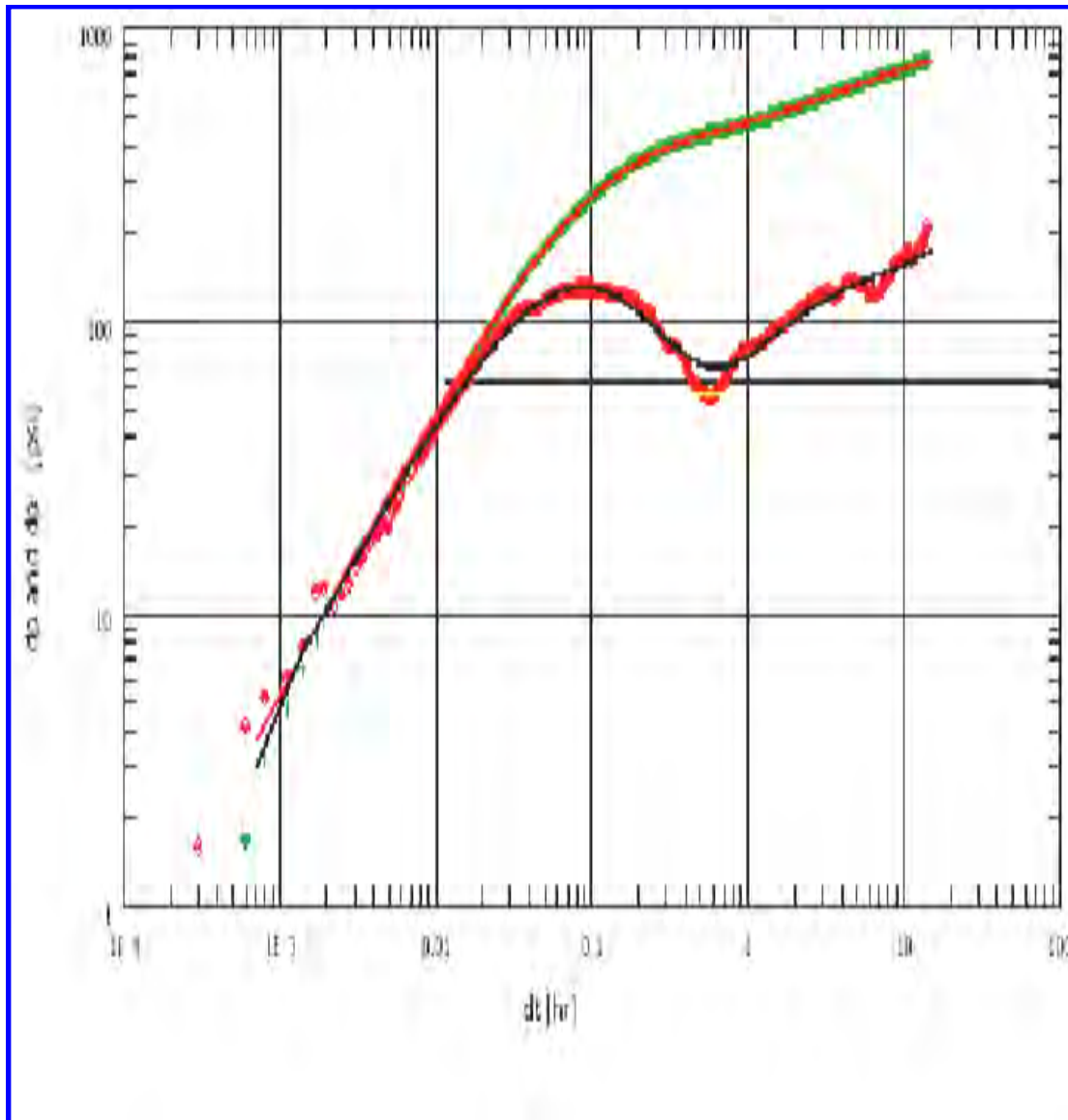
B.1 Build.Up MUC-49



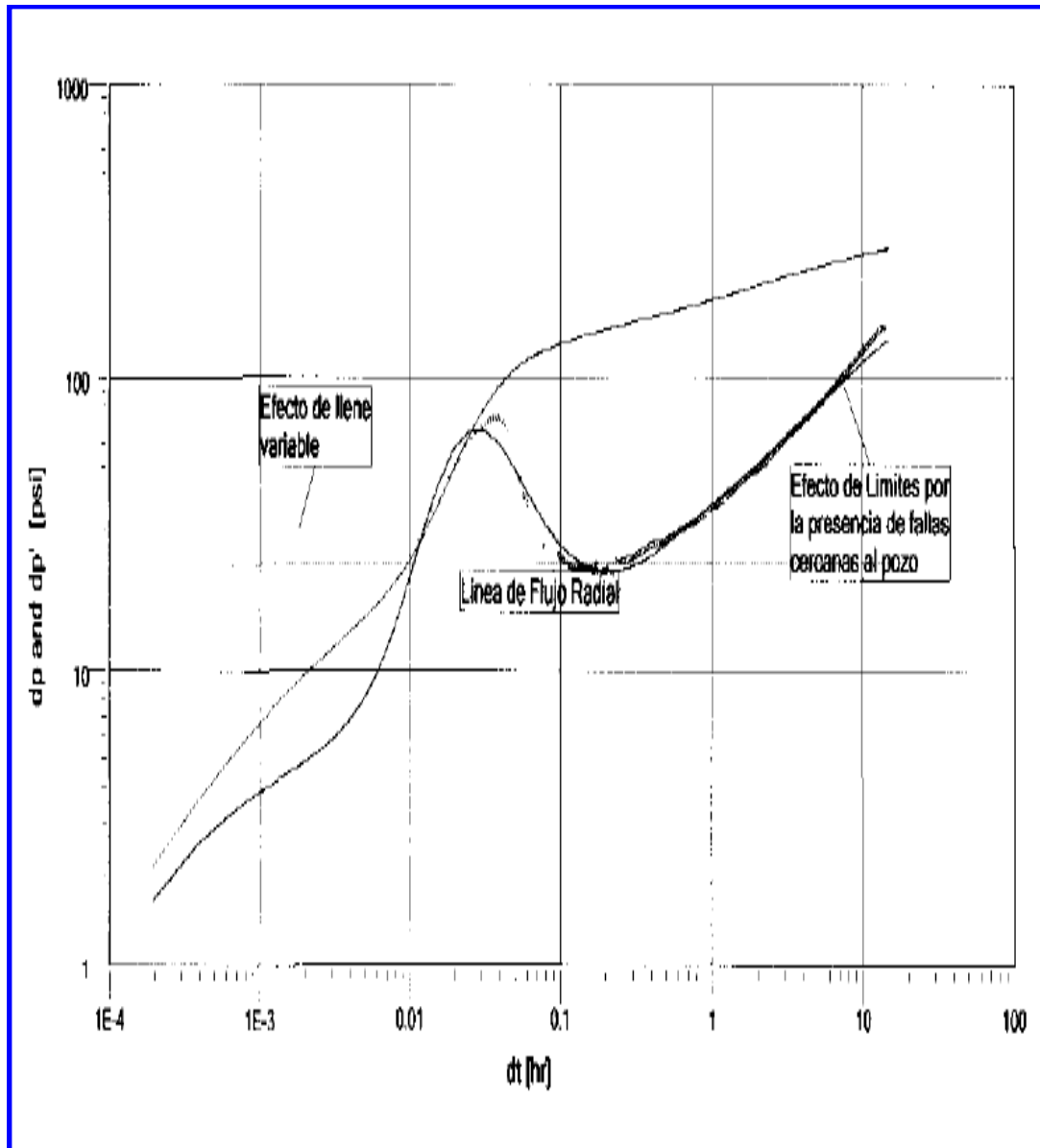
B.2 Build-Up MUC-19



B.3 Build-Up MUC-02



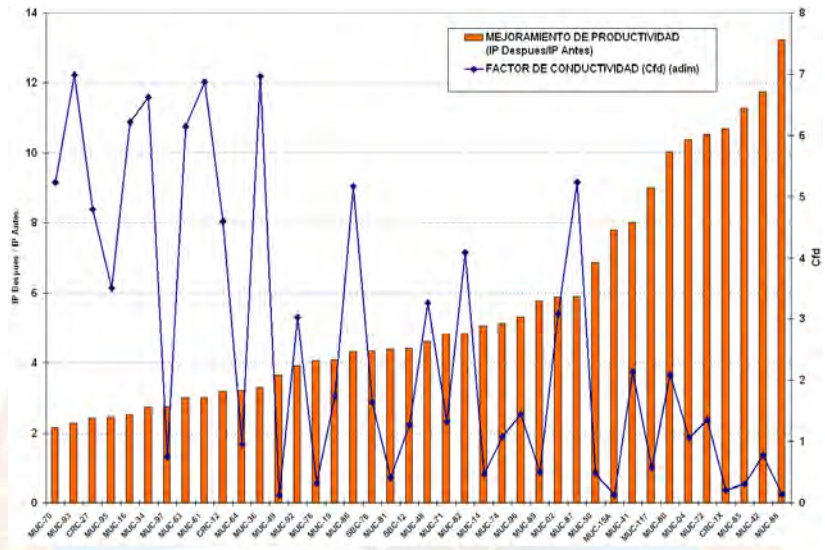
B.4 Build-Up CRC-12



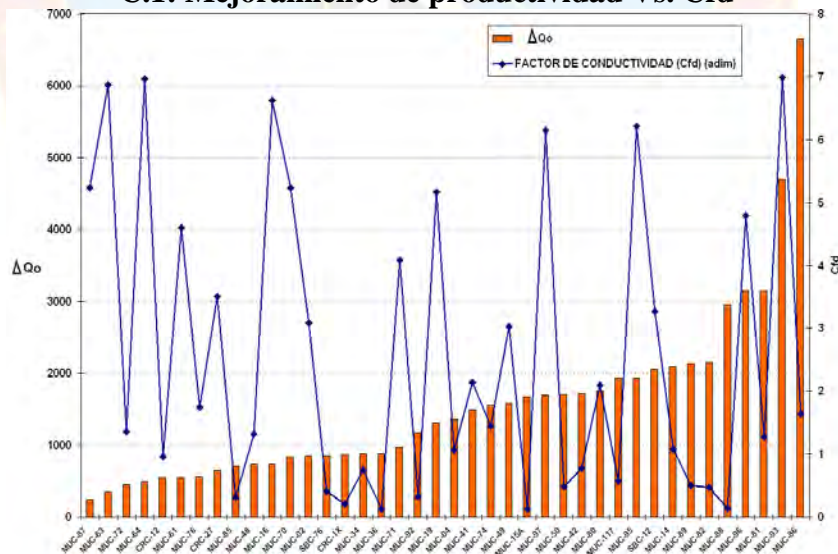
B.5 Build-Up MUC 74

Apéndice C

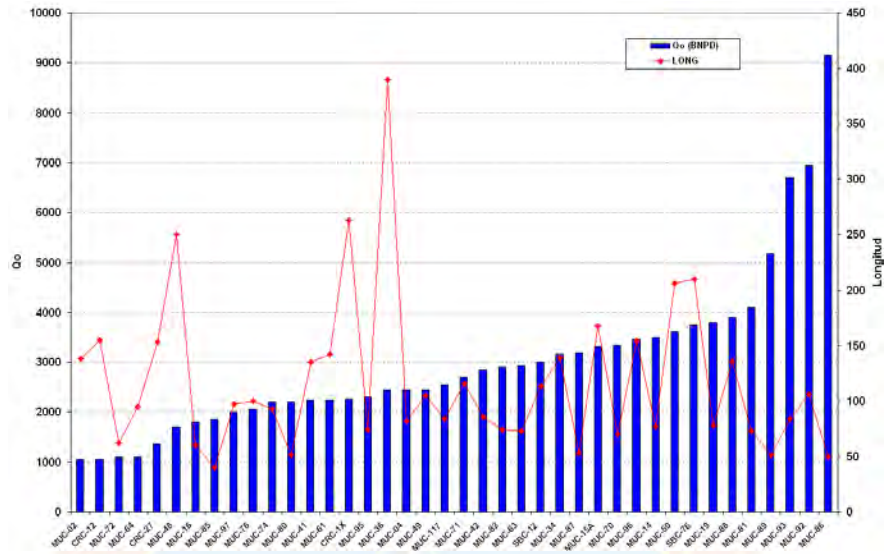
Gráficos de parámetros de fractura y secciones estructurales



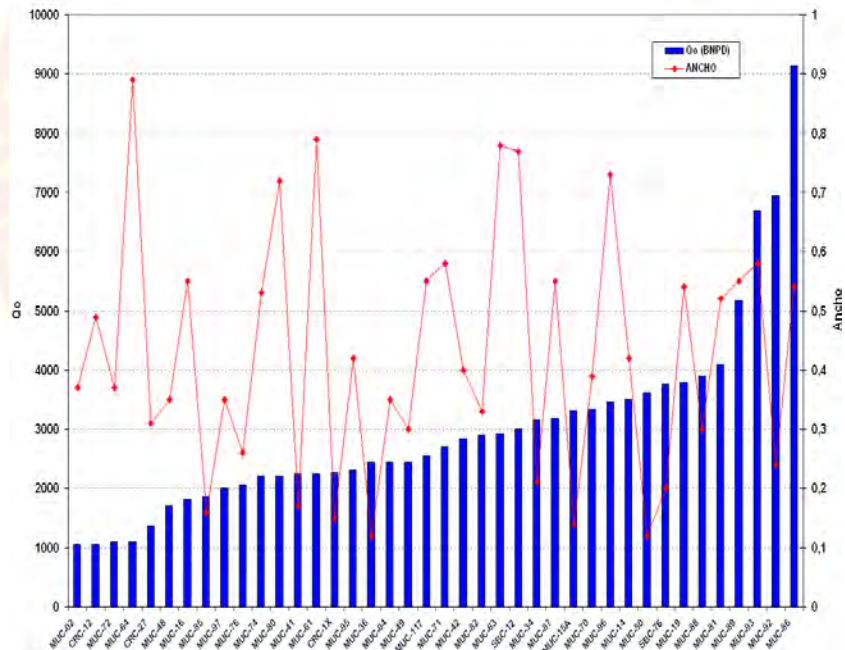
C.1: Mejoramiento de productividad Vs. Cfd



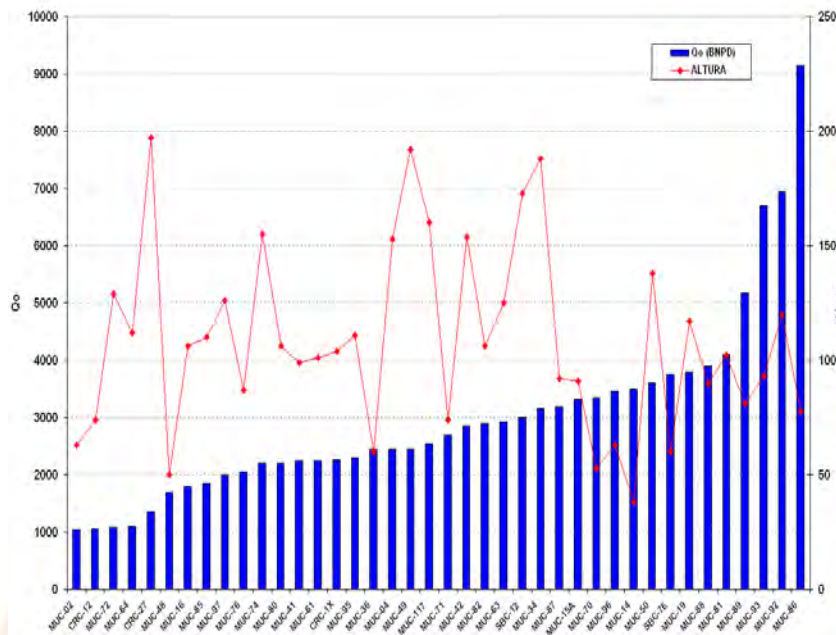
C.2: ΔQ_o Vs Cfd



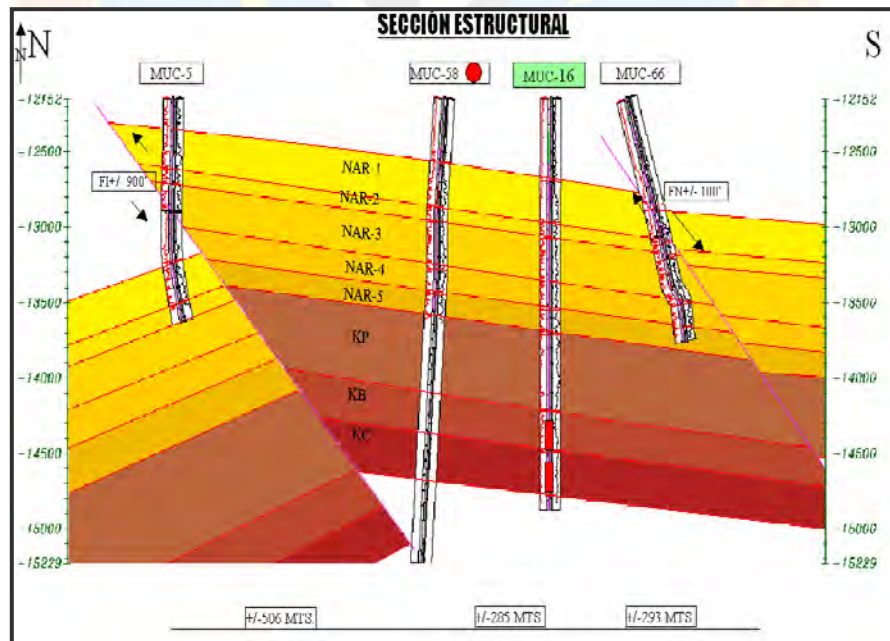
C.3: Qo vs. Longitud



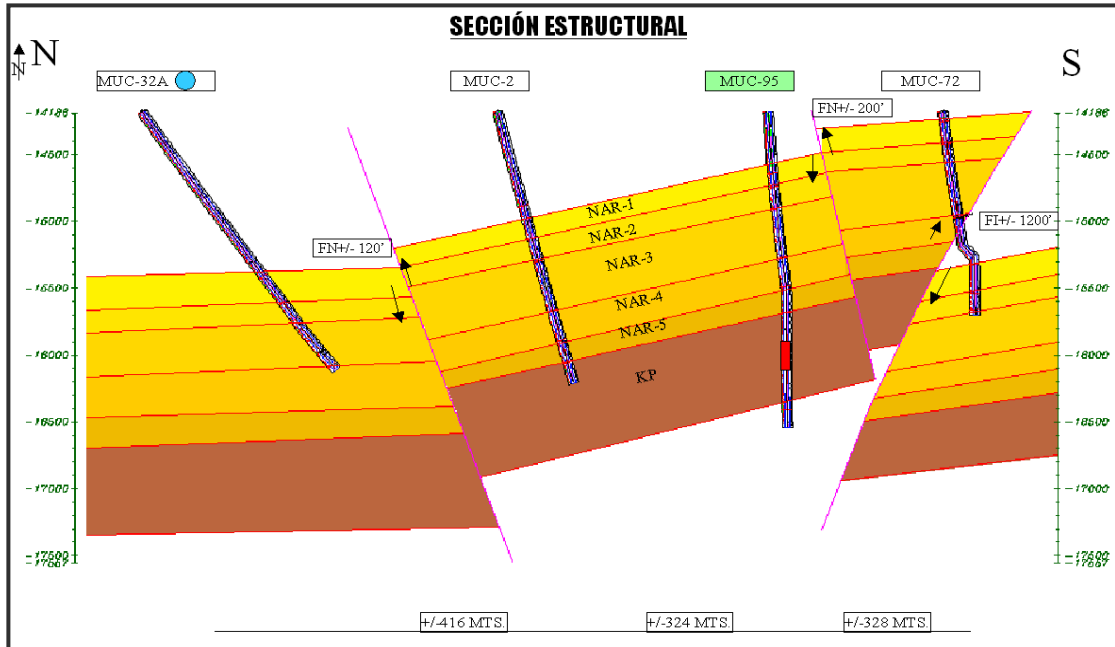
C.4: Qo vs. Ancho



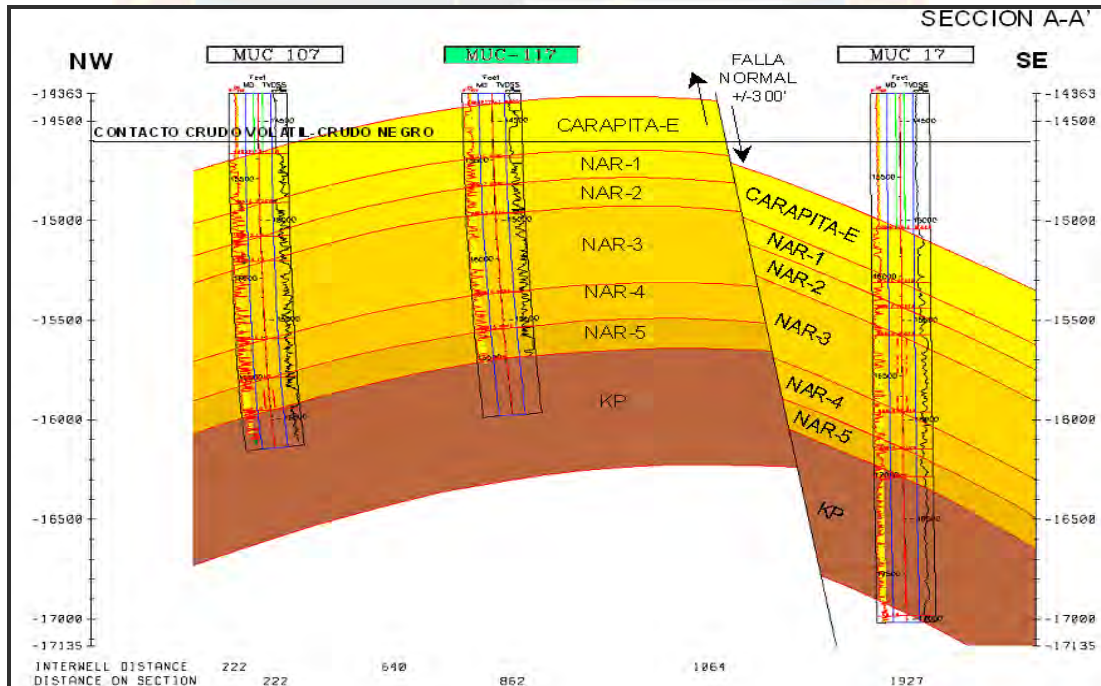
C.5: Qo vs Altura



C.6: Sección estructural norte-sur del pozo MUC-16 y MUC-58



C.7: Sección estructural norte-sur del pozo MUC-32A y MUC-95



C.8: sección estructural noroeste-sureste de los pozos MUC-117 y MUC 107