



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“Análisis del Factor de Daño de Formación y Evaluación de los Tratamientos de Fracturamiento Realizados en el Campo ANPA del Distrito Amazónico”

TESINA DE GRADUACIÓN

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentada por:

PABLO AUGUSTO FREIRE RODRÍGUEZ
ÁNGEL JAVIER CHUIZA PILCO

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2011

AGRADECIMIENTO

(Pablo)

Agradezco a Dios, por haberme dado la oportunidad de vivir todos y cada uno de los momentos que me han llevado hasta este punto culminante de mi vida universitaria, por la fuerza que me dio en los momentos difíciles y en especial por todo el respaldo y el apoyo que recibí a través de mis apreciados padres, quienes siempre estuvieron conmigo para guiarme por el camino del bien y que en honor a la verdad y sin lugar a dudas, sin ellos jamás hubiese alcanzado lo mismo.

Un capítulo aparte merece el Ing. Bolívar Miranda y todas las personas que conocí por medio de él, como lo son los Ingenieros Rubén Segovia, Vinicio Durán, Frank Salazar y la distinguida Ingeniera Carmen Romero, ya que sin su apoyo y sin las facilidades brindadas, este proyecto jamás se hubiese podido culminar.

DEDICATORIA

(Pablo)

Todo el esfuerzo realizado por parte mía en este proyecto está dedicado al Sr. Augusto Freire Miranda y a la Sra. Mariana de Jesús Rodríguez Valdéz, mis amorosos padres.

AGRADECIMIENTO

(Ángel)

Mis agradecimientos, a Dios por haberme dado el entendimiento y la sabiduría para poder alcanzar la meta que me propuse, por alumbrarme con su luz y acompañarme todos los días de mi vida y por haberme dado:

En primer lugar a mis padres, Ángel y Carmen, quienes han sido un apoyo moral y económico para lograr este fin. Gracias por su paciencia.

A mi asesor de tesis quien es una de las personas que más admiro por su inteligencia y conocimientos, el Ing. Bolívar Miranda, a quien le debo el hecho de que ésta tesis tenga los menos errores posibles. Gracias por ser tan estricto.

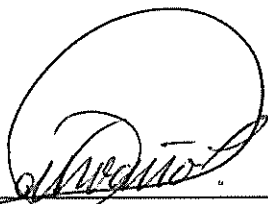
A mis hermanos y amigos por ayudarme y apoyarme sin condiciones. Gracias por facilitarme las cosas.

DEDICATORIA

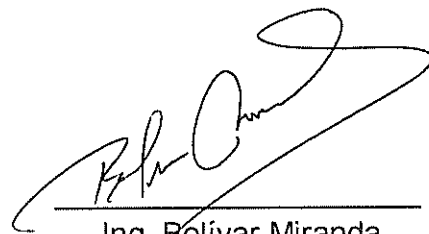
(Ángel)

Mi tesis la dedico con todo mi amor y cariño a ti Dios que me diste la oportunidad de vivir y de regalarme una familia maravillosa, y a todas las personas que dejaron de acompañarme para estar a tu lado, en especial a mi abuelita Lucía.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



Ing. Gastón Proaño
PRESIDENTE



Ing. Bolívar Miranda
DIRECTOR DE TESIS

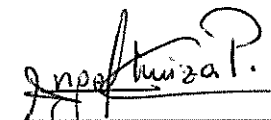
DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta tesis de grado, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la Escuela Superior Politécnica del Litoral “

(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la ESPOL)



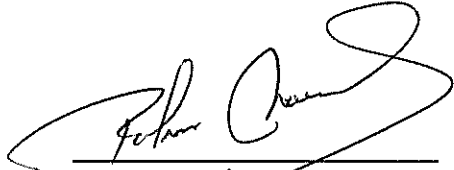
Pablo Freire Rodríguez



Ángel Chuiza Pilco

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Pablo Freire Rodríguez y Ángel Chuiza Pilco, bajo mi supervisión.



Ing. Bolívar Miranda
DIRECTOR DE TESIS

RESUMEN

La pobre producción en ciertos pozos de petróleo está ligada a problemas de taponamiento de los poros de la roca en la vecindad del pozo a la altura de la formación productora. A este taponamiento de los poros de la roca, que a su vez corta el flujo de manera parcial ó total de los fluidos desde el yacimiento hacia el pozo es lo que se le conoce como “daño de formación”.

Este daño de formación puede ser controlado mediante varias técnicas de lo que se conoce como estimulación, entre las cuales tenemos las estimulaciones matriciales también conocidas como acidificaciones y las fracturas que pueden ser ácidas e hidráulicas.

Este proyecto de tesis cuyo tema es “Análisis del Factor de Daño de Formación y Evaluación de los Tratamientos de Fracturamiento realizados en el Campo ANPA perteneciente al Distrito Amazónico” explica de manera detallada el procedimiento de estimulación mediante “skin frac” que se siguió para mejorar la producción del pozo Anpa 15-D, una vez que este había declinado su producción por completo, debido al mencionado daño de formación.

El proyecto que aquí se presenta consta exactamente de siete capítulos, en las páginas de los primeros cinco capítulos se va detallando y exponiendo

gradualmente la información necesaria para comprender todo el procedimiento de la fractura ejecutado en el pozo Anpa 15-D que está expuesto en su totalidad en el último capítulo, previamente a esto se realizará un ejercicio de cálculo que se detalla en el capítulo 6.

En el primer capítulo damos algunas de las características generales del campo ANPA, como lo son su historia, ubicación geográfica, geología, estratigrafía, litología y ambiente sedimentario. Además conceptualizamos algunos términos petrofísicos de interés para posteriormente terminar exponiendo términos relacionados con la mecánica de rocas.

En el segundo capítulo definimos claramente el concepto de “daño de formación”, así como también revisamos cada uno de las etapas de la vida de un pozo y las razones por las que se pueden generar el daño de formación en cada una de ellas.

El tercer capítulo tiene que ver con los métodos que existen para la determinación del daño de formación, básicamente se habla de lo que tiene que ver con las pruebas de presión que es un paso previo para poder estimar ó cuantificar el valor del daño mediante los métodos de Horner, Curvas tipo, etc.

En lo que respecta al cuarto capítulo revisamos conceptos más avanzados referentes al proyecto como lo es la definición de fractura, así como sus modelos interpretativos en 2-D, además temas relacionados a la fractura como lo son el ancho de fractura, longitud de fractura, gradiente de fractura, dirección, orientación, forma, etc.

El capítulo quinto entra con lo que es el fracturamiento, lo define y da sus objetivos generales, hace mención a los dos tipos de fracturamiento que existen que son el hidráulico y el ácido, además abarca todo lo referente a los fluidos de fracturamiento, apuntalantes y termina con los equipos utilizados en este tipo de operaciones.

En el sexto capítulo procedemos a realizar un ejercicio de cálculo del daño de formación utilizando el software PANSYSTEM con los datos de pruebas de presión obtenidos del pozo Anpa 12 – D.

En el capítulo final se trata el caso del fracturamiento realizado al pozo Anpa 15 – D, se muestra sus antecedentes, las causas que generaron el daño de la formación, se hace un análisis de la petrofísica de la roca reservorio, las condiciones de la cementación y de la completación del pozo, para posteriormente mostrarnos de manera detallada el paso a paso del trabajo de fractura realizado y finalmente mostrarnos los resultados obtenidos.

ÍNDICE GENERAL

	PÁG.
RESUMEN	VII
ÍNDICE GENERAL	X
ÍNDICE DE FIGURAS	XVII
ÍNDICE DE TABLAS	XXIII
INTRODUCCIÓN	XXV
CAPÍTULO 1	
1. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CAMPO ANPA	1
1.1. Ubicación Geográfica e Historia	1
1.2. Geología del Campo	3
1.3. Estratigrafía	5
1.3.1. Formación Basal Tena	5
1.3.2. Formación Napo	6
1.3.2.1. Formación “U”	7
1.3.2.2. Formación “T”	8
1.4. Litología	10
1.4.1. Formación Basal Tena	10
1.4.2. Formación “U” Superior	10

1.4.3. Formación “U” Inferior	10
1.4.4. Formación “T”	11
1.4.5. Formación “Hollín”	11
1.5. Ambiente Sedimentario	11
1.5.1. Formación Basal Tena	11
1.5.2. Formación “U”	12
1.5.3. Formación “T” Superior	12
1.5.4. Formación “T” Inferior	12
1.6. Petrofísica	13
1.6.1. Porosidad	13
1.6.2. Permeabilidad	16
1.6.3. Saturación de Fluidos	19
1.7. Petrofísica del Campo	22
1.8. Mecánica de Rocas	24
1.8.1. Esfuerzo	24
1.8.2. Deformación	25
1.8.3. Módulo Elástico de Young	28
1.8.4. Módulo de Poisson	29
1.8.5. Módulo de Corte	31
Capítulo 2	
2. DAÑO DE FORMACIÓN	33
2.1. Definición	33

2.2. Origen del Daño de Formación	34
2.2.1. Daño Durante la Perforación	34
2.2.2. Invasión de Sólidos de Perforación	34
2.2.2.1. Causas que Favorecen la Invasión de Sólidos de Perforación	35
2.2.3. Invasión de Fluidos de Perforación	37
2.2.3.1. Causas que Favorecen la Invasión de Fluidos de Perforación	38
2.2.4. Daño Durante la Cementación	41
2.2.4.1. Daño por Fluido de Lavado	41
2.2.4.2. Daño por Lechada de Cemento	42
2.2.4.3. Daño por Compresión de Cemento	43
2.2.5. Daños por Punzados	43
2.2.6. Daño Durante la Producción	45
2.2.7. Daños Durante el Tratamiento Ácido	45
2.2.8. Daños por Fluidos de Terminación	46
2.2.9. Daños Durante la Limpieza del Pozo	47
2.3. Causas Principales del Daño de Formación	48
2.3.1. Bloqueo por Emulsión	48
2.3.2. Cambios de Mojabilidad	49
2.3.3. Bloqueo por Agua	50
2.3.4. Sarros	51

2.3.5. Depósitos Orgánicos	52
2.3.6. Fangos y Arcillas	54

CAPÍTULO 3

3. MÉTODOS DE DETERMINACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN	56
3.1. Prueba de Restauración de Presión	58
3.1.1. Métodos de Condiciones Básicas	60
3.1.2. Método de Aproximación de Horner	63
3.2. Pruebas de Abatimiento de Presión	66
3.2.1. Caso 1: Cuando se tiene una Tasa Constante	68
3.2.2. Caso 2: Cuando se tiene Tasa Ligeramente Variable	70
3.2.3. Caso 3: Cuando se tiene n Tasas que varían Discretamente	72
3.3. Método de las Curvas Tipo	74
3.3.1. Método de ajuste por Curvas Tipo de Ramey	76
3.3.2. Método de ajuste por Curva Tipo de “Derivada de Bourdet”	78

CAPÍTULO 4

4. FRACTURA	84
4.1. Definición	84

4.2. Modelos de Fractura	84
4.2.1. Modelo PKN	87
4.2.1.1. Características del Modelo	87
4.2.1.2. Ancho de Fractura	88
4.2.2. Modelo KGD	92
4.2.2.1. Características del Modelo	92
4.2.2.2. Ancho de Fractura	93
4.3. Gradiente de fractura	94
4.4. Presión de Fractura de Fondo	95
4.5. Presión Neta de Fractura	95
4.6. Dirección y Orientación de la Fractura	100
4.7. Forma de la Fractura	102
4.8. Conductividad Efectiva y Adimensional de la Fractura	103
CAPÍTULO 5	
5. FRACTURAMIENTO	105
5.1. Definición de Fracturamiento	105
5.2. Objetivo del Fracturamiento	106
5.3. Tipos de Fracturamiento	107
5.3.1. Fracturamiento Hidráulico	107
5.3.2. Fracturamiento Ácido	108
5.4. Fluido de Fracturamiento	108
5.4.1. Propiedades del Fluido de Fractura	110

5.4.2. Tipos de Fluidos de Fracturamiento	110
5.4.2.1. Geles Base Agua	111
5.4.2.2. Geles Base Aceite	112
5.4.2.3. Ventajas de los Geles Base Agua sobre los Geles Base Aceite	114
5.4.3. Aditivos	114
5.4.3.1. Gelificantes	115
5.4.3.2. Bactericidas	115
5.4.3.3. Buffers	116
5.4.3.4. Estabilizadores	117
5.4.3.5. Reductores de Filtrado	119
5.4.3.6. Surfactantes	120
5.4.3.7. Rompedores	121
5.4.3.8. Reductores de Fricción	121
5.4.4. Apuntalante	122
5.5. Equipo de Fracturamiento	124
5.5.1. Equipos de Almacenamiento de Fluidos	125
5.5.2. Equipos de Almacenamiento de Agentes de Sostén	127
5.5.3. Equipos Mezcladores	128
5.5.4. Equipos de Bombeo de Alta Presión	129
5.5.5. Centro de Control	130
5.5.6. Líneas de Superficie	132

5.5.7. Ubicación de los Equipos en Locación	133
5.6. Fases del Fracturamiento	134
CAPÍTULO 6	
6. CASO DEL POZO ANPA-12D	136
6.1. Análisis de la Prueba de Presión del Pozo ANPA-12D usando el Software PANSYSTEM	136
6.2. Resultados Obtenidos de la Interpretación	156
CAPÍTULO 7	
7. CASO DEL POZO ANPA-15D	160
7.1. Ubicación	160
7.2. Antecedentes	160
7.3. Causas del Daño de Formación	162
7.4. Parámetros de Selección	164
7.5. Análisis de los Parámetros	165
7.6. Resultado y Determinación luego del Análisis de los Parámetros de Selección	171
7.7. Diseño de Fractura	171
7.7.1. Preflujo ONE STEP GP y Fluido Fracturante YF130 HTD	172
7.7.2. Simulador de Fractura Hidráulica	174
7.8. Programa de Work-Over y Procedimiento para Fracturamiento Hidráulico	176

7.9. Evaluación del Tratamiento	182
7.10. Producción Post-Fractura	183
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	184
ANEXOS	186
SIMBOLOGÍA	193
BIBLIOGRAFÍA	198

ÍNDICE DE FIGURAS

Capítulo 1

Mapa 1.1.	Ubicación del Campo ANPA	1
Figura 1.1.	Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente	9
Figura 1.2.	Esfuerzo Aplicado sobre un Material	25
Figura 1.3.	Deformación Unitaria de un Material	26
Figura 1.4.	Gráfica de Esfuerzo (σ) vs. Deformación Unitaria (ϵ_z)	27
Figura 1.5.	Deformación Transversal de un Material	30
Figura 1.6.	Deformación de Corte o Cizalla de un Material	31
Figura 1.7.	Esfuerzo Vertical sobre un Estrato	32

Capítulo 2

Figura 2.1.	Invasión de Sólidos de Perforación a la Formación	35
Figura 2.2.	Tipo de Emulsiones	49
Figura 2.3.	Depósitos Minerales en la Tubería	51

Capítulo 3

Figura 3.1.	Prueba de Restauración de Presión	58
Figura 3.2.	Una sola Tasa de Producción antes del Cierre	60
Figura 3.3	Gráfica de los Datos Obtenidos de la Prueba de Build-Up con una Tasa Constante antes del Cierre	61

Figura 3.4.	Varias Tasas de Producción antes del Cierre	63
Figura 3.5.	Varias Tasas de Producción Representadas en una sola según Horner	64
Figura 3.6.	Prueba de Abatimiento de Presión	67
Figura 3.7.	Gráfica de los Datos Obtenidos de la Prueba de Drawdown a una Tasa Constante	69
Figura 3.8.	Gráfica de los Datos Obtenidos de la Prueba de Drawdown a Tasa ligeramente Variable	71
Figura 3.9.	Gráfica de los Datos obtenidos de la Prueba de Drawdown a n Tasas que varían Discretamente	73
Figura 3.10.	Ajuste de los Datos de Presión a la Curva Tipo	75
Figura 3.11.	Ajuste de Datos con la Curva Tipo de Ramey	77
Figura 3.12.	Curva Tipo de Ramey de donde determinamos por lectura el valor de C_{DM} y S	77
Figura 3.13.	Procedimiento para hallar (ΔP)	79
Figura 3.14.	Curva Tipo Derivada de Bourdet	82
Capítulo 4		
Figura 4.1.	Modelo Geométrico PKN	87
Figura 4.2.	Modelo Geométrico KGD	92
Figura 4.3.	Orientación Horizontal de una Fractura	100

Figura 4.4.	Tipos de Orientación de una Fractura	101
Figura 4.5.	Tipos de Orientación de una Fractura de Acuerdo al Gradiente de Fractura	101
Figura 4.6.	Forma de una Fractura	102
Figura 4.7.	Régimen de Flujo Radial	102
Figura 4.8.	Régimen de Flujo Bilineal	103
Capítulo 5		
Figura 5.1.	Proceso para la Ejecución de un Fracturamiento	106
Figura 5.2.	Muestra de la Goma Guar y el Gel Lineal	115
Figura 5.3.	Procesos de Hinchamiento y Migración de Arcillas	118
Figura 5.4.	Tanques de Almacenamiento de Fluido Base	125
Figura 5.5.	Tanques de Almacenamiento de Gel Lineal	126
Figura 5.6.	Tanques de Almacenamiento de Agentes de Sostén	127
Figura 5.7.	Blender de Fracturamiento	129
Figura 5.8.	Bombas de Fracturamiento	130
Figura 5.9.	Centro de Control	131
Figura 5.10	Líneas de Superficie utilizadas para transportar el Fluido de Fractura	132
Figura 5.11	Ubicación de Equipos en Locación	133
Figura 5.12	Etapas de Iniciación y Propagación de una Fractura	134

Figura 5.13	Etapas de Apuntalamiento de la Fractura y Producción del Pozo	135
-------------	---	-----

Capítulo 6

Figura 6.1.	Data de la Prueba de Presión Ejecutada al Pozo ANPA-12D	137
Figura 6.2.	Hoja de Datos Básicos del Pozo ANPA-12D	137
Figura 6.3.	Data de la Prueba de Presión lista para ingresar al Programa	138
Figura 6.4.	Portada del Software	138
Figura 6.5.	Recuadro para el ingreso de la Data de la Prueba de Presión	139
Figura 6.6.	Data de Prueba de Presión cargada en el Programa	139
Figura 6.7.	Número de Datos cargados en el Programa	140
Figura 6.8.	Gráfica Presión vs. Tiempo	140
Figura 6.9.	División de la Prueba	141
Figura 6.10.	Recuadro para el ingreso de Datos del Pozo, Fluido y Reservorio	142
Figura 6.11.	Recuadro para ingresar los Parámetros del Pozo	142
Figura 6.12.	Recuadro para ingresar los Parámetros del Reservorio	143
Figura 6.13.	Recuadro para ingresar el Modelo de Empuje del Reservorio	144
Figura 6.14	Recuadro para ingresar los Parámetros de los Fluidos del Reservorio	145
Figura 6.15.	Recuadro para igualar las Presiones de Burbuja	146

Figura 6.16. Recuadro para ingresar los Datos que permitirán obtener los Resultados a la Profundidad de las Perforaciones	147
Figura 6.17. Análisis de la Restauración de Presión	147
Figura 6.18. Análisis del Método de la Derivada	148
Figura 6.19. Recuadro para establecer la coincidencia de gráficas	149
Figura 6.20. Marcación del Flujo Radial	149
Figura 6.21. Marcación del Efecto de Almacenamiento	150
Figura 6.22. Análisis del Método de Horner	150
Figura 6.23. Parámetros obtenidos del Análisis de Horner	151
Figura 6.24. Recuadro para elegir el Modelo de Empuje del Reservorio	152
Figura 6.25. Aplicación del Quick Match	152
Figura 6.26. Aplicación del Quick Match en la gráfica LOG-LOG	153
Figura 6.27. Aplicación del Quick Match en la gráfica SEMI-LOG	153
Figura 6.28. Mejor coincidencia obtenida con la Aplicación del Quick Match en la gráfica SEMI-LOG	154
Figura 6.29. Mejor coincidencia obtenida con la Aplicación del Quick Match en la gráfica LOG-LOG de la Derivada	154
Figura 6.30. Recuadro para ingreso de Datos para obtener el IPR	155
Figura 6.31. Gráfica del IPR para el Total de los Fluidos, para el Agua y para el Petróleo	156

Capítulo 7

Figura 7.1.	Historial de Producción del Pozo ANPA-15D	162
Figura 7.2.	Registros de la Petrofísica de la Arena Napo "T"	167
Figura 7.3.	Registros de Cementación de la Arena Napo "T"	168
Figura 7.4.	Completación del Pozo ANPA-15D	169
Figura 7.5.	Geometría de la Fractura calculada con FRAC CADE	175
Figura 7.6.	Representación de la Completación del Pozo	176
Figura 7.7.	Representación de la Sarta de Limpieza y el Acondicionamiento del Pozo	177
Figura 7.8.	Representación de la Sarta de Fracturamiento, la Píldora Aisladora en la Zona "U" y el ONE STEP en la Zona a Fracturar ("T" Inferior)	178
Figura 7.9.	Diagrama de Bombeo del Propante al Pozo	179
Figura 7.10	Representación de la Sarta de Limpieza	180
Figura 7.11	Representación de la Sarta de Evaluación	181
Figura 7.12	Geometría Real de la Fractura obtenida con FRAC CADE	183
Figura 7.13.	Producción Post-Fractura del pozo ANPA-15D	183

ÍNDICE DE TABLAS

Capítulo 1

Tabla 1.1.	Coordenadas Geográficas y UTM del campo ANPA	2
Tabla 1.2.	Rangos de Porosidad en las Rocas Reservorio	14
Tabla 1.3.	Rangos de Permeabilidad en las Rocas Reservorio	18
Tabla 1.4.	Porosidad y Permeabilidad de los Yacimientos en el Campo ANPA	23
Tabla 1.5.	Características del Campo ANPA	23
Tabla 1.6.	Algunos Valores del Módulo de Young (E)	29

Capítulo 3

Tabla 3.1.	Data de una Prueba de Build-Up con una Tasa Constante antes del Cierre	61
Tabla 3.2.	Data de una Prueba de Drawdown a una Tasa Constante	69
Tabla 3.3.	Data de una Prueba de Drawdown a Tasa ligeramente Variable	70
Tabla 3.4.	Preparación de la Data de una Prueba de Drawdown a Tasa ligeramente Variable	71
Tabla 3.5.	Data de una Prueba de Drawdown a n Tasas que varían Discretamente	73
Tabla 3.6.	Cálculo de la Presión Derivada	81

Capítulo 5

Tabla 5.1.	Clasificación de los Apuntalantes de acuerdo a la Presión de Cierre	123
Tabla 5.2.	Propiedades de los Propantes más comunes	124

Capítulo 6

Tabla 6.1.	Tiempos de Prueba	156
Tabla 6.2.	Resultados Método de Horner	157
Tabla 6.3.	Resultados Método de la Derivada	157
Tabla 6.4.	Resultados Tipos de Modelos en el Reservorio	158
Tabla 6.5.	Resultados Índice de Productividad	158

Capítulo 7

Tabla 7.1.	Intervalos disparados en el Pozo ANPA-15D	161
Tabla 7.2.	Resultados de la Prueba de Producción del Pozo ANPA-15D	161
Tabla 7.3.	Parámetros Petrofísicos de la Arena Napo "T" Inferior	166
Tabla 7.4.	Propiedades de los Fluidos del Pozo ANPA-15D	170
Tabla 7.5.	Propiedades del Reservorio	170
Tabla 7.6.	Resultados de la Simulación de la Fractura	174
Tabla 7.7.	Programa de Bombeo de los Fluidos al Pozo	179
Tabla 7.8.	Valores de la Fractura Obtenida del ANPA-15D	182

INTRODUCCIÓN

El Petróleo para el estado ecuatoriano representa una de las principales fuentes de ingresos, y cualquier trabajo destinado a recuperar o mejorar la productividad de los pozos petroleros es de gran importancia para sus intereses económicos.

El presente proyecto muestra un análisis de lo que se conoce como daño de formación, y la respectiva solución que se plantea para estos casos es Bypassar las obstrucciones que taponan el medio poroso mediante la implantación del método de fracturamiento, con el objetivo de estimular y aumentar la producción de la capa productiva.

El daño de formación es un problema operacional y económico que ocurre durante todas y cada una de las fases de recuperación de petróleo de los reservorios, presentándose en algunos casos con mayor severidad que en otros.

Cada tipo de operación tales como producción, perforación y operaciones de reacondicionamiento trae su propio riesgo para la formación. Siempre que se lleve a cabo éstas operaciones ocurrirá algún grado de daño de formación.

CAPÍTULO 1

1. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CAMPO

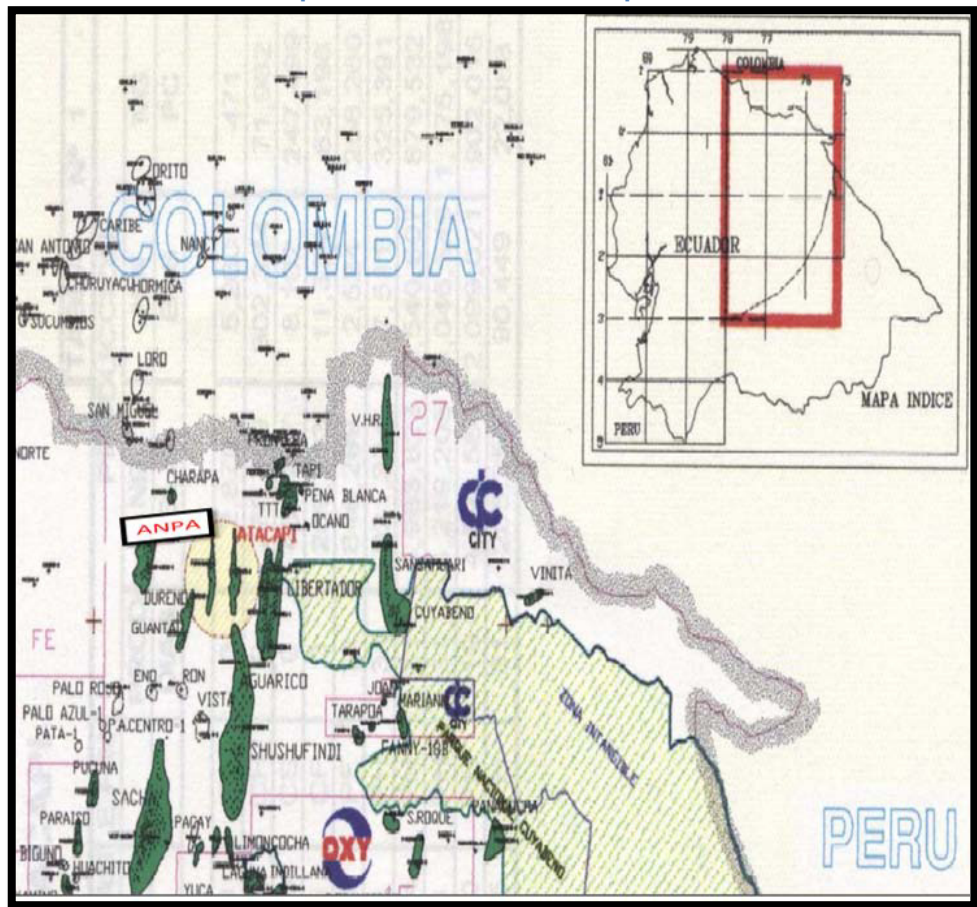
ANPA

1.1. Ubicación Geográfica e Historia

El Campo ANPA está ubicado en la provincia de Sucumbíos, a 16 km al sur-este del campo Lago Agrio, en la cuenca oriente del Ecuador.

Pertenece al área Libertador, conjuntamente con los siguientes campos: Atacapi, Carabobo, Pichincha, Cuyabeno, Sansahuari, Shuara, Secoya, Tapi, Tetete, Shushuqui, Pacayacu, Singue, Chanangue, Peña Blanca, Frontera y Víctor Hugo Rúaies.

Mapa 1.1. Ubicación del campo ANPA



Fuente: PETROPRODUCCION DEPARTAMENTO DE CARTOGRAFIA

Las coordenadas geográficas con la respectiva equivalencia en coordenadas UTM son:

Tabla 1.1.- Coordenadas Geográficas y UTM del campo ANPA

COORDENADAS	LATITUD	LONGITUD
Geográficas	00° 07' 00" - 00° 01' 00" (Norte)	76° 43' 00" - 76° 38' 00" (Oeste)
UTM	10001000 – 10024000 (Norte)	304000 – 320000 (Oeste)

El campo ANPA fue descubierto con la perforación del pozo Anpa-01 en Octubre de 1968 por la compañía Texaco-Gulf, alcanzando una profundidad de 10173 pies y completado oficialmente el 18 de Noviembre de 1968, con una producción comercial en la arenisca "T" de 448 BPPD, °API = 31 y BSW = 0.2%.

Este campo inició su etapa productiva en los primeros días de Diciembre de 1978, con 4 pozos. En el campo ANPA se han perforado 15 pozos, los cuales producen de las areniscas dentro de la unidad Basal Tena, las areniscas U y T y miembros de la formación Napo Inferior; todas de edad cretácica.

El campo tiene un promedio de producción de 1125 BPPD, con un acumulado a noviembre del presente año de 14 MMbls de petróleo computados a partir de 1978.

1.2. Geología del Campo

Este campo está situado en terreno de jungla al norte del río Aguarico, tributario del río Amazonas. Ubicado sobre el flanco norte del arco de la trans-cuenca, separando la Cuenca Oriente de Ecuador y Perú, hacia el sur de la cuenca Putumayo en Colombia.

La región ha sido objeto de cinco periodos de deformación estructural, con presencia de fallas, anticlinales y narices estructurales.

La nueva interpretación en base a los resultados de la sísmica 3D confirma la presencia instantánea de dos grandes anticlinales controlados por dos fallas inversas respectivamente, que provienen del basamento, además existen pequeñas fallas, con sellos más pequeños hacia arriba de la serie, hasta desaparecer a nivel de la Basal Tena.

El campo ANPA está constituido por una estructura anticlinal alargado de orientación Norte-Sur, de 15 Km. de largo, con un ancho promedio de 2.5 Km. de este a oeste, con un área aproximada de 3250 acres, presentando una falla sedimentaria inversa sub-vertical de alto ángulo que sirve de sello hacia el este con su lado levantado hacia el oeste; el campo además presenta un cierre estructural de 200 pies de desplazamiento vertical.

En este campo aparecen las formaciones cretácicas Tena y Napo con presencia de hidrocarburos, y los yacimientos productores son las areniscas Basal Tena (secundaria), Napo "U" y Napo "T".

Las areniscas “U” y “T” tienen cantidades significativas de hidrocarburos, pero sus acuíferos son parcialmente activos y actúan arealmente por zonas a lo largo del campo. Los datos sísmicos indican que esta falla disminuye hacia arriba y termina en la formación Basal Tena.

La fase compresiva que formó la estructura es de edad turoniana-mastrichtiana y produjo una deformación sin-sedimentaria sincrónica con la depositación de Napo Medio-Superior y Tena Inferior.

1.3. Estratigrafía

En base a estudios de núcleos del campo ANPA y de los campos adyacentes (Guanta-Dureno, Atacapi), así como los registros eléctricos de los pozos; se concluyó que los yacimientos “U” y “T” son parte de un ambiente deltaico. El rumbo sedimentario es de norte a sur.

1.3.1. Formación Basal Tena

El mapa de depositación ambiental y de datos sísmicos sugiere que Basal Tena fue depositada en un canal

erosionado con un potencial hidrocarburífero probado, en una superficie de discontinuidad al tope de la formación Napo.

Las profundidades promedio a las que se encuentra esta arenisca varían entre 8690 a 8837 pies de profundidad en el campo ANPA. Esta arenisca de relleno es generalmente delgada, de 16 pies de potencia, se asume que la fuente de hidrocarburos son las lutitas marinas que yacen debajo.

La porosidad más alta obtenida en esta arenisca es de 16 % y está en el centro del canal cerca del pozo Anpa-04. En el pozo Anpa-07 se encontró 8 pies de arena saturada de hidrocarburos.

1.3.2. Formación Napo

Esta formación comprende los reservorios característicos de las unidades "U" y "T". Por el contrario a la parte basal la cual es muy reducida. Ambiente predominante deltaico con influencia fluvial predominante y menor influencia mareal.

El ancho de los canales sobre la base de presiones, varía entre 130 a 420 pies para "T" y 900 pies para "U".

Las secuencias arenosas “U” y “T” son cuarzosas en sus partes basales, y contienen abundante glauconita en sus porciones superiores.

1.3.2.1. Formación “U”

En esta arena el ambiente de depositación predominante es un complejo de canal distributivo y está asociado a las barras de desembocadura y de rebalse depositadas a medida que el mar transgredía, su tendencia es esencialmente paralela al eje estructural, como consecuencia el yacimiento es extremadamente complejo y variable de pozo a pozo.

Las profundidades promedio a las que se encuentra esta arena varían entre 9440 a 9470 pies de profundidad para el nivel superior, 9470 a 9500 pies de profundidad para el nivel intermedio y de 9500 a 9560 pies de profundidad para el nivel inferior.

La saturación de petróleo tiene su mayor desarrollo en la parte central, se muestra una disminución con

el decrecimiento de la posición estructural en los pozos Anpa-04, Anpa-01 y Anpa-02. En el pozo Anpa-08 simultáneamente perforado se encontró 15 pies de arena saturada de petróleo con resultados positivos.

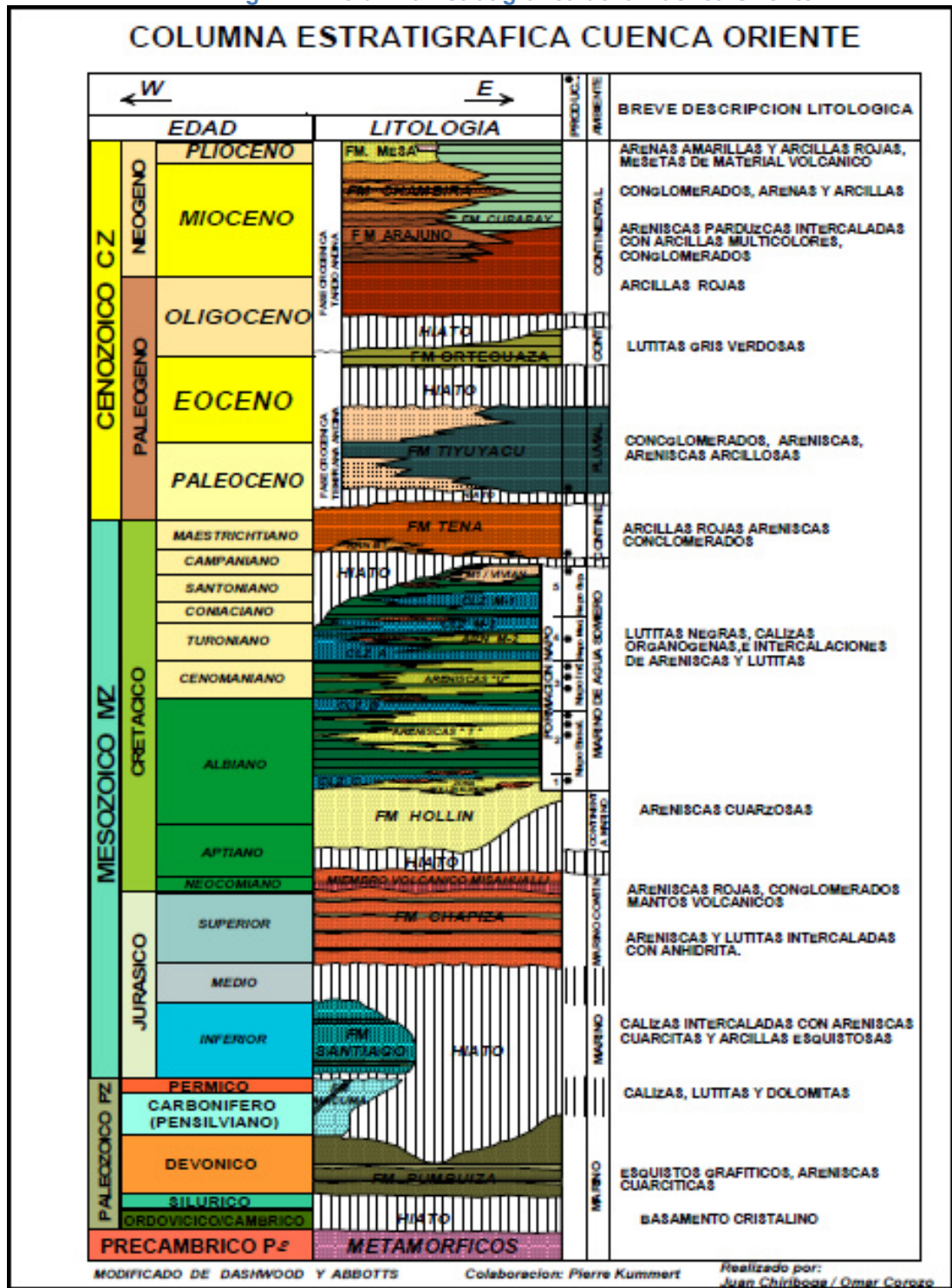
1.3.2.2. Formación "T"

Esta arena está dominada por canales distributarios delgados de arenas de barra de desembocadura. Ninguno de los pozos ha penetrado la sección gruesa del canal.

Las profundidades promedio a las que se encuentra esta arena varían entre 9645 a 9690 pies de profundidad para el nivel superior y de 9690 a 9750 pies de profundidad para el nivel inferior.

La porosidad alcanza su valor máximo de cerca del 14 % en la barra de desembocadura en el pozo Anpa-03 y un espesor de 15 pies, en el pozo Anpa-07 se encontró 10 pies de arena saturada de petróleo con buenos resultados.

Fig. 1.1.- Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente



Fuente: PETROPRODUCCIÓN DEPARTAMENTO DE CARTOGRAFÍA

1.4. Litología

1.4.1. Formación Basal Tena

Litológicamente se trata de una arenisca cuarzosa transparente, hializa, de grano grueso a muy grueso, subangular, mala clasificación, firme, cemento ligeramente calcáreo, con hidrocarburos, fluorescencia natural discontinua amarilla blanquecina; corte rápido, residuo café claro.

1.4.2. Formación “U” Superior

Arenisca friable de cuarzo de color gris claro de grano muy fino a fino, de subangular a subredondeada, con cemento calcáreo, con buena presencia de hidrocarburos, de fluorescencia amarilla blanquecina, de corte instantáneo sin residuo.

1.4.3. Formación “U” Inferior

Se presenta como una arenisca firme de cuarzo monocristalino de color café claro; hialina, firme, grano medio grueso, subangular, mala clasificación, cemento ligeramente sílfceo, con trazas de glauconita, saturada de hidrocarburos; corte rápido, fluorescencia amarillo blanquecina, sin residuo.

1.4.4. Formación “T”

Se presenta como una arenisca friable de cuarzo de color gris verdosa, firme de grano muy fino a fino, de subangular a redondeada, mal clasificada, bien glauconítica con cemento calcáreo, saturada de hidrocarburo; fluorescencia blanquecina, corte rápido, sin residuo.

1.4.5. Formación “Hollín”

Arenisca friable de cuarzo, de color gris claro, hialino de grano medio a grueso, de angular a subangular subredondeado, clasificación regular a seleccionada, hacia abajo el tamaño del grano aumenta, presenta ligeramente granos de glauconita con trazas de hidrocarburos, el cemento es silíceo. En el campo ANPA no se encontró petróleo en este nivel, pero se podría encontrar pequeños yacimientos de esta arena en la parte más alta del campo.

1.5. Ambiente Sedimentario

1.5.1. Formación Basal Tena

De acuerdo con la interpretación de los datos sísmicos obtenidos, el ambiente de sedimentación pertenece a facies

fluviales, con areniscas generalmente delgadas, cerca de 16 pies de espesor, pero con un potencial hidrocarburífero muy bueno, ya que existen estratos generadores por debajo de esa arenisca. El pozo Anpa-04 fue perforado cerca de un antiguo canal principal, obteniendo una arenisca de alta porosidad (16%).

1.5.2. Formación “U”

El ambiente de sedimentación de esta arenisca pertenece a canales fluviales y barras de delta, las cuales están ligadas a canales y regresiones. La dirección de la sedimentación es casi paralela al rumbo de la estructura, debido a lo cual el reservorio varía bastante de un pozo a otro.

1.5.3. Formación “T” Superior

El ambiente de sedimentación pertenece a canales fluviales y barras de delta.

1.5.4. Formación “T” Inferior

Este es el reservorio más importante, su ambiente de sedimentación corresponde a una combinación de canales y barras delta.

Las secuencias arenosas “U” y “T” son cuarzosas en sus partes basales y contienen abundante glauconita en sus porciones superiores, lo que se corresponde con una etapa de plataforma. Las lutitas negras y los cuerpos calcáreos A y B, depositados sobre la secuencia, se desarrollaron en un pro-delta según SSI (Scientific Software Intercomp 2003).

1.6. Petrofísica

Petrofísica es el estudio de las relaciones que existen entre las propiedades físicas y texturales de una roca con los fluidos que contienen en estado estático, es decir, es de interés tanto geológico como de ingeniería.

Saber la petrofísica de la roca reservorio es un factor muy importante dentro de la caracterización de los reservorios y del cálculo de reservas. A continuación daremos una definición acertada de las propiedades petrofísicas del campo ANPA.

1.6.1. Porosidad (ϕ)

La porosidad se la define como el porcentaje del volumen total de una roca, constituida por espacios vacíos, que representa su porosidad absoluta.

$$\% \phi = \frac{V_p}{V_t} \times 100$$

Ecuación 1.1

Donde:

$\% \phi$ = Porcentaje de porosidad total ó absoluta (%)

V_p = Volumen poroso

V_t = Volumen total de la roca

La porosidad efectiva es el volumen total de los espacios porosos, interconectados de manera que permiten el paso de fluidos a través de ellos, es por lo general de un 5% - 10% inferior que la porosidad absoluta.

Tabla 1.2. Rangos de Porosidad en las Rocas Reservorio

RANGOS DE POROSIDAD EN LAS ROCAS RESERVORIOS	
Descartable	0 % - 5 %
Pobre	5 % - 10 %
Regular	10 % - 15 %
Bueno	15 % - 20 %
Muy bueno	20 % - 25 %

Para materiales intergranulares, con una cementación pobre o moderada, la porosidad total es aproximadamente igual a la

porosidad efectiva. Para materiales mejor cementados y para calizas, se puede encontrar grandes diferencias entre porosidad total y efectiva.

De acuerdo a su origen la porosidad también puede ser clasificada como primaria y secundaria.

A la porosidad primaria se le denomina también porosidad original, porque es una característica inherente de la roca, la porosidad primaria ó intergranular en las rocas sedimentarias es la resultante de la acumulación de material detrítico u orgánico; es decir, que se desarrolló al mismo tiempo en que los sedimentos fueron depositados.

Esta porosidad es de máxima importancia en las areniscas y está determinada por la distribución y la forma de los poros, su grado de interconexión y su distribución en la roca sedimentaria.

La porosidad secundaria es el resultado de algún tipo de actividad geológica después que los sedimentos se hayan convertido en rocas.

1.6.2. Permeabilidad (k)

Tomando como referencia la descripción del Instituto Americano del Petróleo (API), la permeabilidad es la capacidad de los fluidos de desplazarse entre los espacios que conectan los poros de una masa porosa; o la conductividad de un cuerpo poroso a los fluidos.

En el año de 1856, Henry Darcy investigó el flujo de agua a través de filtros de arena para purificación de agua. Y el resultado de los análisis fue determinado mediante la ecuación de Darcy:

$$q = \frac{KA \Delta p}{\mu L} \quad \text{Ecuación 1.2}$$

La constante de proporcionalidad K es una característica del paquete de arena. Darcy realizó sus investigaciones con cilindros de arena saturados 100% de agua.

Donde:

q = Caudal a través del cilindro de arena (Bls/día)

K = Constante de proporcionalidad (darcys)

A = Área transversal (pie^2)

$\Delta p =$ Presión diferencial (psi)

$L =$ Longitud (pie)

Posteriores investigaciones determinaron que la ley de Darcy puede ser utilizada con otros fluidos y que la constante de proporcionalidad K puede ser escrita como $\frac{K}{\mu}$, donde μ es la viscosidad del fluido y K es la constante de proporcionalidad para la roca. La ecuación generalizada de la ley de Darcy es:

$$\frac{q}{A} = -\frac{K}{\mu} \left(\frac{\partial p}{\partial s} - g\rho \frac{\partial z}{\partial s} \right) \quad \text{Ecuación 1.3}$$

Donde:

$q =$ Caudal que atraviesa el área transversal (Bls/día)

$A =$ Área transversal (pie²)

$K =$ Constante de proporcionalidad de la roca (darcys)

$\mu =$ Viscosidad del fluido (cp)

$\frac{\partial p}{\partial s} =$ Gradiente de presión en la dirección s

$g =$ Aceleración gravitacional (m/seg²)

$\rho =$ Densidad del fluido (gr/cm³)

$\frac{\partial z}{\partial s} = \sin \theta$, donde θ , es el ángulo entre s y la horizontal

La industria del petróleo ha adoptado el Darcy como unidad de permeabilidad (usualmente se trabaja en milidarcys), la cual se define de la siguiente manera: “Un medio poroso tiene una permeabilidad de un Darcy cuando un fluido de una sola fase de un centipoise de viscosidad llena completamente el espacio vacío del medio, fluye a través de este bajo condiciones de flujo viscoso, a un caudal de un centímetro cúbico por segundo por centímetro cuadrado de área transversal, bajo una presión o gradiente hidráulico equivalente a una atmósfera por centímetro”.

Tabla 1.3. Rangos de Permeabilidad en las Rocas Reservorio

REGULAR	1 - 10 md
BUENA	10 - 100 md
MUY BUENA	100 - 1000 md
EXCELENTE	> 1000 md

Se conocen tres tipos de permeabilidades que son la Permeabilidad absoluta (k), Efectiva (k_e) y Relativa (k_r).

La permeabilidad absoluta es cuando existe una sola fase en el medio poroso y que lo satura 100%, mientras que la permeabilidad efectiva es cuando existe más de una fase en

el medio poroso que fluyen simultáneamente (es función de la saturación del fluido considerado K_o , K_w , K_g).

Finalmente la permeabilidad relativa (K_r) se refiere a la relación entre la permeabilidad efectiva (K_e) y la permeabilidad absoluta (K). Esta permeabilidad también será función de la saturación del fluido y siempre será menor que la unidad.

$$K_r = \frac{K_e}{K} \qquad \text{Ecuación 1.4}$$

La permeabilidad relativa de una roca a cualquier fluido aumenta a medida que incrementa su grado de saturación con ese fluido, hasta que finalmente al llegar a una saturación del 100%, se alcanza el valor K .

1.6.3. Saturación de Fluidos

Además de la capacidad de almacenamiento y la conductividad de un cuerpo poroso a los fluidos, otra propiedad muy importante es la saturación de fluidos.

La saturación de un medio poroso con respecto a un fluido se define como la fracción del volumen poroso de una roca que está ocupado por ese fluido. En consecuencia, para determinar la cantidad de hidrocarburos acumulados en un medio poroso es necesario conocer la saturación de fluidos (petróleo, agua y gas) de la formación, teniéndose la expresión siguiente para la saturación de petróleo.

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \quad \text{Ecuación 1.5}$$

Donde:

S_o = Saturación de petróleo

V_o = Volumen ocupado por la fase petróleo

V_p = Volumen poroso total de la roca

De manera muy similar para la saturación de agua tenemos la expresión:

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad \text{Ecuación 1.6}$$

Donde:

$S_w = \text{Saturación de agua}$

$V_w = \text{Volumen ocupado por la fase agua}$

$V_p = \text{Volumen poroso total de la roca}$

Finalmente la expresión para la saturación de gas es:

$$S_g = \frac{V_g}{V_p} \quad \text{Ecuación 1.7}$$

Donde:

$S_g = \text{Saturación de gas}$

$V_g = \text{Volumen ocupado por la fase gas}$

$V_p = \text{Volumen poroso total de la roca}$

La sumatoria de las saturaciones de todos los fluidos que se encuentran presentes en el espacio poroso de una roca, debe ser igual a 1. Si consideramos un medio poroso saturado por petróleo, agua y gas, tenemos:

$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad \text{Ecuación 1.8}$$

1.7. Petrofísica del Campo

Para determinar las propiedades petrofísicas de los yacimientos del campo ANPA se ha procedido a realizar la evaluación e interpretación de los perfiles eléctricos corridos en los pozos, los mismos que fueron realizados con el programa Interactive Petrophysic (IP), con el propósito de cuantificar los parámetros petrofísicos de las zonas de interés, este programa fue proporcionado por la Subgerencia de Exploración y Desarrollo de Petroproducción.

Para la evaluación de los perfiles eléctricos se determinó en primer lugar el volumen de arcilla presente en la formación (V_{sh}), tomando en cuenta dos indicadores de arcillosidad, principalmente el registro Gamma-Ray, y el Neutrónico. La porosidad fue derivada principalmente del registro Neutrón-Density.

A continuación se presenta los datos de permeabilidad y porosidad promedios del campo "ANPA".

Tabla 1.4. Porosidad y Permeabilidad de los Yacimientos en el Campo ANPA

FORMACIÓN	POROSIDAD PROMEDIO (%)	PERMEABILIDAD PROMEDIO (md)
BASAL TENA	18	600
NAPO "U"	16	100
NAPO "T" SUP.	14	1000
NAPO "T" INF.	18	500

El programa Interactive Petrophysic utiliza el método de Gamma Ray (GR) también conocido como método lineal, este se basa en las mayores deflexiones de las curvas del GR ya que éstas indican los intervalos de arenisca y arcillas.

Otras características petrofísicas y de los fluidos del campo "ANPA" se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 1.5. Características del Campo ANPA

FORMACIÓN	PROF. [fts]	TEMP. [F]	API	Bo [RB/STB]	SALINIDAD [ppm]	Sw [%]	Rs [SCF/STB]	Pb [psi]	GOR [SCF/STB]
BASAL TENA	7830	195	18.9	1.138	70000	22	162	778	162
NAPO "U"	8555	202	28.2	1.219	70000	17	390	1485	463
NAPO "T"	8860	195	32.1	1.280	15000	20	540	1283	396

1.8. Mecánica de Rocas

La finalidad de la mecánica de rocas es conocer y predecir el comportamiento de los materiales rocosos ante la actuación de las fuerzas internas y externas que se ejercen sobre ellos.

En esta sección se presentan las definiciones comúnmente utilizadas, que en definitiva constituyen las bases fundamentales para comprender el proceso de fracturamiento hidráulico en formaciones productoras de hidrocarburos.

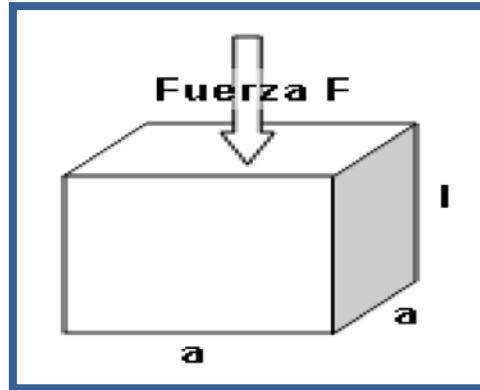
1.8.1. Esfuerzo

Cuando un material es sometido a una fuerza, este sufre una deformación, pero si al retirar el esfuerzo aplicado sobre el material y este recupera su forma original se dice que es un material del tipo elástico, para el caso en que el material no recupere su forma original es decir que quede deformado permanentemente se dice que el material en cuestión es del tipo plástico.

Se define como esfuerzo a la razón de la fuerza que se aplica sobre la superficie de un área elemental, ésta acción es la

intensidad de la fuerza llamada esfuerzo, y se la determina así:

Fig. 1.2. Esfuerzo Aplicado sobre un Material



$$\sigma = \frac{F}{A} = \frac{F}{a^2}$$

Ecuación 1.9

Donde:

$\sigma =$ Esfuerzo, N/m^2 ó brevemente Pa (psi)

$F =$ Fuerza N (lbf)

$A =$ Área donde se aplica la fuerza (m^2)

1.8.2. Deformación

Se define a la deformación como la compresión (positiva) o extensión (negativa) de un material como resultado de la aplicación de fuerzas externas, dividida para su dimensión original. La ecuación equivalente para la deformación unitaria es:

$$\varepsilon_z = \frac{\Delta l}{l}$$

Ecuación 1.10

Donde:

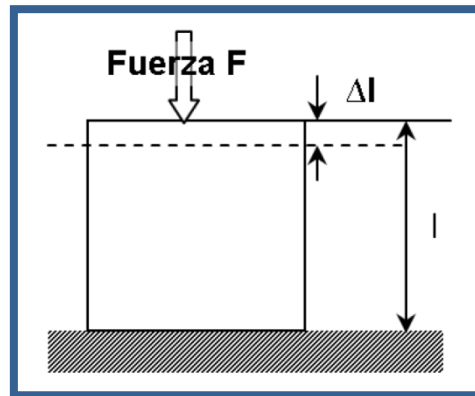
$\Delta l =$ Variación de la longitud

$l =$ Longitud original

$\varepsilon_z =$ Deformación unitaria

La fuerza (F) mostrada en la figura 1.2 es compresional y su aplicación produce un acortamiento (Δl), que se lo relaciona con su dimensión original (l), como se puede observar en la figura 1.3, a esto se conoce como Deformación Unitaria (ε_z).

Fig. 1.3. Deformación Unitaria de un Material

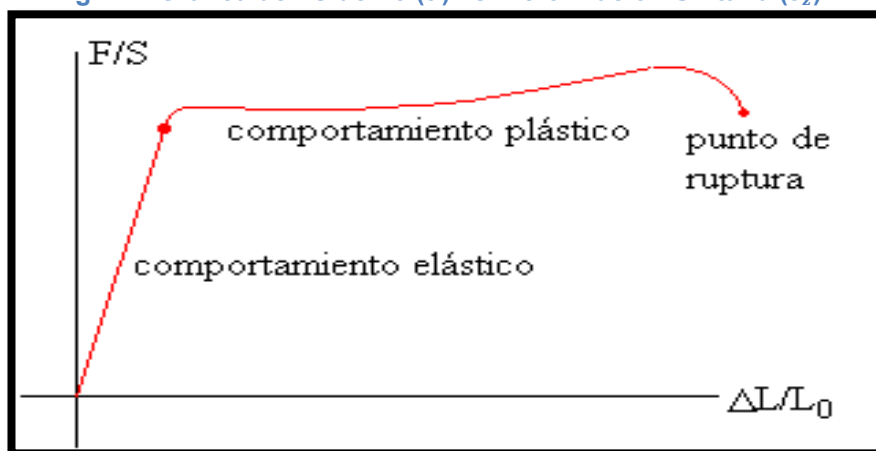


Como se dijo en este ejemplo de la figura 1.3, la fuerza es compresional pero puede aplicarse una fuerza (F) de tracción.

El concepto de esfuerzo (σ) no cambia, pero para identificar los sentidos se ha acordado que las tensiones de compresión sean positivas ($+\sigma$) y las tensiones de tracción sean negativas ($-\sigma$).

Una gráfica que relaciona los dos conceptos anteriormente vistos, es decir los de “Esfuerzo y Deformación Unitaria”, es la que se muestra en la figura 1.4, la cual nos deja ver los tipos de comportamiento que va adquiriendo el material a medida que la fuerza aplicada aumenta progresivamente.

Fig. 1.4. Gráfica de Esfuerzo (σ) vs. Deformación Unitaria (ϵ_z)



Aquí vemos que cuando aplicamos un esfuerzo (σ), el material se deforma (ϵ_z), inicialmente en forma proporcional y luego a mayores valores de (σ) se produce lo que se conoce como una ruptura del material.

La denominada “Ley de Hooke” es aquella que establece una relación entre el esfuerzo aplicado y la deformación del material y a cuyo resultado le asigna el nombre de módulo elástico de Young.

1.8.3. Módulo Elástico de Young

El módulo elástico de Young (E) está expresado en unidades de presión y constituye la rigidez de un material, es decir describe la respuesta del material a la deformación en la misma dirección de la aplicación del esfuerzo y se lo define como la razón entre la variación de la deformación en la dirección de la aplicación del esfuerzo como se indica en la ecuación siguiente:

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon_z} \qquad \text{Ecuación 1.11}$$

Donde:

$E = \text{Módulo de Young}$

$\sigma = \text{Esfuerzo}$

$\varepsilon_z = \text{Deformación unitaria}$

A continuación se presenta una tabla de referencia con distintos tipos de materiales con los correspondientes valores que adquiere (E).

Tabla 1.6. Algunos Valores del Módulo de Young (E)

Valores Típicos de E:	
Acero:	30×10^6 [psi]
Cierta Caliza:	7×10^6 [psi]
Cierta Arenisca:	5×10^6 [psi]

1.8.4. Módulo de Poisson.

Cuando por la aplicación de un esfuerzo un material se acorta longitudinalmente, éste tiende a dilatarse o expandirse, lo que se conoce como una deformación transversal. La deformación transversal se la expresa de la siguiente manera:

$$\varepsilon_y = \frac{\Delta a}{a}$$

Ecuación 1.12

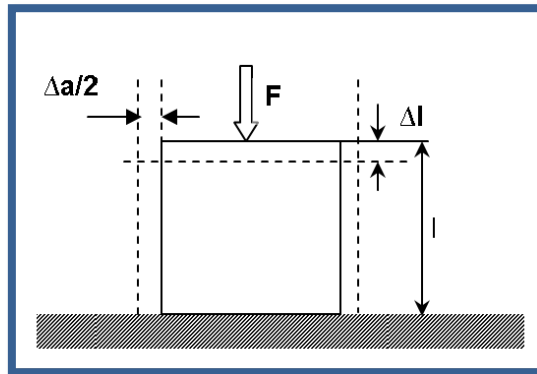
Donde:

$\Delta a =$ Variación de área

$a =$ Área transversal original

$\varepsilon_y =$ Deformación transversal

Fig. 1.5. Deformación Transversal de un Material



El Módulo de Poisson lo que hace es describir la respuesta a la deformación del material en dirección perpendicular a la dirección que se ha aplicado el esfuerzo.

Es decir se lo define como la relación de la expansión lateral a una contracción longitudinal de un material bajo un esfuerzo unidireccional, el cual indica cuánta deformación transversal provoca cierta deformación axial, así:

$$\nu = \frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_z}$$

Ecuación 1.13

Donde:

$\varepsilon_y =$ Deformación transversal

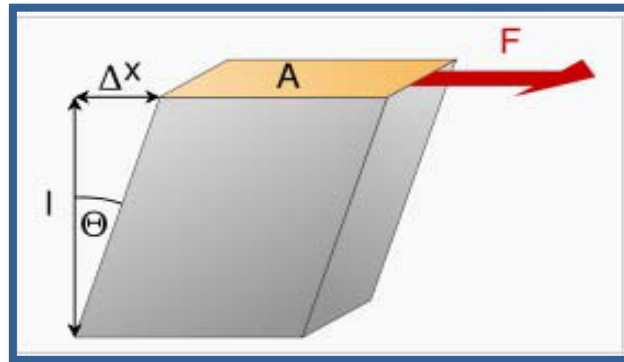
$\varepsilon_z =$ Deformación unitaria

$\nu =$ Módulo de Poisson

1.8.5. Módulo de Corte

El módulo de corte ó cizalla tiene como finalidad caracterizar el cambio de forma de un material cuando es sometido a esfuerzos cortantes.

Fig. 1.6. Deformación de Corte o Cizalla de un Material

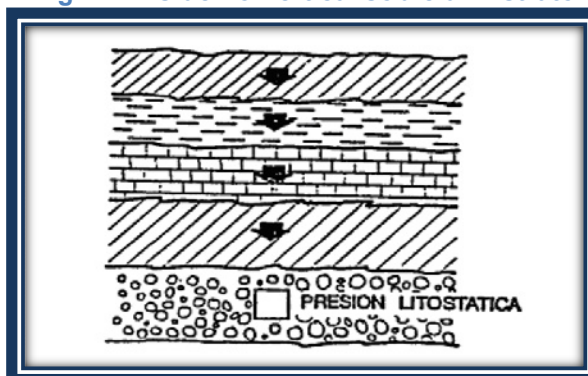


El módulo de corte (G) está relacionado con el módulo de Young (E) y el módulo de Poisson (ν) de la siguiente manera:

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \quad \text{Ecuación 1.14}$$

Una formación a una profundidad determinada se encuentra sujeta a un campo de esfuerzos, donde el esfuerzo vertical absoluto es el más fácil de entender ya que lo constituye únicamente el peso de los estratos.

Fig. 1.7. Esfuerzo Vertical sobre un Estrato



Pero en definitiva la relación de esfuerzos y deformación anteriormente vistas para el caso específico de la roca de los yacimientos de hidrocarburos está influenciado por un significativo número de factores como:

- Composición y litología de la roca
- Grado de cementación
- Cantidad y tipo de fluido en el medio poroso
- Porosidad
- Permeabilidad
- Presión del yacimiento
- Temperatura de la formación

CAPÍTULO 2

2. DAÑO DE FORMACIÓN

2.1. Definición

Una definición bastante completa de lo que es el daño de formación es la que lo considera como: “Cualquier restricción al flujo de fluidos que distorsiona las líneas de flujo desde el yacimiento hacia el pozo con lo que se ve disminuida significativamente la productividad del pozo; ocasionando una caída de presión adicional en las cercanías del mismo”.

Pero aparte de esta definición existe otra que está más centrada a la producción de hidrocarburos que es lo que en definitiva es de nuestro interés, y esta nos dice que: “Daño de formación es la reducción de la capacidad original de flujo de un pozo debido a la

disminución de la permeabilidad relativa a los hidrocarburos en el yacimiento”. Como se puede apreciar en ambas definiciones se concuerda que el daño de formación se lo relaciona con disminución de capacidad de flujo desde el yacimiento al pozo, por eso ambas son muy válidas y de fácil comprensión para este fenómeno que se da en las inmediaciones entre el pozo y nuestra zona productora.

2.2. Origen del Daño de Formación

El daño de formación puede originarse durante las etapas de la vida de un pozo.

2.2.1. Daño Durante la Perforación

El daño de formación originado por la perforación del pozo se lo puede dividir en dos partes: la primera se refiere a lo que es la invasión de los sólidos de perforación y la segunda hace referencia a lo que es la invasión de fluidos de perforación, en ambos casos dicha invasión ocurre hacia la formación.

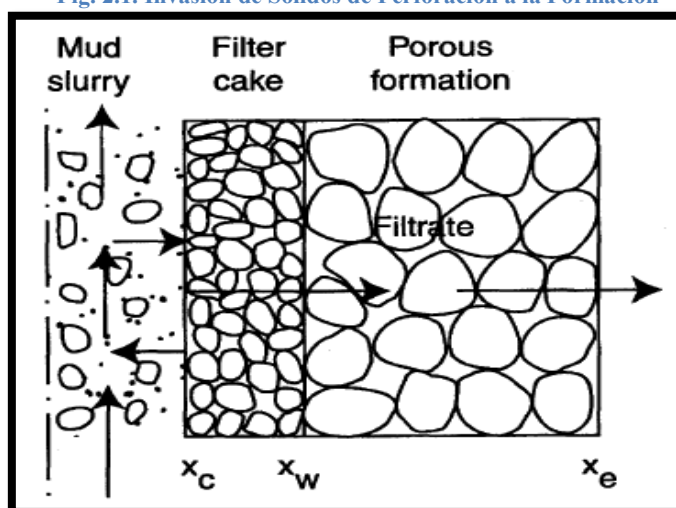
2.2.2. Invasión de Sólidos de Perforación

Las partículas sólidas como arcillas, cutting, agentes densificantes y viscosificantes que se encuentran contenidas

en los fluidos de perforación cuando son forzadas hacia la formación productora pueden ir progresivamente reduciendo la porosidad y permeabilidad de la roca reservorio.

Este daño causado por las partículas sólidas a pesar de que está limitado a tan solo unos 10 cm hacia el interior y alrededor del pozo puede reducir considerablemente la permeabilidad hasta en un 90%.

Fig. 2.1. Invasión de Sólidos de Perforación a la Formación



2.2.2.1. Causas que Favorecen la Invasión de Sólidos de Perforación

Entre las principales tenemos las siguientes:

1. Poros de gran tamaño en la roca reservorio.

2. Presencia de fisuras y fracturas naturales.
3. Partículas de pequeño diámetro entre los componentes del lodo de perforación, sobre todo cuando se usan densificantes.
4. Baja velocidad de perforación, como consecuencia destrucción del revoque (mudcake) permitiendo el contacto entre el lodo y la formación, efecto que se ve incrementado por el extenso tiempo de contacto debido a la baja velocidad de penetración.
5. Baja velocidad de circulación, con la consecuente trituración de los recortes a partículas más pequeñas debidas a la re-perforación. (se detecta el cutting redondeado en superficie – perforita).
6. Alta velocidad de circulación, se erosiona el revoque y se pone en contacto el lodo con la formación.
7. Alta presión hidrostática de fondo, como consecuencia de una alta densidad del lodo de perforación, favoreciendo el ingreso de lodo desde el pozo a la formación.

2.2.3. Invasión de Fluidos de Perforación

La fase líquida de un lodo de perforación está constituida por varios componentes que también pueden dañar a la formación productora, además hay que considerar el hecho que la invasión de fluidos es mucho más profunda que la invasión de sólidos, puesto que puede llegar a ser superior a los 5 metros.

Sin embargo la severidad del daño de formación por esta causa es variable, ya que existen casos en que el agua de formación es compatible químicamente con el fluido de perforación y en estos casos el daño provocado por este fluido no es tan severo. Por ejemplo la alta permeabilidad de las arenas limpias, que tienen mayor invasión de filtrado que una roca de baja permeabilidad, usualmente no son afectadas cuando el agua de formación es compatible químicamente con el filtrado. No así las formaciones que contienen arcillas ya que son en general las más sensibles, puesto que las arcillas pueden dispersarse, precipitarse o hincharse.

Las arcillas son extremadamente sensibles a los cambios de salinidad, por lo tanto, cualquier cambio en la concentración o

en el tipo de sales del agua original del reservorio producen severos cambios en la porosidad.

En particular, la reducción de la salinidad o el incremento del PH del agua alrededor de la partícula de arcilla ocasionan dispersión de la misma. Cuando las arcillas se dispersan actúan como pequeñas partículas sólidas que pueden migrar de poro en poro, pero con la complicación de que tienen la capacidad de acumularse y cerrar al poro totalmente, dependiendo del tipo de arcilla y del tamaño de las partículas.

2.2.3.1. Causas que Favorecen la Invasión de Fluidos de Perforación

Entre las principales mencionamos:

1. Alta permeabilidad del revoque a causa de un mal diseño del lodo de perforación u operaciones que disminuyen la capacidad de aislamiento del mismo.
2. Alta presión diferencial, que favorece el ingreso de la inyección hacia la formación.

3. Prolongado contacto de la formación con el lodo de perforación puesto que la profundidad de penetración del filtrado es función del tiempo de contacto.

El filtrado de los lodos de perforación de base agua puede tener una baja salinidad y un alto valor de PH, así como también pueden tener dispersantes y polímeros. El agua es una causa de la perturbación de las arcillas y de bloqueo del flujo por permeabilidad relativa en reservorios de baja permeabilidad. Los dispersantes pueden agravar las consecuencias de la presencia de arcillas y facilitar la precipitación en el interior de los poros. Los polímeros son estables a las temperaturas de circulación, pero pueden descomponerse, cocinarse y formar residuos cuando son sometidos a las estables temperaturas de reservorio en intervalos prolongados de tiempo.

Los lodos de perforación a base de agua salada, generan filtrados que pueden reaccionar con las sales de formación y precipitar varios tipos de compuestos y partículas.

Cuando la circulación durante la perforación se hace a caudales más o menos elevados, el filtrado que invade la formación está a temperatura de pozo, muy por debajo de la temperatura de reservorio, y el enfriamiento producido genera la precipitación de asfaltenos y parafinas.

Los lodos de base petróleo traen mucho menos inconvenientes ante la presencia de arcillas, aunque hay que tener en cuenta que estos inconvenientes son mucho más severos. Las desventajas de un lodo de base petróleo son:

- i. Contienen mayor concentración de sólidos que un lodo de base agua y por lo tanto la invasión de sólidos es mucho más acentuada.
- ii. Los fuertes surfactantes usados para dispersar sólidos en lodos de base petróleo, hacen que la roca reservorio sea mojada por el petróleo, reduciendo la permeabilidad relativa al petróleo.

2.2.4. Daño Durante la Cementación

El principal objetivo de la cementación primaria es lograr un perfecto aislamiento entre el anular y la pared del pozo. Para ejecutar este tipo de cementación es necesario la remoción completa del revoque, para lo cual se utiliza algún dispositivo como los caños lavadores, todos estos dispositivos deben trabajar con flujo a regímenes turbulentos.

Durante este proceso el revoque puede ser sólo parcialmente destruido con lo que la posterior cementación no puede ser lo suficientemente buena y la formación puede quedar poco protegida a la invasión del filtrado.

El daño por cementación está relacionado básicamente por el filtrado del fluido de lavado hacia la formación, por la lechada de cemento y lo que tiene que ver con la compresión del cemento.

2.2.4.1. Daño por Fluido de Lavado

Los fluidos de lavado siempre contienen grandes cantidades de dispersantes para suspender y acarrear las partículas del revoque. La invasión de

estos fluidos a formaciones que contienen arcillas ocasiona problemas adicionales de migración de las arcillas al interior del sistema poroso y dispersión de las mismas.

Aunque la duración del trabajo de cementación es bastante corto comparado con el de perforación. La invasión de los fluidos del lavado es insignificante respecto a la invasión de fluidos de perforación, pero esto no quiere decir que pueda despreciarse.

2.2.4.2. Daño por Lechada de Cemento

El tamaño desordenado de los granos que conforman al cemento, junto con el uso de agentes de deshidratación muy eficaces, resultan en una limitada filtración de sólidos y filtrado provenientes de la lechada de cemento, sin embargo, existen causas por la que puede decaer la permeabilidad:

1. El PH relativamente alto del filtrado de la lechada afecta a los minerales arcillosos de la formación.
El resultado es una modificación de las

propiedades del filtrado del cemento, no solo perdiendo su capacidad como estabilizador, si no que haciendo un agente desestabilizador.

2. El filtrado de cemento entra en contacto con el agua connata de la formación, que contiene grandes cantidades de Ca^{++} , provocando la precipitación de carbonatos o silicatos cálcicos hidratados.

2.2.4.3. Daño por Compresión de Cemento

La etapa de compresión del cemento produce daños severos en arenas no consolidadas durante la cementación secundaria (squeeze). Las altas presiones de compresión del cemento durante la cementación secundaria tendrían que ver con la fractura de la roca y la invasión de la lechada.

2.2.5. Daños por Punzados

La operación de punzado siempre ocasiona daños adicionales en la formación, puesto que cualquiera sea el método de punzado que se utilice, éste compacta la roca de la zona atravesada por el proyectil, aumentando la dureza de la

superficie y reduciendo la porosidad local de la misma hasta en un 80%.

En cuanto a este tipo de daño existen otros factores que tienden a reducir la productividad:

1. Compactación de la roca alrededor de los agujeros con la consecuente reducción en la permeabilidad local.
2. La sobrepresión introduce restos de formación e introduce fluidos con sólidos en la formación.
3. Penetración insuficiente, que se da por la resistencia que presenta la roca, y puede no ser suficiente para crear los mencionados canales de by-pass.
4. Inadecuada selección de la geometría. Se prefiere baja penetración pero con gran diámetro en formaciones blandas, mientras que es conveniente elegir pequeños diámetros y gran profundidad en formaciones duras.
5. Inadecuada elección de la presión diferencial ya que una presión insuficiente pueden no dar el resultado esperado, mientras que presiones excesivas pueden fundir la roca en las inmediaciones del agujero, generando una pared de vidrio totalmente impermeable.

2.2.6. Daños Durante la Producción

En la etapa de producción de un pozo, se producen también daños a la formación, puesto que la arena productora es débil y sus granos se desmoronan por el flujo de los fluidos hacia el pozo, provocando migración de finos, los que se mueven a través de los poros del yacimiento y van taponando los espacios porales, reduciendo así la capacidad de aporte de fluidos hacia el pozo, ocasionada por la reducción de permeabilidad.

2.2.7. Daños Durante el Tratamiento Ácido

Los problemas usuales encontrados en otras fases de la vida del pozo pueden ocurrir durante el tratamiento de acidificación:

1. Materiales del tubing que son arrastrados hacia la formación, hay que tener en cuenta que los ácidos intercambian iones con los metales, en especial con los de la cañería del tubing y el casing, disminuyendo el espesor de los mismos, pudiendo llegar a dañarlos y arrastrando materiales y suciedades normales en las cañerías hacia la formación.

2. Los surfactantes utilizados para dispersar sólidos durante la acidificación e inhibir la corrosión de las cañerías del casing y el tubing por acción del ácido crean dentro del sistema poral bloques de emulsión (emulsión blocks).
3. Cuando se inyecta en la formación grandes volúmenes de ácidos el riesgo de deposición de parafinas es muy grande.
4. La roca puede perder consolidación por la disolución excesiva del cemento que conforman a la matriz.

2.2.8. Daños por Fluidos de Terminación

Las causas más comunes de daño ocasionado durante la terminación de un pozo son las siguientes:

1. Taponamiento de la formación y de los punzados a causa de los sólidos suspendidos, bacterias y residuos de polímeros que tienden a bajar la permeabilidad de la formación.
2. Hinchamiento y dispersión de arcillas, bloqueo por agua (water block) y emulsiones (emulsión block) y precipitación de incrustaciones.

Es necesario utilizar fluidos de terminación limpios empleando el uso de bactericidas. Debe estudiarse la compatibilidad del fluido de terminación con los minerales de la formación y su salinidad. Los fluidos de terminación normalmente requieren de inhibidores para controlar la corrosión. Estos últimos pueden provocar un bloqueo por emulsión, modificar la mojabilidad de la roca y precipitar el Fe^{++} .

2.2.9. Daños Durante la Limpieza del Pozo

Cuando se limpia el pozo para remover depósitos o productos corrosivos del tubing de producción, altas concentraciones de materiales dañinos pueden invadir la formación.

Se debe tener especial cuidado en que estas suspensiones no sean forzadas hacia el sistema poroso, en particular en el caso en que los materiales son solubles en el fluido de limpieza, puesto que no se forma revoque para prevenir la invasión del filtrado. El óxido de hierro en ácido o parafinas en petróleo caliente son los más típicos componentes que se re-disuelven en el fluido de limpieza, y que pueden re-precipitar en la formación, causando un daño severo y permanente.

2.3. Causas Principales del Daño de Formación

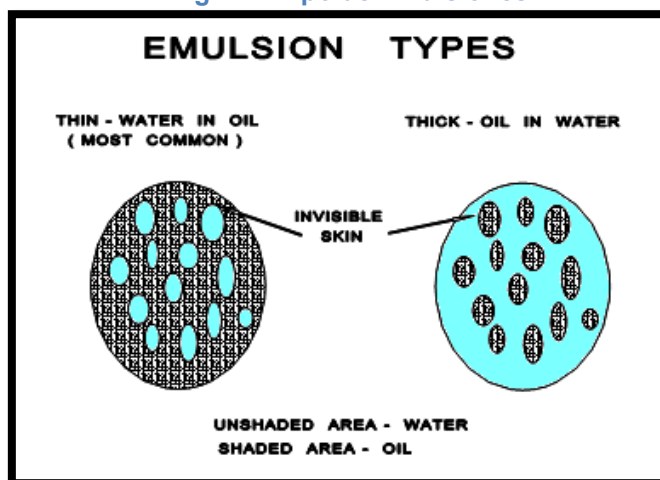
Los tipos de daño más importantes y comunes son:

2.3.1. Bloqueo por Emulsión

La mezcla de fluidos de base agua y base petróleo ocasionan emulsiones en la formación, estas emulsiones tienen la particularidad de tener viscosidades muy elevadas.

Estas emulsiones normalmente se forman durante la invasión del filtrado del lodo de perforación o durante los tratamientos posteriores. Los filtrados de alto pH como el proveniente del lodo de perforación o las lechadas de cemento; o filtrados de bajo pH como el proveniente de los fluidos del tratamiento de acidificación, pueden emulsificar algunos petróleos de la formación. De la misma manera, los filtrados de los lodos de perforación de base petróleo o fluidos de estimulación del mismo tipo, pueden formar emulsiones al entrar en contacto con las salmueras de la formación.

Fig. 2.2. Tipo de Emulsiones



Las emulsiones son estabilizadas por los agentes tensioactivos (surfactantes) que se utilizan en los tratamientos fluidos o que pueden ser formados por la interacción del fluido con la roca.

2.3.2. Cambios de Mojabilidad

La mojabilidad total o parcial del petróleo en la roca reduce la permeabilidad relativa al petróleo. Esto puede ocurrir por el fenómeno de adsorción a través de minerales activos en la superficie de la pared poral. El daño puede ser remediado a través de la inyección de solventes capaces de remover la fase de hidrocarburos que está mojando a la roca, la solución es agregar un tensioactivo fuerte, que aumente la mojabilidad del agua en la roca con el consecuente riesgo de provocar un bloqueo por emulsión. Sin embargo, un tensioactivo por sí

solo no puede hacer el trabajo, puesto que normalmente la fase de petróleo que moja la roca está compuesta de hidrocarburos pesados como asfaltenos o parafinas, debe ser aflojada primero, antes de ser removida mediante un solvente.

2.3.3. Bloqueo por Agua

El bloqueo por agua es causado por un incremento en la saturación de agua S_w en las inmediaciones del pozo, disminuyendo la permeabilidad relativa al petróleo.

Puede formarse durante las operaciones de perforación y terminación mediante la invasión de filtrados de base agua en la formación, o durante la producción, cuando aumenta la relación agua-petróleo.

El bloqueo, se ve favorecido con la presencia de arcillas intraporaes, como la illita. Estas arcillas, debido a su forma particular y la dirección de su crecimiento, aumentan la superficie de contacto con el fluido, disminuyendo al mismo tiempo el tamaño de los poros y la porosidad del sistema, incrementando la retención de agua en las paredes porales.

El bloqueo por agua es usualmente tratado con agente tensioactivo, que tienen el objeto de disminuir la tensión superficial entre el agua y el petróleo o el gas. Los más comunes son los surfactantes y alcoholes. Existen algunos tipos de ácidos particularmente efectivos en el caso de reservorios de gas, que son capaces de producir la evaporación del agua de modo que salga a través de la cañería de producción junto con el gas.

2.3.4. Sarros

Los sarros son precipitados de minerales, que pueden precipitar tanto durante la perforación, como durante la producción (en el tubing) e inclusive en el interior de la formación. Normalmente esta precipitación es mucho mayor durante la producción, puesto que se ve maximizada por las bajas temperaturas y presiones en las inmediaciones del pozo.

Fig. 2.3. Depósitos Minerales en la Tubería



También se forman sarros cuando se ponen en contacto dos aguas incompatibles. Existen varios productos capaces de disolver el sarro, dependiendo de la constitución mineralógica del mismo. Los tipos más comunes de sarro encontrados son:

1. Carbonatos (CO_3Ca ; FeCO_3), en particular el CO_3Ca es el sarro más comúnmente encontrado en reservorios ricos en calcio, carbonatos y bi-carbonatos, como calizas y dolomías. En estos casos se opta por acidificar con HCl o HF y disolver dichos carbonatos.
2. Sulfatos ($\text{CaSO}_4+2\text{H}_2\text{O}$; CaSO_4 ; BaSO_4 ; SrSO_4), son mucho más difíciles de remover, pero tienen la ventaja de ser más predecibles. Se soluciona mediante un producto llamado EDTA (sales de tetrasodio), jugando con el tiempo y la temperatura, a mayor tiempo de contacto y mayores temperaturas se obtienen mejores resultados.

2.3.5. Depósitos Orgánicos

Los depósitos orgánicos son precipitados de hidrocarburos pesados, normalmente asfaltenos y parafinas, y pueden ocurrir en la perforación, en el tubing y en el interior de la formación.

Los mecanismos por los cuales se origina son variados y complejos, pero el principal motivo es algún cambio en las variables termodinámicas a las que está sometido el fluido del reservorio durante el proceso de perforación, producción o in-situ en el interior del reservorio; y el mecanismo por el cual precipitan tiene que ver con la pérdida de solubilidad en el resto de los hidrocarburos, y una vez que precipita, cristaliza. La causa más común que produce este efecto sucede durante la producción, donde las inmediaciones del pozo pierden temperatura y presión.

Estos precipitados cristalizados son removidos por solventes orgánicos, son polímeros aromáticos (benceno, tolueno), pero en casos particulares en que la composición del precipitado es mayormente de asfaltenos, puede removerse simplemente con alcohol, que es más barato.

Los precipitados orgánicos no deben ser confundidos con los precipitados que se forman por la reacción química de los compuestos del petróleo con sustancias inorgánicas, que no pueden tratarse y la inyección de un solvente orgánico aumentaría el daño por descomposición; por lo tanto, es

conveniente un estudio minucioso antes de iniciar el tratamiento, en primer lugar para distinguir si se trata de un precipitado orgánico o no, y en segundo lugar para estudiar la concentración de asfaltenos en el precipitado para decidir si tratar simplemente con alcohol o usando un polímero.

2.3.6. Fangos y Arcillas

Este daño incluye la invasión de arcillas provenientes del lodo de perforación (normalmente bentonita o atapulgita) y/o por hinchamiento o migración de las arcillas inherentes de la formación.

La invasión de sólidos puede ocurrir durante los procesos de perforación, terminación o reparación del pozo, siempre que las partículas sólidas tengan un diámetro menor que el de los poros, siendo responsables de una disminución en la permeabilidad y porosidad del sistema poral de la roca.

Cuando los filtrados provenientes del lodo de perforación, fluidos de terminación, reparación o tratamientos de base agua pueden afectar al equilibrio entre el agua de formación o del filtrado y las arcillas de la formación.

Esto normalmente se debe al balance de composición y concentración de sales. De este modo, dependiendo del tipo de arcillas y la complejidad y desviación del desbalance, las arcillas pueden precipitar, migrar, disolverse, dispersarse o distorsionarse reduciendo la porosidad efectiva del reservorio.

La solución del problema depende del tipo de arcilla involucrado y de la matriz del reservorio, por ejemplo, para el caso de una arcilla que se dispersa (montmorilonita), se optará por acidificar con HF para el caso de una arenisca consolidada, o por acidificar con HCl para el caso de una caliza. Además el producto a utilizar depende también de las propiedades termodinámicas del reservorio, por ejemplo en reservorios de baja presión, como en el caso de reservorios lenticulares o de poca profundidad, es mucho más efectivo movilizar las arcillas con nitrógeno.

CAPITULO 3

3. MÉTODOS DE DETERMINACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN

Se ha demostrado que la respuesta de la presión del yacimiento ante diferentes cambios en la tasa de flujo, refleja la geometría y las propiedades del yacimiento. Para su análisis se han creado las denominadas “Pruebas de Presión”, las cuales se basan en la medición del disturbio de presión creado en el yacimiento , mediante cambios en la tasa de producción, que provocan variaciones en la presión de fondo fluyente (P_{wf}) con respecto al tiempo, en uno o más pozos.

Las pruebas de presión, son utilizadas para proveer la información que nos proporcionen las características del reservorio, para ayudar en la predicción del comportamiento del mismo y diagnosticando el estado de la formación (daño ó estimulación).

Las pruebas de presión se realizan con múltiples propósitos:

- Determinar la capacidad de la formación para producir hidrocarburos (permeabilidad, presión estática del yacimiento).
- Evaluar presencia de daño ó estimulación en la formación.
- Determinar la naturaleza de los fluidos y posibles contactos entre los fluidos del yacimiento (influencia de acuíferos).
- Identificar límites y barreras del yacimiento (fallas, límites estratigráficos).
- Comunicación entre pozos (pruebas de interferencia).
- Límites de un yacimiento.

Entre las más importantes pruebas que nos permiten determinar estas características de una formación y específicamente el daño de formación tenemos las siguientes:

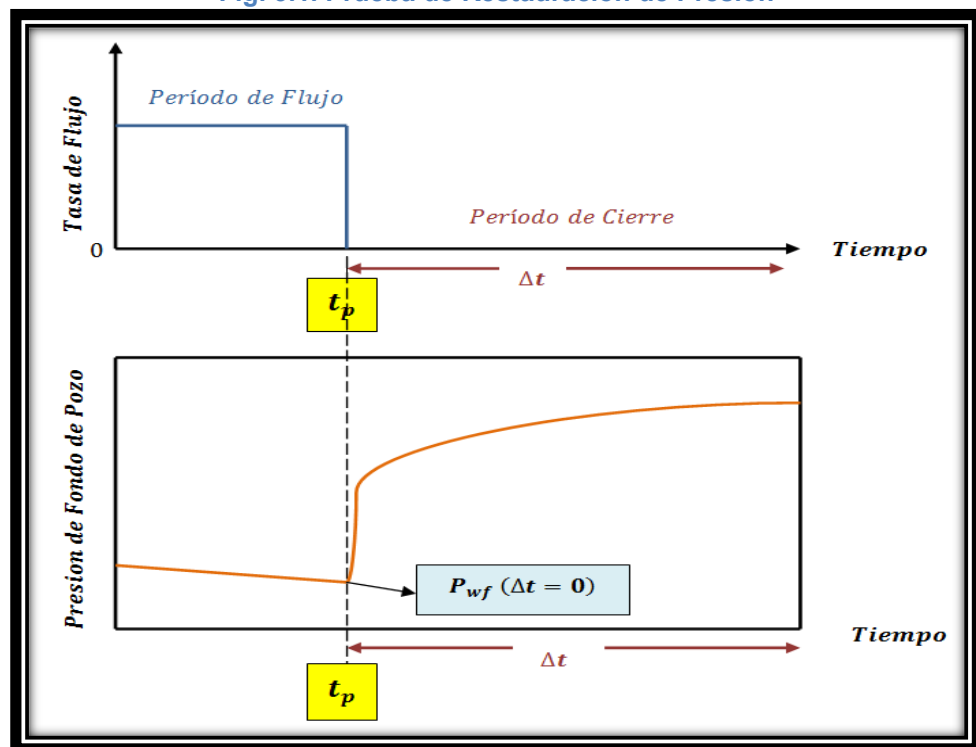
- ✚ Pruebas de Abatimiento de Presión (Drawdown Test)
- ✚ Pruebas de Restauración de Presión (Build-up Test)
- ✚ Método de las curvas tipo
 - ✓ Método de Ramey
 - ✓ Método de la Derivada de Bourdet

A continuación se presenta el procedimiento para determinar el daño de formación en cada una de las pruebas:

3.1. Prueba de Restauración de Presión (Build Up Test)

Una prueba de restauración de presión consiste en realizar una serie de mediciones de la presión de fondo del pozo, para diferentes tiempos (Δt) después de que se ha cerrado el pozo, con el fin de restaurar la presión a su valor original. Es decir al cerrar el pozo se mide la presión de fondo P_{wf} a $\Delta t = 0$ y se empieza a medir las siguientes presiones en función del tiempo de cierre ($\Delta t = 0$) hasta que las presiones medidas comiencen a mostrar una tendencia a estabilizarse y finalmente a repetirse, lo que nos indicaría que hemos llegado a establecer la presión estática (P_{ws}) del yacimiento en estudio.

Fig. 3.1. Prueba de Restauración de Presión



Para llevar a cabo una prueba de este tipo es necesario que el pozo produzca a una tasa constante (q), (estabilizada) por un periodo anterior al cierre denominado tiempo de flujo ó de producción (t_p), con la finalidad de lograr una distribución homogénea de la presión antes del cierre.

El objetivo fundamental en la aplicación de un método de restauración de presión, es el cálculo de la presión estática (P_{ws}), de un yacimiento, además de la determinación de ciertas propiedades características de la formación que involucra dicho cálculo como:

- Permeabilidad
- Índice de productividad del pozo
- Existencia de daño ó estimulación de la formación
- Capacidad de flujo
- Eficiencia de flujo
- Máximo potencial del pozo

Una prueba de restauración de presión puede dar indicación de la presencia de daño cuando la presión se restaura lentamente durante el periodo de cierre, y se presenta una gran diferencia entre la presión de flujo inicial (P_{wf}) y la final (P_{ws}) conocida como

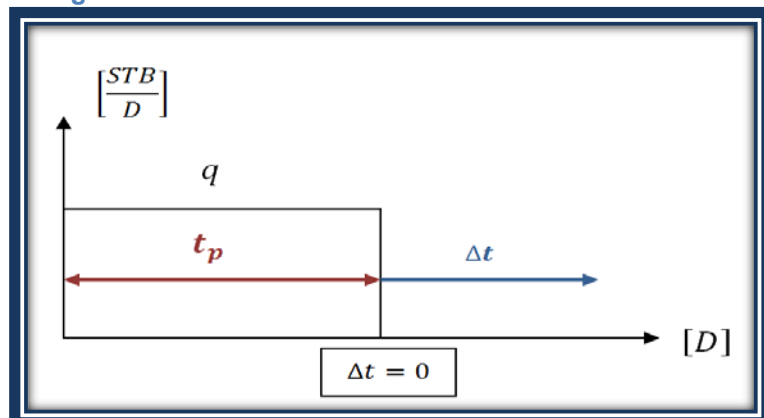
Drawdown. Esto indica que hay transmisión de presión, pero muy poca de fluido, lo cual puede ser debido a obstrucción de la permeabilidad en la vecindad del pozo.

Este tipo de prueba de presión corrida en los pozos de nuestro país, generalmente es de corto tiempo de duración, por lo tanto para el caso de yacimientos infinitos (drenaje limitado y efecto de interferencia entre pozos) reviste una consideración especial el cálculo de la presión estática del yacimiento.

3.1.1. Método de Condiciones Básicas

Este método considera el caso de tener al pozo produciendo exclusivamente a sólo una tasa constante (q) antes del cierre, tal y como se dijo anteriormente, condición necesaria para la aplicación del Build up test. Es decir gráficamente tenemos lo siguiente:

Fig. 3.2. Una sola Tasa de Producción antes del Cierre



El procedimiento para determinar el daño S a partir de los datos tomados de una prueba de restauración de presión utilizando el método Básico es el siguiente:

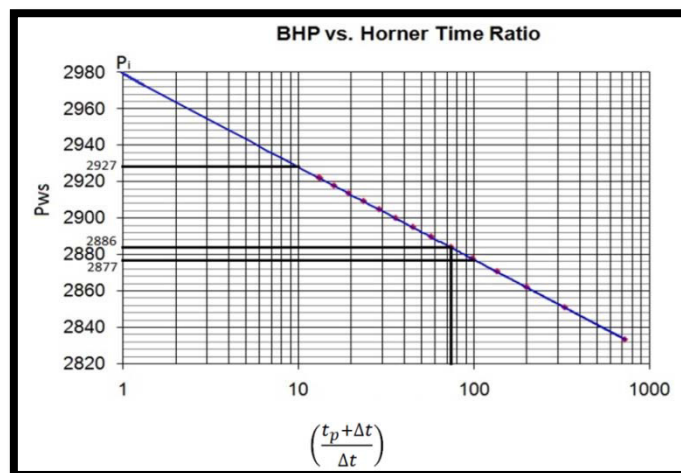
1. Graficamos P_{ws} vs. $\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)$ (En papel semilog):

Tabla 3.1. Data de una Prueba de Build-Up con una Tasa Constante antes del Cierre

Time (Hours)	Pressure (psi)	$\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)$	Time (Hours)	Pressure (psi)	$\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)$
0.1	2833.3	721	2.080	2899.9	35.615385
0.220	2850.9	328.27273	2.596	2904.7	28.734977
0.364	2862	198.8022	3.215	2909.2	23.395023
0.537	2870.6	135.07821	3.958	2913.5	19.191006
0.744	2877.7	97.774194	4.850	2917.7	15.845361
0.993	2884	73.507553	5.920	2921.8	13.162162
1.292	2889.7	56.727554	6.000	2922.1	13

2. Se determina la pendiente "m" de la gráfica:

Fig. 3.3. Gráfica de los Datos Obtenidos de la Prueba de Build-Up con una Tasa Constante antes del Cierre



$$m = \left| \frac{P_{ws2} - P_{ws1}}{\log\left(\frac{t_p + \Delta t_2}{\Delta t_2}\right) - \log\left(\frac{t_p + \Delta t_1}{\Delta t_1}\right)} \right| \quad \text{Ecuación 3.1}$$

3. Se calcula el valor de la permeabilidad (k) :

$$k = \frac{162,6 \times q \times \beta \times \mu}{mh} \quad \text{Ecuación 3.2}$$

4. Determinamos el daño de formación (s):

$$S = 1,151 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} - \log\left(\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2}\right) + 3,23 \right] \quad \text{Ecuación 3.3}$$

Donde:

S = Factor total de daño [adimensional]

P_{1hr} =

Presión al tiempo de cierre de 1 hora obtenida del gráfico semilog. [psi]

P_{wf} = Presión de fondo fluyente [psi]

k = Permeabilidad calculada de la prueba de restauración de presión [md]

μ = Viscosidad del petróleo [cp]

ϕ = porosidad del yacimiento [fracción]

C_t = Compresibilidad total del sistema [psi⁻¹]

r_w = radio del pozo [pulg.]

Nota:

$$P_{1hr} = P_{ws} \quad a \quad \Delta t = 1hr$$

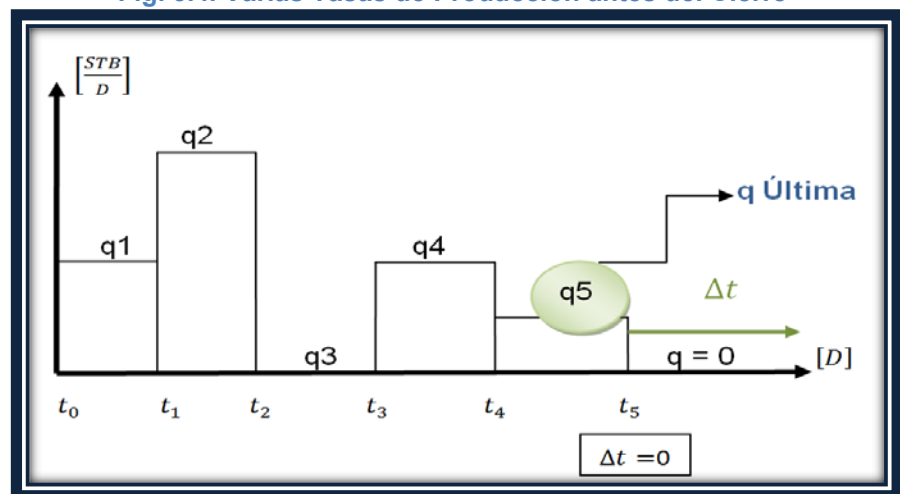
$$P_{wf} = P_{ws} \quad a \quad \Delta t = 0$$

$$P_i = P_{ws} \quad a \quad \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) = 1$$

3.1.2. Método de Aproximación de Horner

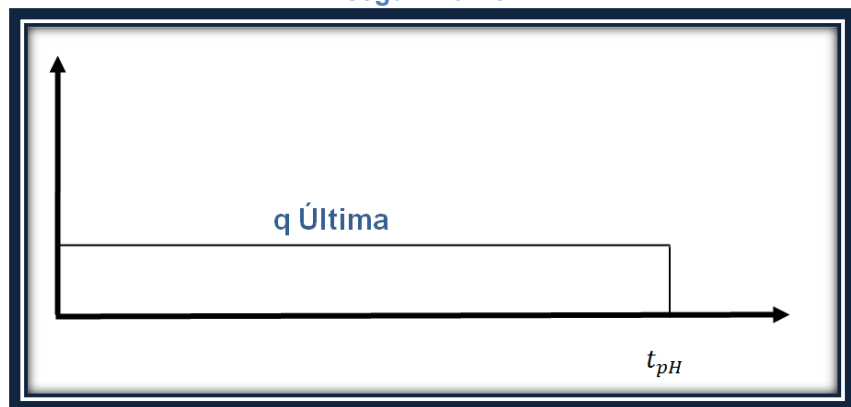
Como ya se dijo los métodos de restauración de presión necesitan que el pozo haya estado produciendo a una tasa constante por un periodo anterior al de cierre, en este método se tiene por objetivo poder aplicar el “Build-Up Test” aunque no se dé específicamente el hecho de que se haya estado produciendo a una sola tasa antes del cierre sino que se tiene el caso de varias tasas antes del cierre como se puede observar en la Fig. 3.4.

Fig. 3.4. Varias Tasas de Producción antes del Cierre



Lo que hace el método de Horner es tomar todas las tasas de producción que existen antes del cierre y representarlas en una sola, cuyo valor es exactamente el de la última tasa ($q_{\text{última}}$) y cuyo tiempo de producción alcanzará un tiempo t_{pH} expresado en horas, que es el tiempo de producción de Horner. Así como se aprecia en la Fig. 3.5.

Fig.3.5. Varias Tasas de Producción Representadas en una sola según Horner



El procedimiento para determinar el daño S a partir de los datos tomados de una prueba de restauración de presión utilizando el método de Horner es el siguiente:

1. Calculamos N_p :

$$N_p = q_1(t_1 - t_0) + q_2(t_2 - t_1) + q_3(t_3 - t_2) + q_3(t_3 - t_2) + \dots + q_n(t_n - t_{n-1}) = ? [STB]$$

Ecuación 3.4

2. Calculamos t_{pH} :

$$t_{pH} = \frac{24N_p}{q_{\text{última}}} = ?? \text{ [horas]}$$

Ecuación 3.5

3. Graficamos P_{ws} vs. $\left(\frac{t_{pH} + \Delta t}{\Delta t}\right)$ (En papel semilog)

4. Determinamos la pendiente “ m ” de la gráfica:

$$m = \left| \frac{P_{ws2} - P_{ws1}}{\log\left(\frac{t_{pH} + \Delta t_2}{\Delta t_2}\right) - \log\left(\frac{t_{pH} + \Delta t_1}{\Delta t_1}\right)} \right|$$

Ecuación 3.6

5. Determinamos el valor de la permeabilidad (k):

$$k = \frac{162,6 \times q_{\text{última}} \times \beta \times \mu}{mh}$$

Ecuación 3.7

6. Determinamos el daño de la formación (S):

$$S = 1,151 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} - \log\left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2}\right) + 3,23 \right]$$

Ecuación 3.8

Donde:

$S =$ Factor total de daño [adimensional]

$P_{1hr} =$ Presión de cierre de 1 hora del gráfico semilog de Horner [psi]

$P_{wf} =$ Presión de fondo fluyente [psi]

$k =$ Permeabilidad calculada del Build Up [md]

$\mu =$ Viscosidad del petróleo [cp]

$\phi =$ porosidad del yacimiento [fracción]

$C_t =$ Compresibilidad total del sistema [psi^{-1}]

$r_w =$ radio del pozo [pulg.]

Nota:

$$P_{1hr} = P_{ws} \quad \text{a} \quad \Delta t = 1hr$$

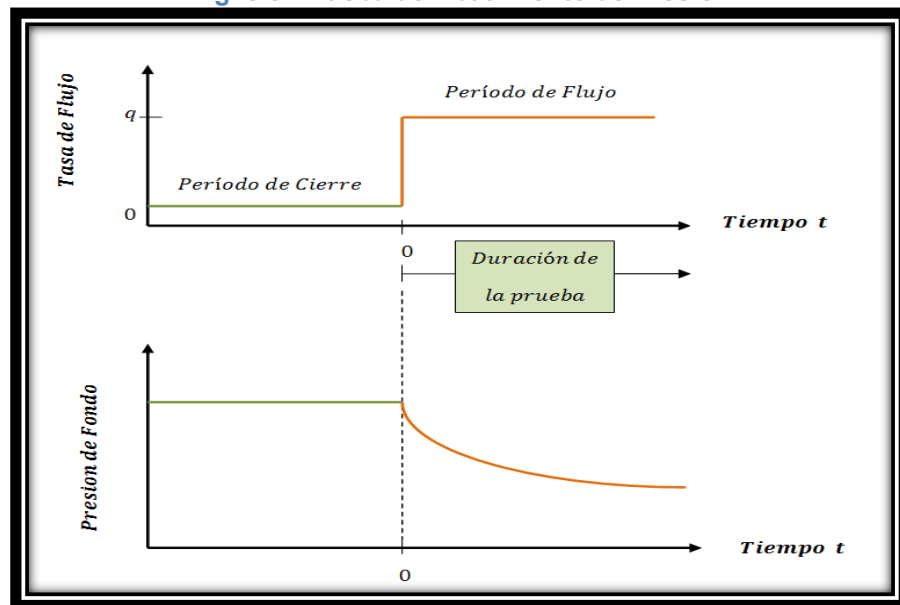
$$P_{wf} = P_{ws} \quad \text{a} \quad \Delta t = 0$$

$$P_i = P_{wf} \quad \text{a} \quad \left(\frac{t_{pH} + \Delta t}{\Delta t} \right) = 1$$

3.2. Pruebas de Abatimiento de Presión (Drawdown Test)

Esta prueba consiste en una serie de mediciones de presión en el fondo del pozo durante un periodo de tiempo, con el pozo fluyendo a una tasa constante estabilizada. Generalmente, se hace un cierre previo para lograr que la presión en el área de drenaje del pozo se estabilice y sea uniforme, es decir para que el yacimiento alcance la presión estática. La prueba de flujo (Drawdown) puede durar desde unas pocas horas hasta varios días si es necesario, dependiendo de los objetivos de la prueba.

Fig. 3.6. Prueba de Abatimiento de Presión



La tasa y la presión son registradas como funciones del tiempo. Los objetivos de la prueba de abatimiento usualmente incluyen la estimación de la permeabilidad, factor de daño (skin), y en algunas ocasiones el volumen del yacimiento. Estas pruebas son particularmente aplicables para:

- Pozos nuevos.
- Pozos que han sido cerrados el tiempo suficiente para permitir que la presión se estabilice.
- Pozos en los que la pérdida de ingresos incurridos en una prueba de restauración de presión sería difícil de aceptar.

Tenemos varios casos diferentes para hacer un análisis de la prueba del pozo y poder determinar datos propios del yacimiento como permeabilidad y factor de daño. Entre estos casos tenemos los siguientes:

- ✚ Prueba de flujo a una tasa constante de producción.
- ✚ Prueba de flujo con una tasa de producción con cambio ligeramente variable.
- ✚ Prueba de flujo con un caudal notablemente variable (Multitasas)

A continuación se detalla el procedimiento de cálculo del factor de daño para los casos mencionados anteriormente.

3.2.1. Caso 1: Cuando se tiene una Tasa (q) Constante

Procedimiento:

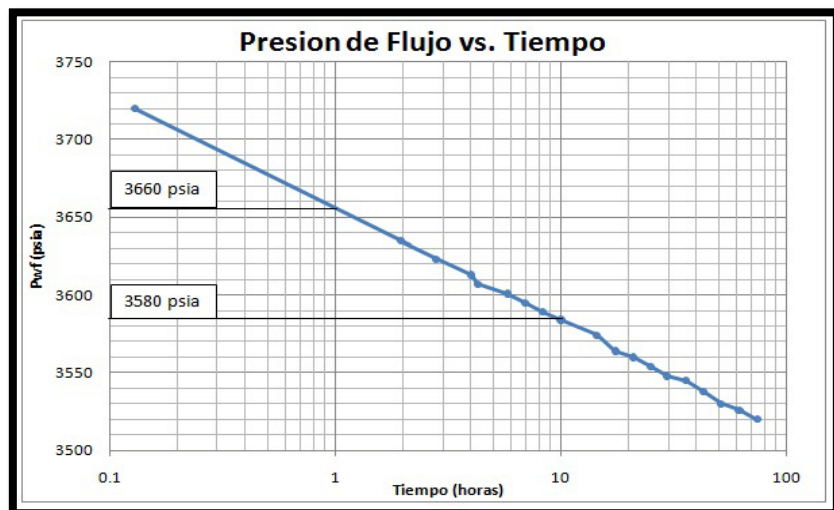
1. Graficamos P_{ws} vs. t (En papel semilog) :

Tabla 3.2. Data de una Prueba de Drawdown a una Tasa Constante

Datos de una Prueba de Presión Drawdown			
T (horas)	Pwf (psia)	T (horas)	Pwf (psia)
0.00	4413	14.5	3574
0.13	3720	17.5	3564
1.95	3635	21.0	3560
2.80	3623	25.0	3554
4.02	3613	29.7	3548
4.29	3607	35.9	3545
5.79	3601	42.8	3538
6.95	3595	51.5	3530
8.33	3589	61.7	3526
10.0	3584	74.4	3520

2. Determinamos la pendiente “ m ” de la gráfica:

Fig.3.7. Gráfica de los Datos Obtenidos de la Prueba de Drawdown a una Tasa Constante



$$m = \left| \frac{P_{wf2} - P_{wf1}}{\log(t_2) - \log(t_1)} \right|$$

Ecuación 3.9

3. Determinamos el valor de la permeabilidad (k):

$$k = \frac{162,6 \times q \times \beta \times \mu}{mh} \quad \text{Ecuación 3.10}$$

4. Determinamos el daño de formación (S):

$$S = 1,151 \left[\frac{P_i - P_{1hr}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu C_i r_w^2} \right) + 3,23 \right] \quad \text{Ecuación 3.11}$$

Nota: $P_{1hr} = P_{wf}$ a $t = 1hr$ leído en la gráfica sobre la línea recta ó su extrapolación.

3.2.2. Caso 2: Cuando se tiene que la tasa es ligeramente variable

Procedimiento:

1. Graficamos $\frac{P_i - P_{wf}}{q}$ vs. t (En papel semilog):

Tabla 3.3. Data de una Prueba de Drawdown a Tasa ligeramente Variable

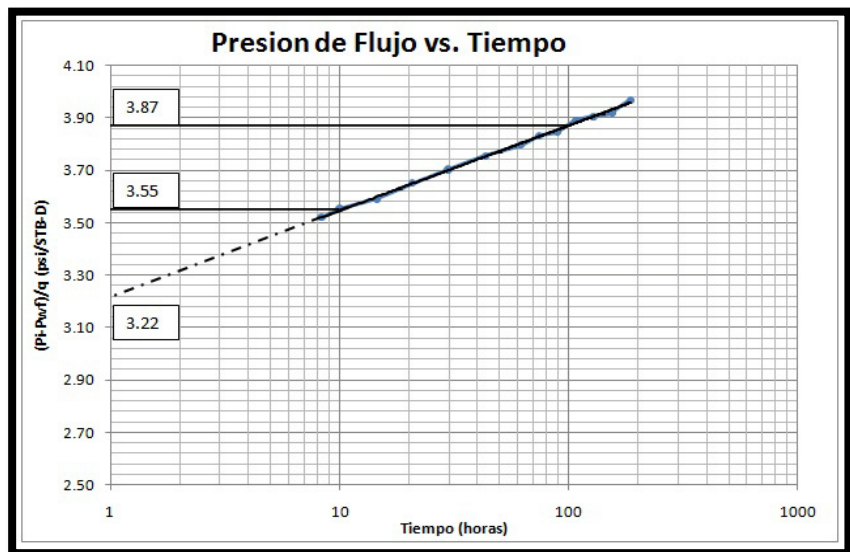
Datos de una Prueba de Presión Drawdown					
T (horas)	Pwf (psia)	q (STB/D)	T (horas)	Pwf (psia)	q (STB/D)
8.33	3929	148	74.5	3948	131
10	3931	146	89.2	3950	130
14.5	3933	144	106.8	3952	128
20.8	3935	141	128.3	3954	127
29.7	3939	138	154.3	3956	126
43.2	3943	135	185.6	3958	124
61.8	3945	133			

Tabla 3.4. Preparación de la Data de una Prueba de Drawdown a Tasa ligeramente Variable

T (horas)	(Pi-Pwf)/q (psi/STB-D)	T (horas)	(Pi-Pwf)/q (psi/STB-D)
8.33	3.52	74.5	3.83
10	3.55	89.2	3.85
14.5	3.59	106.8	3.89
20.8	3.65	128.3	3.91
29.7	3.70	154.3	3.92
43.2	3.76	185.6	3.97
61.8	3.80		

2. Determinamos la pendiente “*m*” de la gráfica:

Fig. 3.8. Gráfica de los Datos Obtenidos de la Prueba de Drawdown a Tasa ligeramente Variable



$$m = \left| \frac{\left(\frac{P_i - P_{wf}}{q} \right)_2 - \left(\frac{P_i - P_{wf}}{q} \right)_1}{\log(t_2) - \log(t_1)} \right|$$

Ecuación 3.12

3. Determinamos el valor de la permeabilidad (k):

$$k = \frac{162,6 \times \beta \times \mu}{mh} \quad \text{Ecuación 3.13}$$

4. Determinamos el daño de formación (S):

$$S = 1,151 \left[\frac{\left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{q} \right]_{1hr}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu C_{tr} r_w^2} \right) + 3,23 \right]$$

Ecuación 3.14

Nota: $\left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{q} \right]_{1hr} = \left[\frac{P_i - P_{wf}}{q} \right]$ a $t = 1hr$ leído en la gráfica sobre la línea recta ó su extrapolación.

3.2.3. Caso 3: Cuando se tiene n Tasas que varían

Discretamente.

Procedimiento:

1. Graficamos $\frac{P_i - P_{wf}}{q}$ vs. $\sum_{j=1}^n \frac{(q_j - q_{j-1})}{q_n} \log(t_n - t_{j-1})$ (En papel semilog):

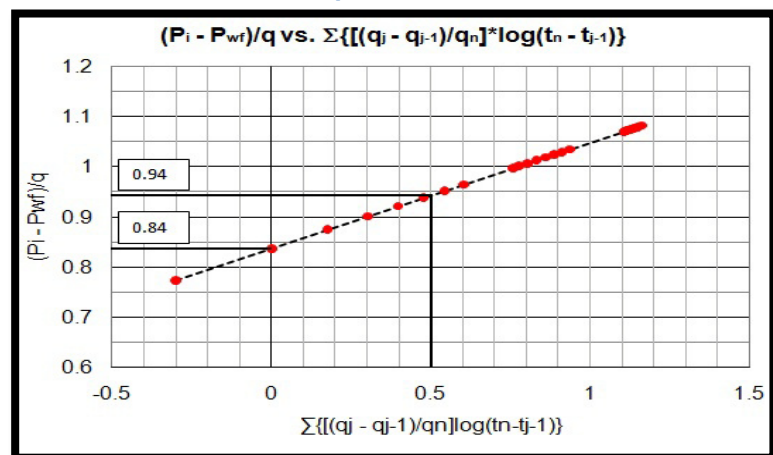
Tabla 3.5. Data de una Prueba de Drawdown a n Tasas que varían Discretamente

T (horas)	Pwf (psia)	Q _n (STB/D)	$\frac{P_i - P_{wf}}{q_n}$	X
0.5	1810.32	250	0.77392	-0.301
1.0	1794.41	250	0.83756	0
1.5	1785.12	250	0.87472	0.176
2.0	1778.54	250	0.90104	0.301
2.5	1773.44	250	0.92144	0.398
3.0	1769.27	250	0.93812	0.477
3.5	1765.75	250	0.9522	0.544
4.0	1762.70	250	0.9644	0.602
4.5	1779.35	225	0.9975	0.759
5.0	1778.54	225	1.0011	0.777
5.5	1777.29	225	1.0067	0.803
6.0	1775.96	225	1.0126	0.831
6.5	1774.64	225	1.0184	0.859
7.0	1773.37	225	1.0241	0.886
7.5	1772.15	225	1.0295	0.911
8.0	1770.98	225	1.0347	0.936
8.5	1789.21	200	1.0729	1.118
9.0	1789.74	200	1.0703	1.105
9.5	1789.65	200	1.0707	1.107
10.0	1789.34	200	1.0723	1.115
10.5	1788.91	200	1.0744	1.125
11.0	1788.44	200	1.0768	1.136
11.5	1787.93	200	1.0793	1.148
12.0	1787.41	200	1.0819	1.160

Nota: $\sum_{j=1}^n \frac{(q_j - q_{j-1})}{q_n} \log(t_n - t_{j-1}) = X$

2. Hallamos la pendiente “m” de la gráfica:

Fig. 3.9. Gráfica de los Datos obtenidos de la Prueba de Drawdown a n Tasas que varían Discretamente



$$m = \left| \frac{\left(\frac{P_i - P_{wf}}{q_n} \right)_2 - \left(\frac{P_i - P_{wf}}{q_n} \right)_1}{X_2 - X_1} \right|$$

Ecuación 3.15

3. Hallamos el valor de la permeabilidad (k):

$$k = \frac{162,6 \times \beta \times \mu}{mh} \quad \text{Ecuación 3.16}$$

4. Hallamos el efecto de piel (S):

$$S = 1,151 \left[\frac{b}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) + 3,23 \right] \quad \text{Ecuación 3.17}$$

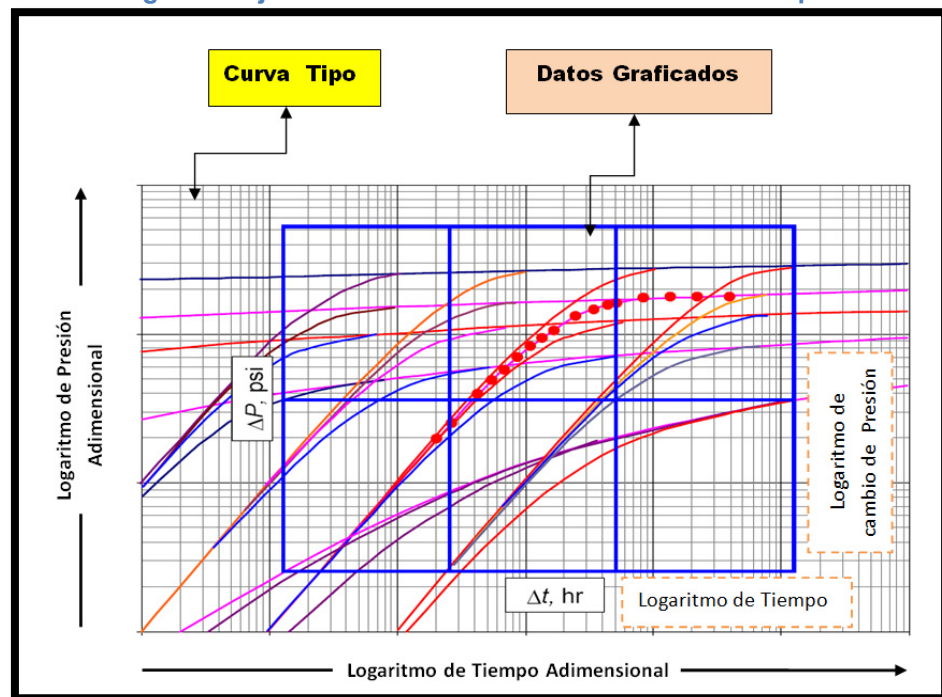
Nota: $b = \left[\frac{P_i - P_{wf}}{q_n} \right]$ cuando $X = 0$ leído en la gráfica

sobre la línea recta ó su extrapolación.

3.3. Método de las Curvas Tipo

Las llamadas curvas tipo, son curvas prediseñadas mediante soluciones teóricas para ecuaciones de flujo. Este tipo de análisis busca encontrar una curva tipo que “empate” o se “aproxime” a la respuesta real del pozo y el yacimiento. Los parámetros del pozo y yacimiento, tales como permeabilidad y daño, pueden entonces calcularse de los parámetros adimensionales definidos por la curva tipo.

Fig. 3.10. Ajuste de los Datos de Presión a la Curva Tipo



El empate puede encontrarse gráficamente como se muestra en la Figura 3.10, superponiendo los datos reales de la prueba en una curva tipo apropiada que garantice un mejor ajuste. Para ello es necesario graficar sobre un papel transparente los datos de la prueba, de manera que sobre éste último se tenga las mismas escalas de la curva tipo.

Este gráfico que contiene los datos reales, se superpone al gráfico de la curva tipo y manteniendo los ejes paralelos se busca el mejor empate. A partir de los parámetros adimensionales definidos por el

empate con la curva tipo y del desplazamiento de los ejes X e Y, se calcula los parámetros del yacimiento.

Además del daño de formación las curvas tipo pueden ayudar a estimar las propiedades del reservorio, identificar el modelo apropiado del reservorio e identificar varios patrones de flujo durante la prueba.

De las principales curvas tipos que existen vamos a revisar únicamente dos que son las curvas tipo de Ramey (Drawdown Test) y la de la Derivada de Bourdet (Build-Up Test).

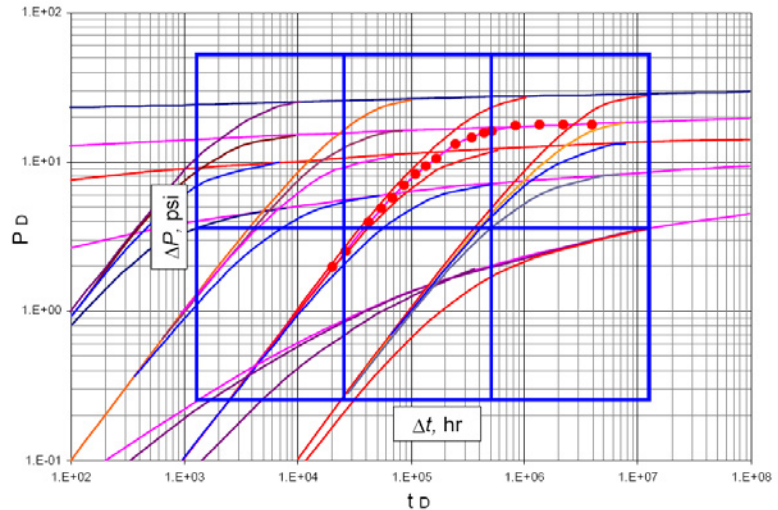
3.3.1. Método de Ajuste por Curvas Tipo de Ramey

El siguiente es el procedimiento manual para determinar el daño a partir de una prueba de Drawdown usando la curva tipo de "Ramey":

1. Graficamos los datos obtenidos de la prueba, ΔP vs. t en papel logarítmico usando la misma escala de la curva tipo de Ramey.
2. Colocamos el gráfico sobre la curva tipo de Ramey de modo que los ejes sean paralelos.

3. Obtenemos el mejor ajuste con una de las curvas de la curva tipo.

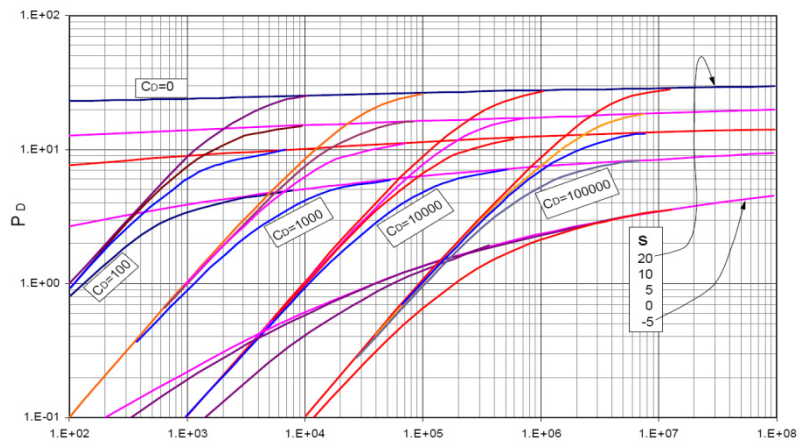
Fig. 3.11. Ajuste de Datos con la Curva Tipo de Ramey



4. Escoja un punto de ajuste conveniente y lea las coordenadas correspondientes:

$$(\Delta P_M; t_M); (P_{DM}; t_{DM}) \text{ y } C_{DM}.$$

Fig. 3.12. Curva Tipo de Ramey de donde determinamos por lectura el valor de C_{DM} y S .



5. Determinamos el valor de k :

$$k = 141.2 \frac{q\mu\beta}{h} \left(\frac{P_{DM}}{\Delta P_M} \right) \quad \text{Ecuación 3.18}$$

6. Determinamos el valor de la ϕ :

$$\phi = \frac{0.0002637k}{\mu C_t r_w^2} \left(\frac{t_M}{t_{DM}} \right) \quad \text{Ecuación 3.19}$$

7. Finalmente podemos determinar el almacenamiento con la expresión:

$$C = \frac{\phi C_t h r_w^2}{0.8936} C_{DM} \quad \text{Ecuación 3.20}$$

3.3.2. Método de Ajuste por Curva Tipo de “Derivada de Bourdet”

El siguiente es el procedimiento manual para determinar el daño a partir de una prueba de Build-Up usando la curva tipo “Derivada de Bourdet”:

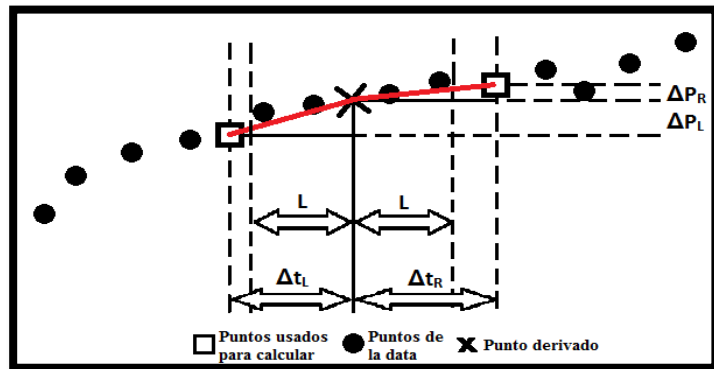
1. Con los datos de la prueba (tabla que tiene registrado valores de Δt y su correspondiente P_{ws}) calculamos los

valores de $\Delta t_e \Delta P'$ para cada valor que contenga la tabla. Los valores del tiempo equivalente Δt_e en la nueva tabla se los genera mediante el uso de la ecuación de Agarwal.

$$\Delta t_e = \left[\frac{\Delta t}{1 + \left(\frac{\Delta t}{t_p} \right)} \right] \quad \text{Ecuación 3.21}$$

La derivada de la presión ($\Delta P'$) en un punto es determinada encontrando una media ponderada de las pendientes que van antes y después de dicho punto, como los muestra la figura A.

Fig. 3.13. Procedimiento para hallar ($\Delta P'$)



La distancia L es definida por experiencia como un valor fijo entre 0.1 y 0.3. Los valores de las ventanas antes y después del punto seleccionado se los calcula restando y sumando L , respectivamente ($\ln(\Delta t_e) \pm 0.3$).

A continuación se muestran las ecuaciones necesarias para hallar el valor de la derivada de la presión:

$$(m_p = \Delta t_e \Delta P') \quad \text{Ecuación 3.22}$$

$$m_L = \frac{\Delta p_L}{\Delta t_L} \quad \text{Ecuación 3.23}$$

$$m_R = \frac{\Delta p_R}{\Delta t_R} \quad \text{Ecuación 3.24}$$

$$m_p = \frac{m_L \Delta t_R + m_R \Delta t_L}{\Delta t_L + \Delta t_R} = \Delta t_e \Delta P' \quad \text{Ecuación 3.25}$$

Hay que tener en cuenta que los valores de Δp_L , Δp_R , Δt_L , Δt_R se los encuentra mediante la diferencia (Valor mayor menos valor menor) de los tiempos y presiones del punto a derivar y de los puntos más inmediatos a las ventanas encontradas previamente.

Ejemplo de Cálculo:

Se tiene un extracto de la prueba de restauración de presión en las dos primeras columnas de la tabla AA. Se encuentran los valores de Δt_e , ΔP y $\ln(\Delta t_e)$.

Tabla 3.6. Cálculo de la Presión Derivada

ΔT (horas)	P_{ws} (psi)	Δt_e (horas)	Δp (psi)	$\ln(\Delta t_e)$	Ventana	m_p $\Delta t_e \Delta p'$
0	250	-	-	-	-	-
0.0100	607.11	0.0100	357.11	-4.6052		317.26
0.0160	780.68	0.0160	530.68	-4.1352		425.64
0.0255	1005.1	0.0255	755.10	-3.6691		518.27
					-3.5039	
0.0406	1263.2	0.0406	1013.2	-3.2039		546.53
					-2.9039	
0.0649	1515.6	0.0649	1265.6	-2.7349		479.59
0.1040	1714.0	0.1040	1464.0	-2.2634		342.82

$$-3.2039 - 0.3 = -3.5039 \quad \text{Ventana Inferior}$$

$$-3.2039 + 0.3 = -2.9039 \quad \text{Ventana Superior}$$

$$\Delta t_L = -3.2039 + 3.6691 = 0.4652$$

$$\Delta t_R = -2.7349 + 3.2039 = 0.469$$

$$\Delta p_L = 1013.2 - 755.1 = 258.1$$

$$\Delta p_R = 1265.6 - 1013.2 = 252.4$$

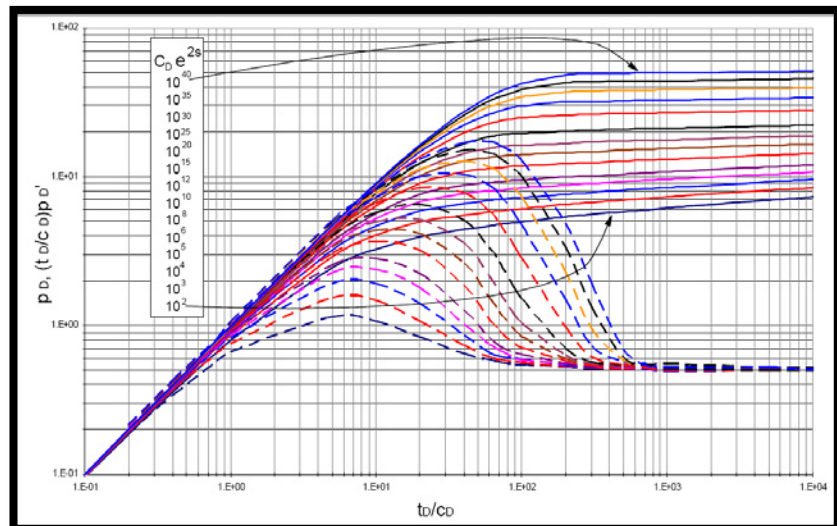
$$m_L = \frac{\Delta p_L}{\Delta t_L} = \frac{258.1}{0.4652} = 554.815$$

$$m_R = \frac{\Delta p_R}{\Delta t_R} = \frac{252.4}{0.469} = 538.166$$

$$m_p = \frac{554.815(0.469) + 538.166(0.4652)}{0.4652 + 0.469} = 546.53 = \Delta t_e \Delta p'$$

2. Graficar $\Delta t_e \Delta P'$ y ΔP en función de Δt_e en una grafica log-log con el mismo tamaño de los ciclos de la grafica de curva tipo de Bourdet.
3. Forzamos una coincidencia de curvas entre la gráfica obtenida de los datos de la prueba y la curva tipo, y tomamos un punto de ajuste cualquiera donde procedemos a leer los valores de $\Delta P_M, (\Delta t_e \Delta P')_M, P_{DM}, \left(\frac{t_D}{C_D}\right) P_{DM}', \Delta t_{eM}, \left(\frac{t_D}{C_D}\right)_M$
4. Determinar el valor de $C_D e^{2S}$, con la simple observación de la curva tipo que haya coincidido con nuestra gráfica.

Fig. 3.14. Curva Tipo Derivada de Bourdet



5. Determinamos el valor de la permeabilidad (k):

$$k = \frac{141.2q\beta\mu}{h} \left(\frac{P_D}{\Delta P} \right)_M \quad \text{Ecuación 3.26}$$

6. Determinamos el coeficiente de almacenamiento del pozo (C_D):

$$C_D = \frac{0.0002637k}{\phi h c_t r_w^2} \left(\frac{\Delta t_e}{t_D/C_D} \right)_M \quad \text{Ecuación 3.27}$$

7. Determinamos el factor de daño (S):

$$s = 0.5 \ln \left(\frac{C_D e^{2s}}{C_D} \right) \quad \text{Ecuación 3.28}$$

CAPÍTULO 4

4. FRACTURA

4.1. Definición

La Fractura es una estructura de muy alta conductividad superpuesta en el yacimiento, de tal manera que exista un gran contraste entre la permeabilidad del yacimiento y el de la fractura.

4.2. Modelos de Fractura

Los modelos a continuación descritos sirven para predecir el comportamiento de la fractura. Se dispone de tres familias generales de modelos:

1. Modelos Bidimensionales 2-D.
2. Modelos Pseudo - Tridimensionales P3D.

3. Modelos Tridimensionales 3-D.

Los modelos 2-D han sido utilizados para contribuir en el diseño de tratamientos de estimulación por fracturamiento desde hace muchos años.

Los modelos en 2-D más utilizados son aquellos de Khristianovic y Zeltov, con posteriores contribuciones de Geertsma y de Klerk (1969; modelo KGD) y Perkins y Kern (1961); y, más tarde, el de Nordgren (1972; modelo PKN). Estos modelos resultan satisfactorios para varias aplicaciones, pero no siempre pronostican en forma adecuada la respuesta de presión de superficie observada durante el tratamiento de fracturamiento. Cuando esto ocurre, es común deducir que la geometría de la fractura no se ajusta a la planificada.

Los modelos en 2-D difieren considerablemente en la forma de cálculo del crecimiento y volumen de la fractura. En el modelo KGD, la geometría de la fractura tiene una altura uniforme y constante, y una sección transversal rectangular.

Este modelo es utilizado cuando la relación entre la longitud y la altura de la fractura es generalmente menor que 1.5.

El modelo KGD es común que describa longitudes de fracturas más cortas, y mayores anchos sobre la pared del hueco que el modelo PKN. Estos modelos y otros similares en 2-D, no requieren una definición muy precisa de las propiedades mecánicas de la formación.

El uso de los modelos tridimensionales 3-D o Pseudo Tridimensionales P3D ya es común en la industria. A estos modelos se los considera generalmente más exactos, dado que simulan en forma más precisa el crecimiento de las fracturas.

Estos modelos requieren, como datos de entrada, valores precisos de las propiedades mecánicas de la roca (relación de Poisson [ν], y el Módulo de Elasticidad de Young [E]).

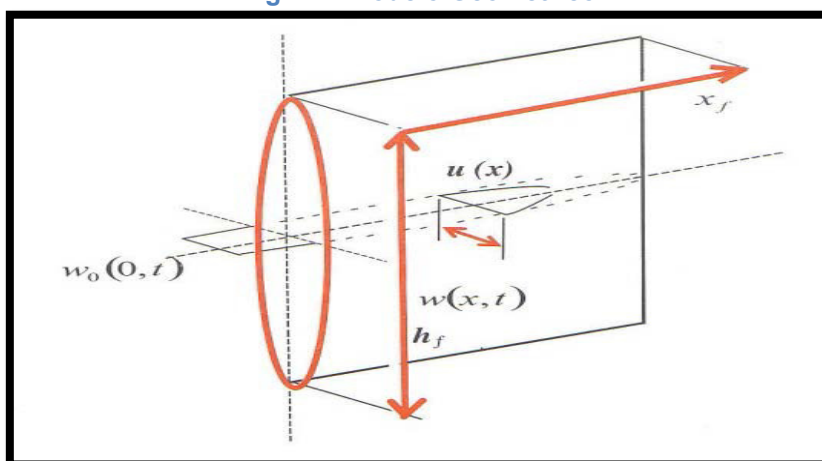
La diferencia de la relación de Poisson entre las diferentes zonas influye en el crecimiento de la altura.

El valor del módulo de elasticidad de Young influye en el desarrollo del ancho de la fractura.

4.2.1. Modelo PKN

El modelo PKN tiene forma elíptica en el orificio del pozo (Figura 4.1). El ancho máximo está en la línea central de esta elipse, con cero ancho en la parte superior y en el fondo.

Fig. 4.1. Modelo Geométrico PKN



4.2.1.1. Características del Modelo

Este modelo tiene las siguientes características:

1. Altura fija y flujo en una dirección.
2. Sin esfuerzo en el plano vertical.
3. Ancho varía con la altura.
4. Fracturas largas.
5. Presión Neta aumenta con el tiempo.
6. El modelo sería apropiado cuando $h_f \ll X_f$.
7. Fractura con forma elíptica tanto en el plano horizontal como vertical.

4.2.1.2. Ancho de Fractura

Para fluido Newtoniano el ancho máximo cuando la longitud de fractura medida es igual a X_f , está dada por:

$$W_{m\acute{a}x} = 2,31 \left[\frac{q_i \mu (1-\nu) X_f}{G} \right]^{1/4} \quad \text{Ecuacion 4.1}$$

Donde:

$W_{m\acute{a}x}$ = Ancho máximo de fractura [pulg]

X_f = Longitud de la fractura [pulg]

μ = Viscosidad aparente [cp]

ν = Relación de Poisson [psi]

q_i = Caudal de inyección [BPM]

G = Módulo elástico de corte [psi]; está relacionado con el módulo de Young, E , por:

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \quad \text{Ecuacion 4.2}$$

La ecuación (4.1) es particularmente útil para entender la relación entre el ancho de la fractura, tratamiento, variables y propiedades de la roca.

Las propiedades de la roca tienen un impacto mayor sobre el ancho de la fractura.

El módulo de Young de las rocas reservorio común puede variar casi dos órdenes de magnitud, de 10^7 [psi] en arenisca hasta 2×10^5 [psi] en dolomitas y carbonatos.

La diferencia de ancho de fractura entre estos dos extremos es 2,5 veces. En rocas rígidas, donde el módulo de Young es grande, para un volumen dado de fluido inyectado, la fractura resultante será angosta pero larga.

Por el contrario en las formaciones de bajo módulo de Young, el mismo volumen de fluido inyectado resultaría en fracturas anchas pero cortas.

La geometría elíptica del modelo PKN conducen a una expresión para el ancho promedio mediante la introducción de un factor geométrico:

$$\bar{W} = 2,31 \left[\frac{q_i \mu (1-\nu) X_f}{G} \right]^{1/4} \left[\frac{\pi}{4} \gamma \right]$$

Ecuacion 4.3

Donde:

\bar{W} = Ancho promedio de fractura [pulg].

γ = Constante igual a 0,75.

X_f = Longitud de la fractura [pulg].

μ = Viscosidad del fluido fracturante [cp]

ν = Relación de Poisson [psi]

q_i = Caudal de inyección [BPM]

G = Módulo elástico de corte [psi]

El factor γ es aproximadamente igual a 0,75 y por lo tanto el término del segundo conjunto del paréntesis es igual a 0,59. En unidades de campo, donde:

\bar{W} =[pulg]; q_i =[BPM]; μ =[cp]; X_f =[ft] y
 G =[psi],

La ecuación 4.3 se convierte en:

$$\bar{W} = 0,3 \left[\frac{q_i \mu (1-\nu) X_f}{G} \right]^{1/4} \left[\frac{\pi}{4} \gamma \right]$$

Ecuacion 4.4

Máximo ancho de Fractura con Fluido No-Newtoniano

La expresión del máximo ancho de fractura con fluido no Newtoniano, se expresa de la siguiente manera en unidades de campo:

$$W_{max} \equiv 12 \left[\left(\frac{128}{3\pi} \right) \cdot (n'+1) \cdot \left(\frac{2n'+1}{n'} \right)^{n'} \cdot \left(\frac{0.9775}{144} \right) \cdot \left(\frac{5.61}{60} \right)^n \right]^{1/(2n'+2)} \left(\frac{q_i^{n'} k' x_f h_f^{1-n}}{E} \right)^{1/(2n'+2)}$$

Ecuacion 4.5

Donde:

$W_{m\acute{a}x}$ = Ancho máximo de fractura [pulg].

X_f = Longitud de la fractura [ft].

μ = Viscosidad del fluido de fractura [cp]

ν = Relación de Poisson [psi]

q_i = Caudal de inyección [BPM]

G = Módulo elástico de corte [psi]

h_f = Altura de fractura [ft]

n' = Índice de comportamiento del fluido de fractura (adimensional)

k' = Índice de consistencia de fluido de fractura [$lb \cdot seg^{n'} / ft^2$]

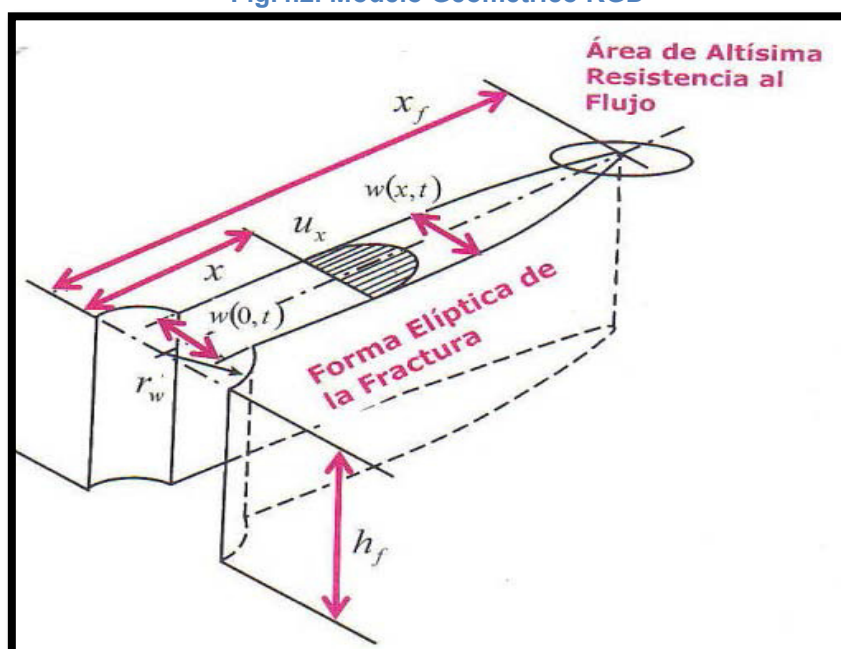
El ancho promedio de la fractura puede ser calculado

multiplicando por el factor geométrico $\left(\frac{\pi}{4} \gamma \right)$.

4.2.2. Modelo KGD

El modelo KGD representado en la figura 4.2 es un modelo semejante al PKN con un giro de 90° y es aplicable para aproximar la geometría de fracturas en donde $h_f \gg X_f$, es decir, cuando las longitudes de fracturas son menores que la altura de la fractura.

Fig.4.2. Modelo Geométrico KGD



4.2.2.1. Características del Modelo

Este modelo tiene las siguientes características:

1. Ancho no varía con la altura.
2. Altura fija y flujo en una dirección.
3. Sin esfuerzo en el plano horizontal.

4. Presión Neta decrece con el tiempo.
5. El modelo sería apropiado cuando $h_f \gg X_f$.
6. Fractura con forma elíptica en el plano horizontal y rectangular en el plano vertical.

4.2.2.2. Ancho de Fractura

El ancho promedio de la fractura del modelo KGD en unidades de campo, con \bar{W} en pulgadas es:

$$\bar{W} = 2,53 \left[\frac{q_i \mu (1-\nu) X_f^2}{G h_f} \right]^{1/4} \quad \text{Ecuacion 4.6}$$

Donde:

\bar{W} = Ancho promedio de fractura [pulg].

X_f = Longitud de la fractura [ft].

h_f = Altura de la fractura [ft].

μ = Viscosidad del fluido fracturante [cp]

ν = Relación de Poisson [psi]

q_i = Caudal de inyección [BPM]

G = Módulo elástico de corte [psi]

Para la utilización del modelo KGD con fluido No-Newtoniano se utilizará la viscosidad equivalente con la aplicación de la Ley de potencias; entonces la

correspondiente ecuación de ancho de fractura con el modelo KGD es:

$$W_w = (11, 1)^{1/(2n+2)} * (2, 24)^{n/(2n+2)} * K^{1/(2n+2)} * \left[\frac{1+2n}{n} \right]^{n/(2n+2)} \left(\frac{(q_i)^n * (X_f)^2}{E' * (h_f)^n} \right)^{1/(2n+2)}$$

Ecuacion 4.7

Donde:

W_w = Ancho promedio de fractura [pulg].

X_f = Longitud de la fractura [ft].

q_i = Caudal de inyección [BPM]

h_f = Altura de fractura [ft]

n = Índice de comportamiento del fluido de fractura (adimensional)

K = Índice de consistencia de fluido de fractura [$lb * seg^n / ft^2$]

E' = Módulo de esfuerzo plano.

4.3. Gradiente de Fractura

Es el gradiente de presión bajo el cual una formación se rompe y admite fluido del pozo, el cual está determinado a partir de la ecuación de Hubbert & Willis:

$$FG = K(OBG - PPG) + PPG$$

Ecuación 4.8

Donde:

$FG = \text{Gradiente de fractura [psi/ft]}$.

$K = \text{Relación de Esfuerzos Efectivos}$.

$OBG = \text{Gradiente de sobrecarga [psi/ft]}$.

$PPG = \text{Gradiente de presión de poro [psi/ft]}$.

4.4. Presión de Fractura de Fondo (BHFP)

Es la presión a la cual se logra romper o fracturar la formación, a esta BHFP (Bottom Hole Fracture Pressure) la podemos determinar con la siguiente ecuación:

$$\mathbf{BHFP = FG \times Profundidad (TVD)} \qquad \mathbf{Ecuación 4.9}$$

Donde:

$BHFP = \text{Presión de fractura de fondo [psi]}$.

$FG = \text{Gradiente de fractura [psi/ft]}$.

$Profundidad (TVD) = \text{Profundidad vertical verdadera [ft]}$.

4.5. Presión neta de fractura:

Constituye la diferencia de presión entre cualquier punto en la fractura y la presión a la cual la fractura se cierra.

$$P_{net} = P_f - P_c = P_f - \sigma_c = P_f - \sigma_{min} \quad \text{Ecuación 4.10}$$

Donde:

P_{net} = Presión neta de fractura [psi].

P_f = Presión de fluido fracturante en cualquier punto de la fractura [psi].

P_c = Presión de cierre de fractura [psi]

σ_c = Esfuerzo de cierre de la fractura [psi].

σ_{min} = Esfuerzo mínimo de los tres esfuerzos ortogonales [psi].

En términos generales el ancho máximo de la fractura puede ser expresado como:

$$W_{máx} = \frac{2 \cdot P_{net} \cdot d}{E'} = \frac{2(P_f - \sigma_{min})d}{E'} \quad \text{Ecuación 4.11}$$

Donde, d es la dimensión característica dependiendo del plano de formación utilizado y E' es el módulo de esfuerzo plano. Para el modelo PKN la dimensión característica d , es la altura de fractura (h_f), mientras para el modelo KGD es igual a la longitud de la fractura, de punta a punta. El valor de γ_c es 0,75 para el modelo PKN y 1 para el modelo KGD.

El ancho promedio de la fractura está expresado por:

$$\bar{w} = \frac{\pi}{4} \gamma_C \cdot w_{max} \quad \text{Ecuación 4.12}$$

Nolte & Economides han demostrado que para una operación de fracturamiento con una eficiencia del fluido fracturante tendiente a la unidad, se tiene:

$$\eta = \frac{V_f}{V_i} \rightarrow 1 \quad \text{Ecuación 4.13}$$

Donde:

η = Eficiencia del fluido fracturante.

V_f = Volumen de la fractura.

V_i = Volumen de inyectado.

Entonces, de un balance de materia sin considerar el fenómeno de filtrado, el volumen de la fractura V_f será igual al volumen de fluido inyectado V_i , y por lo tanto:

$$\bar{w} A_f = q_i t \quad \text{Ecuación 4.14}$$

Donde A_f es el área de fractura e igual a $2X_f h_f$.

Reemplazando en Ecuación 4.14 tenemos:

$$\overline{WX}_f = \frac{q_i t}{2h_f} \quad \text{Ecuación 4.15}$$

Para el caso en que $n \rightarrow 0$:

$$A_f = \frac{q_i \sqrt{t}}{\pi C_L r_p} = 2X_f h_f \quad \text{Ecuación 4.16}$$

Donde C_L es el coeficiente de fuga y r_p es la relación de la altura permeable para la altura de la fractura $\left(\frac{h}{h_f}\right)$. En una formación de una sola capa de altura permeable es el espesor neto del reservorio, h .

De la relación de ruptura de Sneddon, la presión neta de fracturamiento está dada por:

$$\Delta P_f = P_f - \sigma_{min} = \frac{W_{max} E'}{2h_f} = P_{net} \quad \text{Ecuación 4.17}$$

Finalmente, hay también expresiones aproximadas y fáciles de utilizar para la presión neta de fractura para los modelos PKN y KGD utilizando el fluido de fractura Newtoniano.

La presión neta para el modelo PKN, en unidades coherentes, esta expresión es:

$$\Delta P_f \equiv 2,31 \left[\frac{G^3 q_i \mu X_f}{(1-\nu)^3 h_f^4} \right]^{1/4} \quad \text{Ecuación 4.18}$$

De modo que en unidades de campo:

$$\Delta P_f(\text{psi}) \equiv 0,0254 \left[\frac{G^3 q_i \mu X_f}{(1-\nu)^3 h_f^4} \right]^{1/4} \quad \text{Ecuación 4.19}$$

Donde:

X_f = Longitud de la fractura [ft].

h_f = Altura de la fractura [ft].

μ = Viscosidad del fluido fracturante [cp].

ν = Relación de Poisson [psi].

q_i = Caudal de inyección [BPM].

G = Módulo elástico de corte [psi].

La presión neta en unidades de campo para el modelo KGD se expresa así:

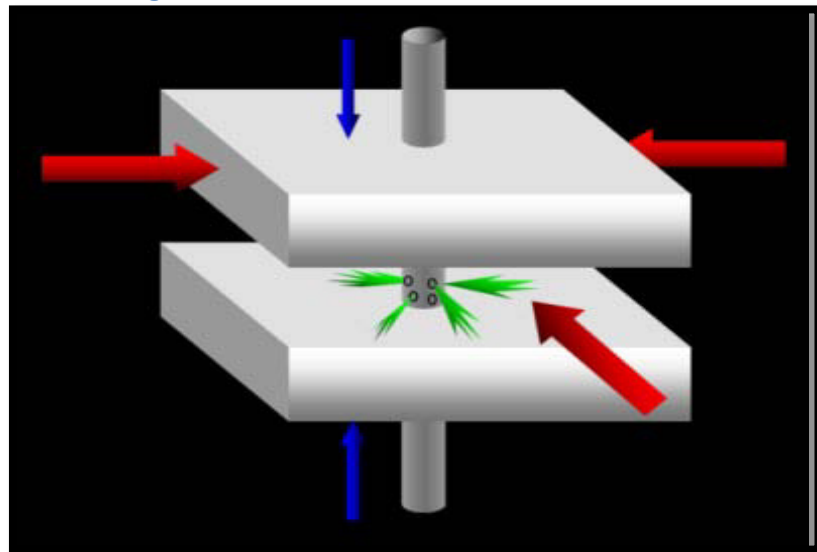
$$\Delta P_f(\text{psi}) \equiv 0,050 \left[\frac{G^3 q_i \mu}{(1-\nu)^3 h_f X_f^2} \right]^{1/4} \quad \text{Ecuación 4.20}$$

4.6. Dirección y Orientación de la Fractura

La fractura se crea y se propaga siempre en sentido perpendicular al de menor esfuerzo de la roca. Por ejemplo una fractura horizontal se crea cuando el esfuerzo vertical es menor que el lateral, esto se puede observar en la Figura 4.3.

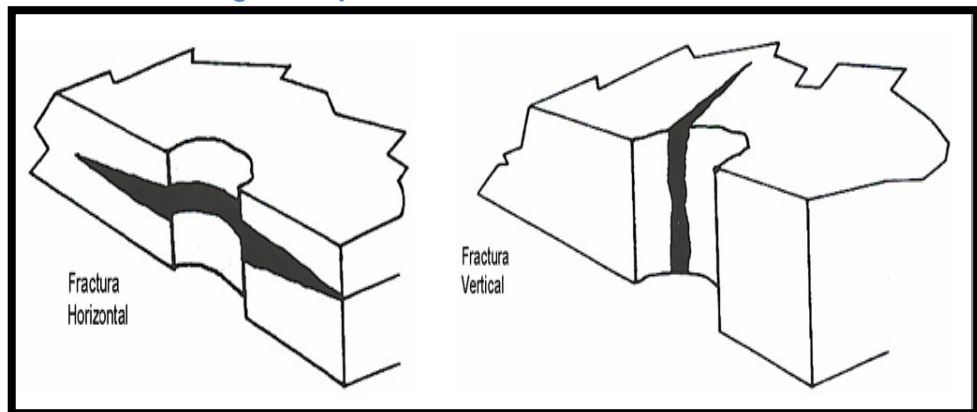
Los factores que tienen mayor influencia en la orientación de la fractura son: la presión de los poros, el módulo de Poisson, el módulo de Young, dureza y compresibilidad de la roca.

Fig. 4.3. Orientación Horizontal de una Fractura



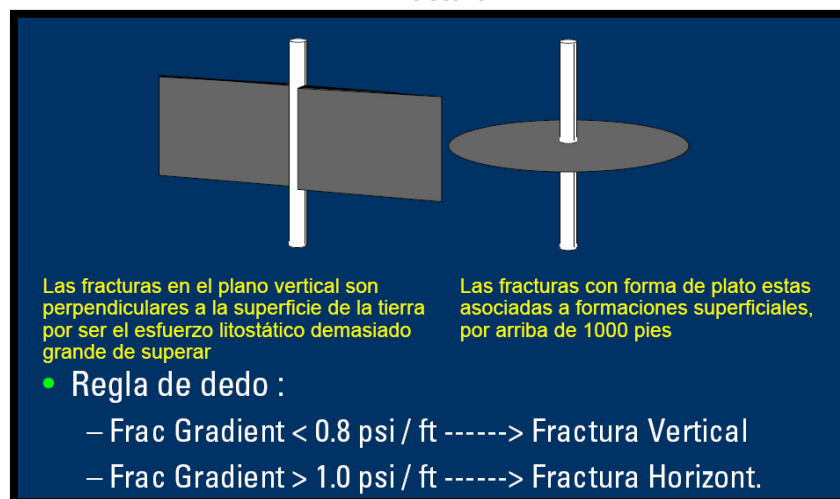
En la figura 4.4 se observa la orientación de la fractura, que puede ser horizontal o vertical:

Fig. 4.4. Tipos de Orientación de una Fractura



Las fracturas en el plano vertical son perpendiculares a la superficie de la tierra por el hecho de que el esfuerzo litostático es demasiado grande de superar. Las fracturas horizontales están asociadas a formaciones superficiales, es decir aquellas que están por arriba de los 1000 pies.

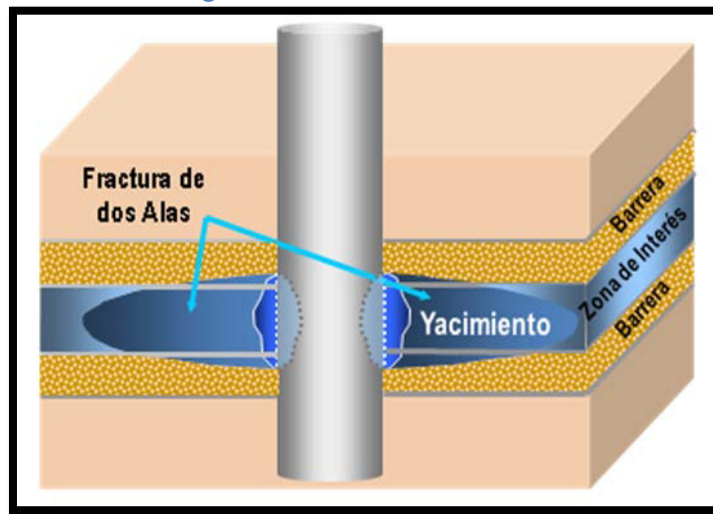
Fig. 4.5. Tipos de Orientación de una Fractura de Acuerdo al Gradiente de Fractura



4.7. Forma de la Fractura

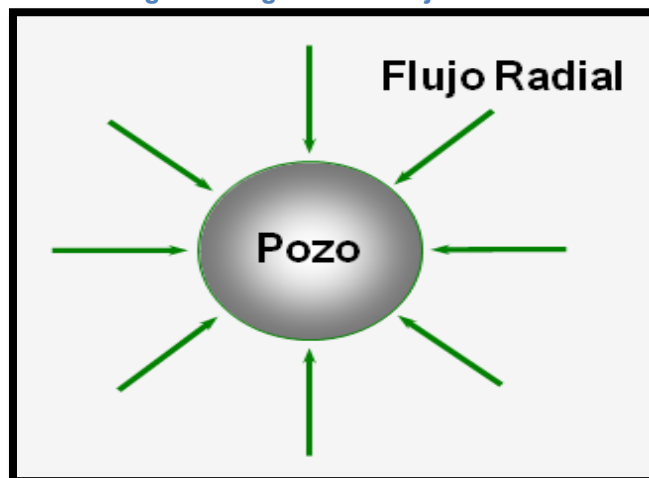
La forma de la estructura de alta conductividad a la que nosotros llamamos fractura es la de “dos alas”, como se observa en la Figura 4.6.

Fig. 4.6. Forma de una Fractura



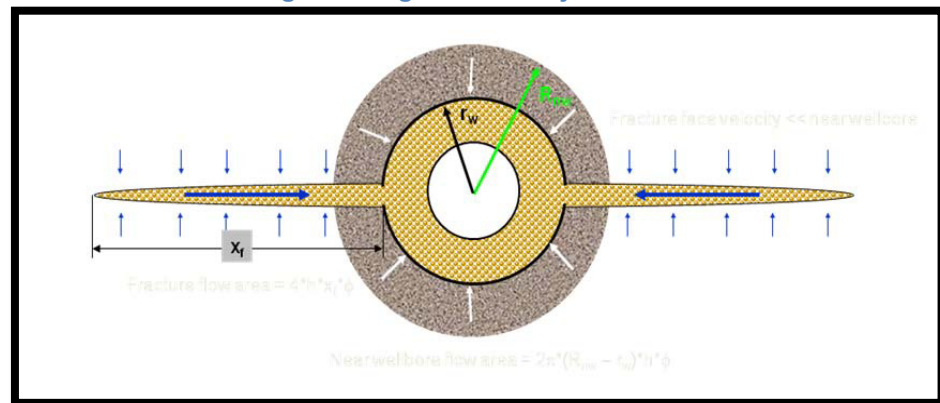
Esta forma de la fractura lo que se hace es cambiar el inicial régimen de flujo que se tenía que era “radial” como se observa en la Fig. 4.6 y se lo hace pasar a uno “bilineal” como se observa en la Fig. 4.7.

Fig. 4.7. Régimen de Flujo Radial



Con lo que se consigue mejorar la producción ya que el desorden con que fluía el hidrocarburo en el régimen radial pasó a uno más ordenado y de mayor área como lo es el bilineal aumentando considerablemente la producción de fluidos del yacimiento.

Fig. 4.8. Régimen de Flujo Bilineal



4.8. Conductividad Efectiva y Adimensional de la Fractura

La conductividad efectiva es una relación entre la permeabilidad y la longitud de la fractura y se la expresa en [md.ft].

La conductividad adimensional de la fractura se usa para medir el potencial productivo de una fractura y se la define de la siguiente manera:

$$F_{cd} = \frac{K_f W_f}{K X_f}$$

Ecuación 4.21

Donde:

F_{cd} = Conductividad adimensional de la fractura.

K_f = Permeabilidad de la fractura [md].

W_f = Ancho de la fractura [pulg].

K = Permeabilidad de la formación [md].

X_f = Longitud de la fractura [ft].

Las fracturas deberán estar diseñadas para valores que cumplan con la condición $F_{cd} > 1,6$.

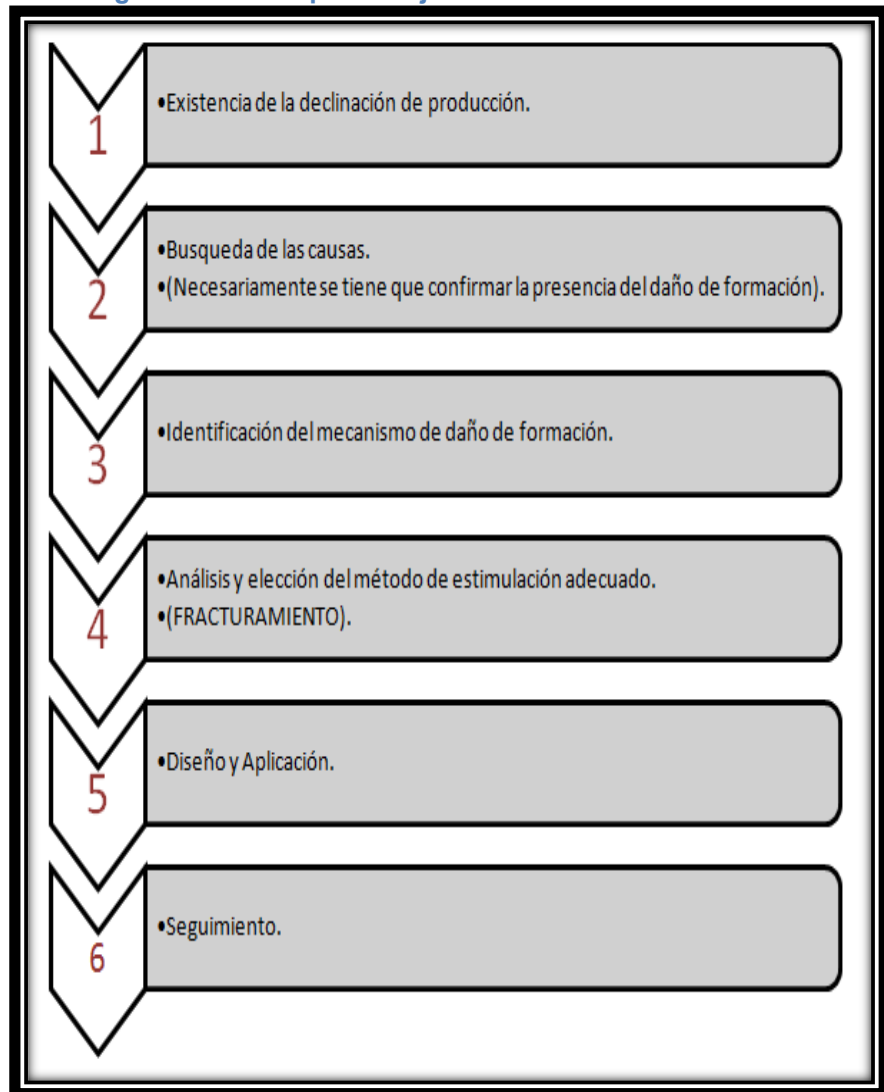
CAPITULO 5

5. FRACTURAMIENTO

De los tipos de estimulaciones que existen como por ejemplo la estimulación matricial, el fracturamiento, limpieza de pozos, control de arena, etc. Solo el fracturamiento es el único que se ejecuta con presiones mayores a la presión de ruptura de la roca.

5.1. Definición de Fracturamiento

El fracturamiento es un tipo de estimulación que en base a un conjunto de procesos tiene por objetivo final la creación de la fractura en la arena productora que ha sido previamente seleccionada para la ejecución de este tipo de operación. En definitiva, en un fracturamiento, el proceso es el que se observa en la Fig. 5.1.

Fig. 5.1. Proceso para la Ejecución de un Fracturamiento

5.2. Objetivo del Fracturamiento

El trabajo de fracturamiento tiene como objetivo principal la creación de canales altamente conductivos en la formación. Con lo que consecuentemente se logra:

1. “Bypassear” la zona de daño que se encuentra en la vecindad del pozo, con lo que se mejora considerablemente la comunicación entre el pozo y la formación.
2. Conectar el pozo con redes o fracturas naturales que pudieran existir dentro del yacimiento.
3. Mejora la productividad debido a que se facilita el drenaje de los hidrocarburos.
4. Incrementa la estabilidad del pozo.

5.3. Tipos de Fracturamiento

Existen dos tipos de fracturamiento:

✚ Fracturamiento Hidráulico

✚ Fracturamiento Ácido

5.3.1. Fracturamiento Hidráulico

Es una técnica de estimulación que consiste en la inyección de un fluido a una presión tal que provoque la ruptura de la roca del yacimiento, debiéndola mantener abierta con un agente apuntalante una vez que se haya liberado la presión de inyección con el objeto de crear nuevos canales o conectar

canales de flujo ya existentes y de esa forma aumentar la tasa de flujo del pozo y con ello su productividad.

5.3.2. Fracturamiento Ácido

Es un tipo de estimulación que consiste en la inyección de ácido hacia la formación a una presión suficientemente alta para generar una fractura o abrir aún más las que ya existen. Este método de acidificación es utilizado para la estimulación de calizas y dolomitas.

5.4. Fluido de Fracturamiento

El fluido de fracturamiento es un gel que se lo conoce como “gel lineal” y es el que crea la fractura en la formación gracias a la alta presión con que es inyectado, este fluido debe tener la capacidad de transportar arena (apuntalante) al interior de la fractura para evitar su cierre cuando finaliza la operación. Así mismo el fluido debe generar el menor daño posible a la formación, minimizando la concentración de residuos insolubles que afecten la producción del pozo. La selección del fluido de fracturamiento dependerá de la formación en particular que se va a tratar.

Se deberá considerar entre otros los siguientes factores:

1. Compatibilidad con la roca
2. Compatibilidad del fluido de tratamiento – fluido de formación
3. Pérdidas de filtrado
4. Propiedades friccionales en la tubería
5. Capacidad de transporte de apuntalante

Casi todas las propiedades deseables e indeseables de los fluidos fracturantes están relacionadas con su viscosidad.

La viscosidad disminuye con el incremento de temperatura y para el fracturamiento se requiere que el fluido fracturante tenga una viscosidad alta, puesto que esto ayudará a mejorar el transporte del apuntalante.

Un fluido fracturante ideal es aquel que tiene muy baja viscosidad en el momento que es inyectado en el pozo, situación que provoca una baja caída de presión por fricción en el sistema de tuberías, y tiene viscosidad requerida en el fondo del pozo, para transportar adecuadamente el material apuntalante dentro de la fractura.

5.4.1. Propiedades del Fluido de Fractura

Entre las principales propiedades que debe poseer un fluido de fractura tenemos las siguientes:

1. Baja pérdida de fluido
2. Buena capacidad de transporte del agente de soporte
3. Bajas pérdidas por fricción
4. Fácilmente recuperable de la formación
5. Compatible con los fluidos de la formación
6. Compatible con los aditivos
7. Causar el mínimo daño a la formación
8. Ser estable a temperaturas de fondo de pozo
9. Seguridad en la manipulación

5.4.2. Tipos de Fluidos de Fracturamiento

Los geles para fracturamiento son compuestos a partir de una gran variedad de aditivos que permiten obtener un fluido que cumpla con las propiedades requeridas para que pueda ser inyectado a la formación.

Entre los tipos de geles para fracturamiento tenemos:

5.4.2.1. Geles Base Agua

Son aquellos fluidos de fractura que tienen al “agua” como fluido base para su constitución. Podemos usar como fluido base los siguientes:

- Agua dulce
- Agua de mar
- Agua salada

Los requerimientos de calidad que debe cumplir el agua que vayamos a usar como base para la constitución de nuestro fluido de fractura son los siguientes:

1. **Acidez (H⁺):** Entre 5-8. Rango óptimo de pH para lograr la hidratación del polímero.
2. **Alcalinidad (HCO₃⁻):** No más de 1000 ppm de bicarbonatos. Interfiere con la regulación de pH.
3. **Dureza (Ca⁺⁺, Mg⁺⁺):** No debe exceder las 250 ppm de dureza total. Interfiere en la estabilidad reológica.

4. **Hierro Total (Fe):** No más de 10 ppm. Produce una reticulación prematura del polímero.
5. **Bacterias:** No más de 100 bact. /ml. Degradan el polímero e impiden el desarrollo de la viscosidad.
6. **Sulfatos:** No más de 175 ppm. Acelera la ruptura del gel.

5.4.2.2. Geles Base Aceite

Son aquellos fluidos de fractura que tienen al “aceite” como fluido base para su constitución, entre estos aceites tenemos a:

- Gas oil
- Kerosén
- Condensados
- Crudos de 40 grados API ó mayores

La principal razón para pensar en sustituir un gel base agua por uno base aceite es cuando el contenido de arcillas de la formación es alto, es decir de orden del 20% o mayores, ó cuando las pruebas de laboratorio comprobaron una alta sensibilidad de la formación a los fluidos de base agua.

Los requerimientos de calidad que debe cumplir el hidrocarburo (aceite) que vayamos a usar como base para la constitución de nuestro fluido de fractura son los siguientes:

1. **Gravedad API:** debe ser similar al menos a la reportada en los ensayos de laboratorio.
2. **Sulfuro de Hidrógeno:** debe contener nada o poco.
3. **Sólidos:** excesivos puede resultar en una reducción de la permeabilidad y/o conductividad.
4. **Agua:** valores excesivos (>10%) resultan en un gel muy débil.
5. **pH:** excesiva acidez puede resultar en un gel muy débil o ausencia total de gelificación.
6. **Asfaltenos y Parafinas:** valores excesivos resultan en un gel muy débil o ausencia total de gelificación.

Se deberá tener en cuenta que los geles de base agua ofrecen varias ventajas sobre los geles base aceite, por lo tanto estos últimos se recomiendan solo

cuando se comprueba incompatibilidad de los primeros con la formación.

5.4.2.3. Ventajas de los Geles Base Agua sobre los Geles Base Aceite

Entre las principales podemos mencionar:

1. Mejor capacidad de transporte (Viscosidad).
2. Menor costo y mayor disponibilidad del fluido base.
3. Mayor seguridad al ser el agua un fluido no – inflamable.
4. Facilidad de manejo de desechos (Disposición de fluidos sobrante).

5.4.3. Aditivos

Los aditivos son aquellas sustancias que se mezclan en cantidades adecuadas con el fluido base para obtener un fluido de fracturamiento con las propiedades requeridas.

Entre los principales tenemos:

5.4.3.1. Gelificantes

Constituye el aditivo principal para formar lo que se conoce como “GEL LINEAL” ya que es este aditivo hace que el fluido base (agua) gane mucha viscosidad como se observa en la figura 4, uno de los aditivos más usados como agente gelificante es la “GOMA GUAR” que es un polisacárido (azúcar múltiple). Para la operación de fractura necesitamos una viscosidad de gel lineal que normalmente varía entre 20 y 30 cps.

Fig. 5.2. Muestra de la Goma Guar y el Gel Lineal



5.4.3.2. Bactericidas

Controlan la contaminación por bacteria. Los tipos de agua con los que se preparan los geles fracturantes

contienen bacterias que tienen su origen en la fuente ó en el tanque de almacenamiento. Las bacterias producen enzimas que a su vez causan los siguientes problemas:

1. *Degradación del gel*. Lo que significa que hay una disminución rápida de la viscosidad, existe una pérdida de la habilidad del gel para croslinkarse y además existe una caída del pH.
2. Contaminación del pozo y de la formación
3. Corrosión y producción de sulfuro de hidrógeno

5.4.3.3. Buffers

Sirven básicamente para adecuar el pH del medio acuoso.

En particular estos buffers nos permiten controlar el pH para obtener un óptimo medio para croslinkar el gel y por ende, lograr una buena viscosidad y mejorar la capacidad de suspensión del agente de sostén.

Se los seleccionan de acuerdo al fluido, temperatura y características del agua de mezcla.

Entre los principales tenemos al Ácido fumárico, Bicarbonato de sodio y al Carbonato de Sodio.

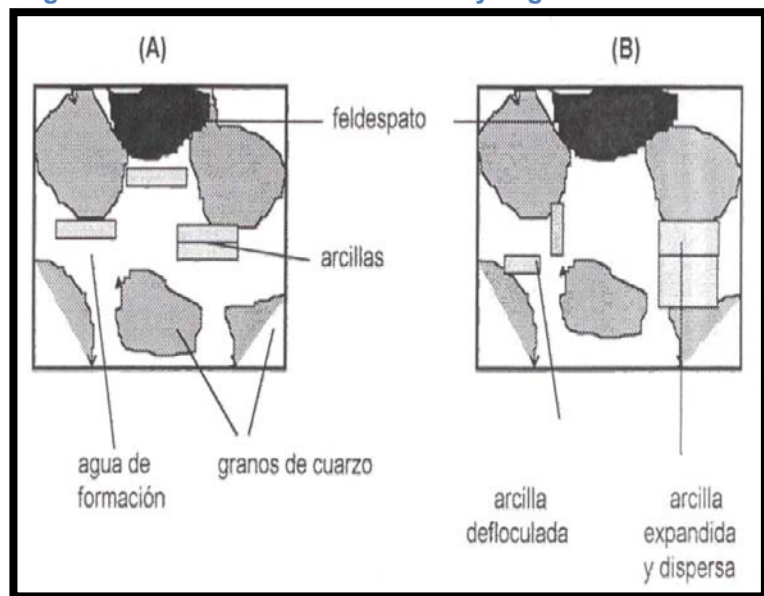
5.4.3.4. Estabilizadores

Las arcillas son minerales de aluminosilicatos con una estructura cristalina en forma de láminas. El tamaño suele ser menor que 1/256 mm.

Todas las arcillas son susceptibles a cambios al contactarse con agua dulce, ya que se produce un desbalanceo iónico.

Las arcillas se expandirán, posiblemente cerca de los poros produciendo daño en la formación con lo que disminuirá su permeabilidad, algunas se dispersarán y serán capaces de migrar hacia otra ubicación.

Fig. 5.3. Procesos de Hinchamiento y Migración de Arcillas



En la parte (A) de la figura se muestra un sistema balanceado, donde las arcillas se encuentran estables y flocculadas (no expandidas). En la parte (B) tenemos partículas de arcilla en un sistema de agua en el que se hallan inestables, dispersas (expandidas) y defloculadas.

El efecto de un fluido acuoso en las arcillas dependerá de:

- La estructura química de las arcillas
- La diferencia de salinidad entre el agua nativa de formación y el fluido inyectado

- La ubicación de las partículas en la matriz ó los poros
- El modo en el que estén cementadas a la matriz
- La cantidad de arcilla presentes

Los estabilizadores de arcilla minimizan o inhiben la compatibilidad del fluido con la matriz. Entre los ejemplos de estabilizadores tenemos al Clay Master, FSA-1, Cloruro de Amonio, etc.

Un estabilizador de arcilla nuevo es el **“ONE STEP”** lo que hace este producto es cubrir las paredes de los poros de la roca con una película que se asemeja a una lamina de vidrio lo que le da dureza y resistencia a las paredes de los poros evitando así que la arcilla pueda migrar y provocar taponamiento por acumulación.

5.4.3.5. Reductores de Filtrado

Para poder generar una geometría de fractura apropiada en cuanto al ancho y largo principalmente, se debe evitar que el gel o por lo menos parte de

este, se filtre a la formación a través de las paredes de la fractura inducida. Esto se logra mediante un aditivo de control de pérdida de filtrado, el cual a su vez, deberá ofrecer propiedades que minimicen el potencial de daño en la fractura y en la matriz de la formación.

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

5.4.3.6. Surfactantes

Su rol principal es la prevención de emulsiones, bajar la tensión superficial y los cambios de mojabilidad.

La humectabilidad en las caras de las fracturas origina cambios en la zona invadida, por ello los surfactantes son agregados para la limpieza post tratamiento.

Algunos ejemplos de surfactantes utilizados tenemos al Aquafrec, SC- 40, SC-25.

5.4.3.7. Rompedores (Breakers)

Se los usan para reducir la viscosidad del fluido de fractura, se lo activa con un catalizador y generalmente es usado en la limpieza de los residuos en los trabajos de post tratamiento, es decir los rompedores permiten una vez acomodado el apuntalante dentro de la fractura, que el gel rompa a una viscosidad igual o muy cercana a la del fluido base (agua en este caso), lo que permitirá recuperar el fluido de tratamiento y poner el pozo a producir.

Entre los ejemplos de rompedores tenemos al R-5 (Persulfato de amonio) y el Superperm 5.

5.4.3.8. Reductores de Fricción

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

Generalmente, los gelificantes para fluidos base agua son colateralmente excelentes reductores de pérdidas de fricción por lo tanto no se requieren aditivos adicionales para este fin, pero en el caso de que el fluido base sea aceite entonces si se requerirá el uso de este aditivo.

5.4.4. Apuntalante

El denominado apuntalante ó también conocido como propante es una “arena” que puede ser natural o sintética que se inyecta mezclado con el fluido de fractura y su función principal es la de mantener abierto los canales fracturados una vez que la gran presión de inyección con la que se originó la fractura comience a disminuir.

La arena natural es el propante más común especialmente en formaciones de bajo esfuerzo, en cambio para formaciones de alto esfuerzo empleamos la arena sintética que no es más que una arena natural revestida con resina, esta resina le da a la arena mayor resistencia lo que le hace útil para este tipo de formaciones. A continuación se presenta una tabla de

clasificación general de los apuntalantes que se pueden usar según la presión de cierre que se tenga.

Tabla 5.1. Clasificación de los Apuntalantes de acuerdo a la Presión de Cierre

TIPO DE APUNTALANTE	PRESIÓN DE CIERRE (psi)
Arena	< 5000
Arena recubierta (resina)	4000 - 8000
Intermedio (materiales cerámicos)	5000 - 12000
Bauxita sinterizada	10000 - 15000

Las propiedades del propante que afectan el éxito de la fractura hidráulica incluyen:

1. Tamaño del grano
2. Distribución del grano
3. Calidad (calidad de impurezas)
4. Redondez y esfericidad
5. Densidad del propante
6. Porosidad del paquete propante

Todas estas propiedades afectan la permeabilidad del paquete de propante inicial, lo cual a su vez afecta la conductividad de la fractura. La distribución del tamaño de

grano, la calidad, la redondez y la esfericidad son todos afectados por el valor del esfuerzo. Las otras propiedades principales, tales como tamaño de malla, porosidad y densidad de la mayoría de propante comunes se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 5.2. Propiedades de los Propantes más comunes

Tipo de Propante	Malla (Tamaño)	Tamaño P (in)	Densidad (lb/ft3)	Porosidad (%)
Northern White Sand	12/20	0.0496	165	0.38
	16/30	0.0350	165	0.39
	20/40	0.0248	165	0.40
Texas Brown Sand	12/20	0.0496	165	0.39
	16/30	0.0350	165	0.40
	20/40	0.0248	165	0.42
Curable Resin Coated Sand	12/20	0.0496	160	0.43
	16/30	0.0350	160	0.43
	20/40	0.0248	160	0.41
Precured Resin Coated Sand	12/20	0.0496	160	0.38
	16/30	0.0350	160	0.37
	20/40	0.0248	160	0.37
ISP	12/20	0.0496	198	0.42
	20/40	0.0248	202	0.42
ISP Lightweight Sintered Bauxite	20/40	0.0248	170	0.40
	16/20	0.0400	231	0.43
	20/40	0.0248	231	0.42
	40/70	0.0124	231	0.42

5.5. Equipo de Fracturamiento

Los equipos de fracturamiento están actualmente constituidos por:

- Equipos de almacenamiento de fluidos
- Equipos de almacenamiento de agentes de sostén
- Equipos mezcladores (BLENDERS)
- Equipos de bombeo de alta presión
- Centro de control
- Líneas de superficie

5.5.1. Equipos de Almacenamiento de Fluidos

Estos equipos lo constituyen los tanques de almacenamiento del “Fluido base” y los tanques de almacenamiento del “Gel lineal” como se muestran en la Fig.5.4 y Fig.5.5 respectivamente.

Fig. 5.4. Tanques de Almacenamiento de Fluido Base



La diferencia entre uno y otro tipo de dispositivo de almacenamiento de fluido está en la forma, mientras que para el “Fluido base” se utiliza por lo general tanques rectangulares con capacidades de 500 barriles, para el almacenamiento del “Gel lineal” se emplea tanques cilíndricos verticales como es apreciable en las figuras anteriormente mencionadas.

Las capacidades de estos equipos de almacenamiento son de acuerdo a las necesidades que existan, actualmente se tienen tanques con capacidades de 500, 470, 440 y 320 barriles.

Fig. 5.5. Tanques de Almacenamiento de Gel Lineal



5.5.2. Equipos de Almacenamiento de Agentes de Sostén

Este equipo lo constituye el depósito denominado “SILO DE ARENA” donde se tienen almacenados los agentes que servirán para mantener abierta la fractura una vez que esta ya ha sido creada.

De estos depósitos de almacenamiento es de donde se extraerá de manera adecuada y controlada el agente de sostén también conocido como “propante” ó “arena” y se lo mezclará en los denominados BLENDERS con el fluido de fractura para su posterior inyección al pozo.

Fig. 5.6. Tanques de Almacenamiento de Agentes de Sostén



5.5.3. Equipos Mezcladores (BLENDERS)

El Blender literalmente es el “corazón” de la operación de fractura. Los productos de fractura se mezclan en el Blender antes de ser bombeados al pozo. Los Blenders cumplen tres funciones:

1. Extraer el fluido de los tanques de almacenaje. Este proceso lo realiza gracias a que poseen los denominados Manifolds y bombas de succión.
2. Mezclar la cantidad adecuada de agente de sostén y otros aditivos con el fluido. Este proceso se lo realiza en la denominada BATEA DE MEZCLA, que es donde se mezclan aditivos gelificantes, surfactantes, reductores de filtrado, etc.
3. Enviar el fluido cargado con agente de sostén (lechada) a las secciones de los equipos de bombeo a baja presión (usualmente 60 psi o menores). Este proceso lo realiza gracias a que poseen las bombas y los manifolds de descarga.

Fig.5.7. Blender de Fracturamiento



5.5.4. Equipos de Bombeo de Alta Presión

La potencia de cualquier sistema de bombeo para introducir los fluidos y productos al pozo está dado por la bomba para fracturar o también denominada “Frac Pump”, este equipo es el encargado de recibir los fluidos que son enviados a baja presión desde el BLENDER y proporcionarles a estos la suficiente potencia de tal manera que el fluido de fractura que salga de este dispositivo lo haga a altas presiones para que pueda hacer su recorrido desde superficie y llegue hasta la zona productora que se desea fracturar y cumplir con el objetivo de crear la fractura, para este trabajo se utiliza, SPF-343 (2 unidad de bombeo x 1,800 HHP).

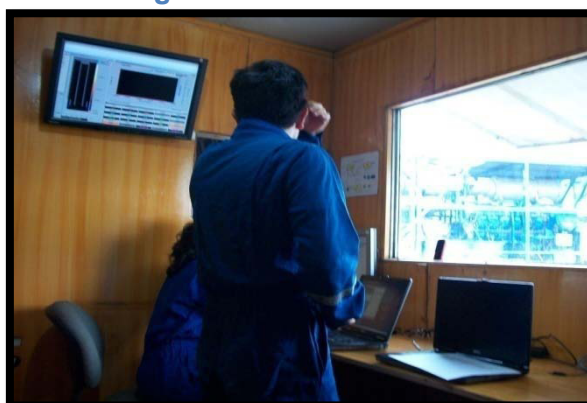
Fig. 5.8. Bombas de Fracturamiento



5.5.5. Centro de Control

El centro de control de la operación de fractura de un pozo la constituye una caseta donde se reúnen los ingenieros expertos en la operación de fractura, quienes dan las órdenes y observan el desarrollo de las mismas a través de los monitores que se encuentran instalados dentro de esta caseta de control, además de los ingenieros encargados de llevar a cabo el fracturamiento dentro de esta caseta se reúnen el “tool pusher” y el “company man” del pozo que está siendo intervenido, quienes verifican que todo el programa de fracturamiento se esté llevando a cabo de acuerdo a lo que se ha planificado con anterioridad.

Fig. 5.9. Centro de Control



Cabe recalcar que los ingenieros mantienen constante comunicación radial con el ingeniero encargado de la fractura en la parte externa de la cabina y con los encargados del correcto funcionamiento de cada uno de los equipos.

En los Blenders, salvo las válvulas de succión y descarga, todo el accionamiento de los sistemas involucrados se controlan desde un panel central, a éste llegan las mediciones de caudal de las bombas, caudales de aditivos líquidos y sólidos, y proporción de arena, por lo que el operador del Blender puede controlar perfectamente todos los materiales involucrados. El operador de Blender ó también llamado “key man” es una de las personas más importantes en una operación de fractura, ya que debe llevar el control de aditivos, caudal, alimentación de las bombas de alta presión, dosificación de arena y control de nivel de tanque.

5.5.6. Líneas de Superficie

En cuanto a las líneas de superficie lo constituyen las mangueras flexibles de succión y descarga que se utilizan para enviar los fluidos desde su lugar de almacenaje al equipo de mezcla de aditivos y a los equipos de bombeo respectivamente. Las mangueras de succión normalmente están disponibles en un tamaño 4" y están diseñadas para satisfacer los requerimientos de succión de todo el equipo de mezcla y aditivos. Todas las mangueras de descarga están diseñadas para soportar una presión de descarga normal del Blender de 60 psi y tienen una capacidad nominal de presión de trabajo de 250 psi.

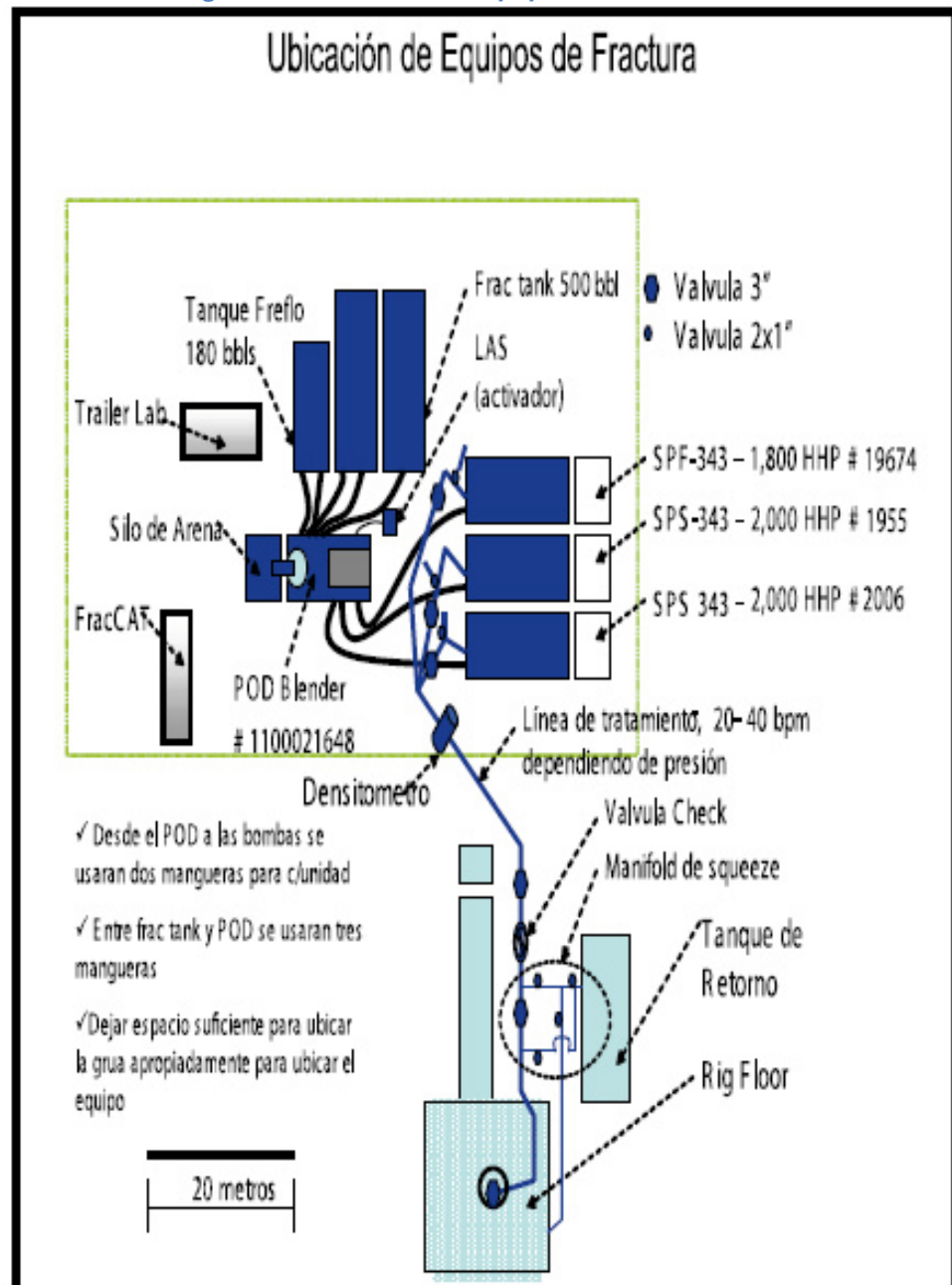
Fig. 5.10. Líneas de Superficie utilizadas para transportar el Fluido de Fractura



5.5.7. Ubicación de los Equipos en Locación

A continuación se presenta una vista en planta de la ubicación de los equipos en la locación.

Fig. 5.11. Ubicación de Equipos en Locación



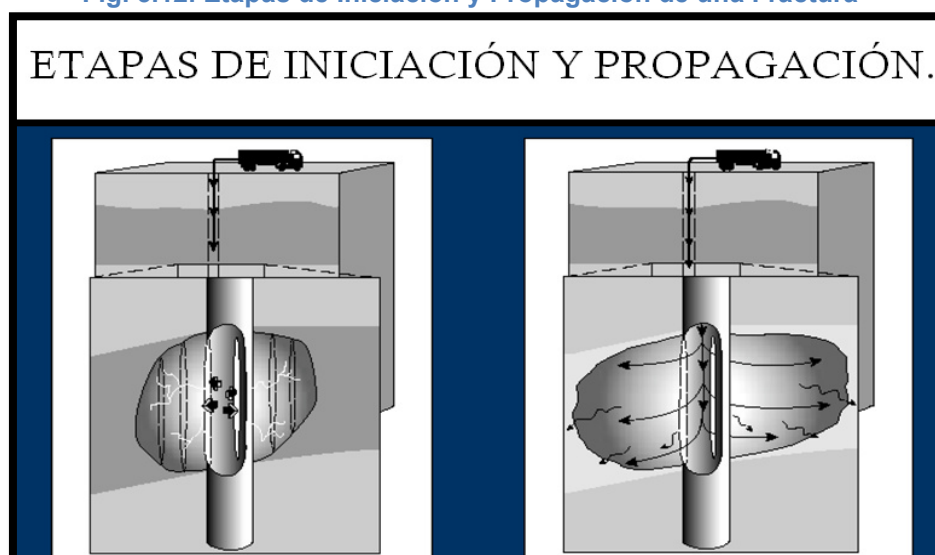
5.6. Fases del Fracturamiento

El proceso de fracturamiento que conlleva a la creación de la fractura en el subsuelo consta de 4 etapas:

1. Etapa de Iniciación
2. Etapa de Propagación
3. Etapa de Apuntalamiento
4. Etapa de Producción

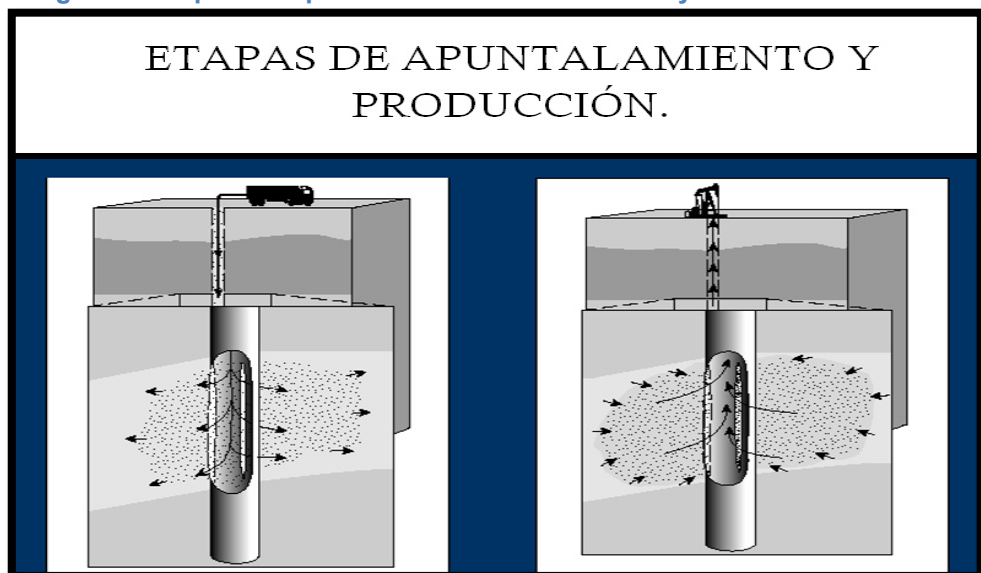
La etapa de “Iniciación de la Fractura” ocurre cuando el fluido de fractura ha logrado apenas superar la presión de ruptura de la matriz de la roca, creando por consecuencia las primeras fisuras en la roca, como se observa en la figura 5.12.

Fig. 5.12. Etapas de Iniciación y Propagación de una Fractura



La consecuente continuación de la inyección del fluido de fractura una vez que ya se ha creado las primeras fisuras dan origen a lo que se llama la “Propagación de la Fractura” que es nuestra segunda fase y que se la puede observar también en la figura 5.12. Luego de que la fractura ya ha sido propagada hasta alcanzar su objetivo que es la de Bypassear la zona crítica, se procede a la inyección del apuntalante, el cuál mantendrá abierta la fractura y con este queda listo para la última fase que es la puesta a producción del pozo, con lo que se espera que este ya haya alcanzado una mejora considerable en cuanto a lo que a la producción de hidrocarburos se refiere. Las fases de apuntalamiento y producción se observan en la figura 5.13.

Fig. 5.13. Etapas de Apuntalamiento de la Fractura y Producción del Pozo



CAPÍTULO 6

6. CASO DEL POZO ANPA-12D

6.1. Análisis de la Prueba de Presión del Pozo ANPA-12D usando el Software PANSYSTEM

1. Para proceder a realizar el análisis de una prueba de presión utilizando este software, necesitamos contar con la Data de dicha prueba de presión ejecutada en el pozo en cuestión, así como también con la hoja de datos básicos del pozo, los cuales constituyen la información básica que el software necesita para poder desarrollar sus procedimientos algorítmicos para posteriormente entregarnos resultados los cuales están reflejados en gráficas y valores de parámetros resultantes de la prueba.

Fig. 6.1. Data de la Prueba de Presión Ejecutada al Pozo ANPA-12D

Well: ANPA 12
 Company Name: ALIANZAS OPERATIVAS
 Test Date(s): 27@30 -SEP-2008
 Run Depth: "ARENA ""T"" GAUGE-9578 @ 9474 ft"
 Start Date: 2008-Sep-27 14:05:28
 End Date: 2008-Sep-30 09:08:23
 Comments: ELEMENTOS CONECTADOS
 @ STANDING VALVE TIPO FLAUTA Y
 "ALOJADOS EN 2 7/8"" NO-GO PARA "
 TOMAR REGISTRO DE RESTAURACION
 DE PRESION.
 TEC: G.POZO

Cum	Time	Pres	Temp
Hour	PSIa	Deg	F
0	16.14647	86.8748	
0.00139	16.1311	86.8802	
0.00278	16.12326	86.8946	
0.00417	16.12225	86.8982	
0.00556	16.11529	86.909	
0.00694	16.10804	86.9198	
0.00833	16.10441	86.9378	
0.00972	16.09455	86.9612	

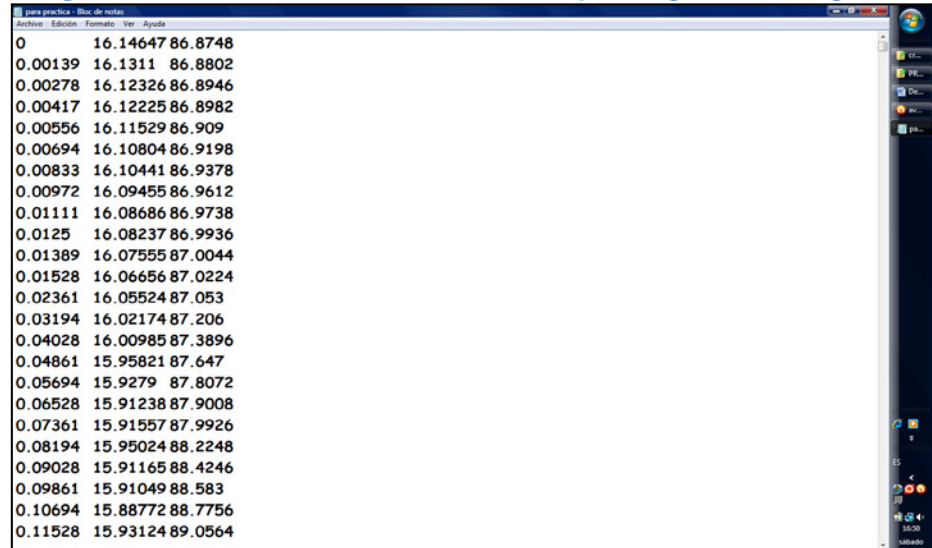
Fig. 6.2. Hoja de Datos Básicos del Pozo ANPA-12D

9						
10	POZO	ANPA -12 D			FECHA	27@30 -SEP-2008
11						
12	ARENA	Ti			MEDIDOR	ZI-W9578
13						
14	INTERVALOS					
15						
16			9700-9738 (38 ft)			
17						
18						
19						
20						
21						
22						
23						
24						
25						
26		ESPESOR TOTAL DE FORMACION	46 ft			
27		ESPESOR NETO DE FORMACION	38 ft			
28		RADIO DEL POZO	0.29"			
29		POROSIDAD	17%			
30		PROFUNDIDAD DE LA ELECTRONICA	9474 ft			
31		PRODUCCION TOTAL DIARIA	480			
32		BSW	34%			
33		API	31,8			
34		GOR	396			
35		PRESION DE BURBUJA	1283			
36						

- Para poder usar el programa, la Data de la prueba de presión debe constar solo de los datos numéricos, para lo cual se

procede a eliminar el encabezado que corresponde a la información básica del pozo, intervalo, fecha etc.

Fig. 6.3. Data de la Prueba de Presión lista para ingresar al Programa



0	16.14647	86.8748
0.00139	16.1311	86.8802
0.00278	16.12326	86.8946
0.00417	16.12225	86.8982
0.00556	16.11529	86.909
0.00694	16.10804	86.9198
0.00833	16.10441	86.9378
0.00972	16.09455	86.9612
0.01111	16.08686	86.9738
0.0125	16.08237	86.9936
0.01389	16.07555	87.0044
0.01528	16.06656	87.0224
0.02361	16.05524	87.053
0.03194	16.02174	87.206
0.04028	16.00985	87.3896
0.04861	15.95821	87.647
0.05694	15.9279	87.8072
0.06528	15.91238	87.9008
0.07361	15.91557	87.9926
0.08194	15.95024	88.2248
0.09028	15.91165	88.4246
0.09861	15.91049	88.583
0.10694	15.88772	88.7756
0.11528	15.93124	89.0564

- Una vez que la Data esta lista entonces se procede a cargarla en el programa.

Fig. 6.4. Portada del Software

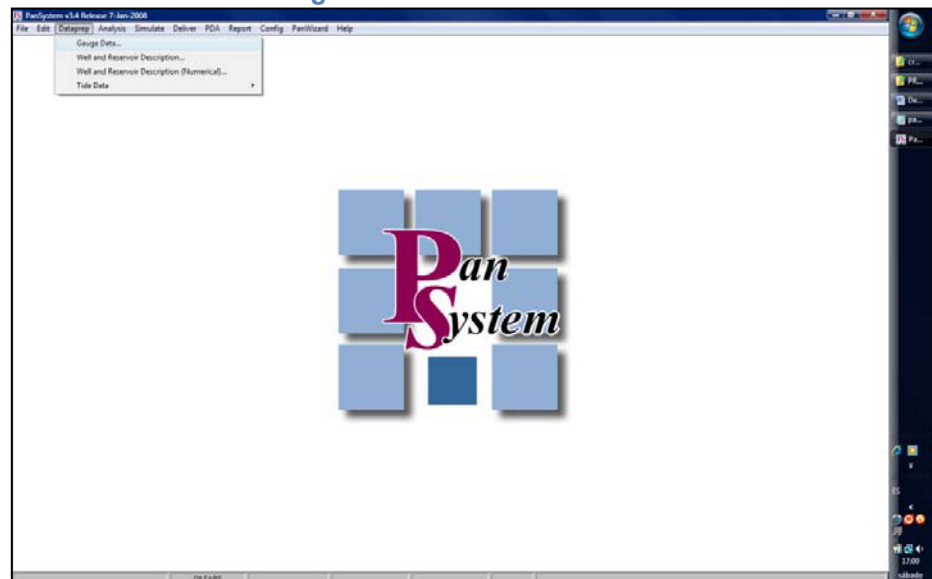


Fig. 6.5. Recuadro para el ingreso de la Data de la Prueba de Presión

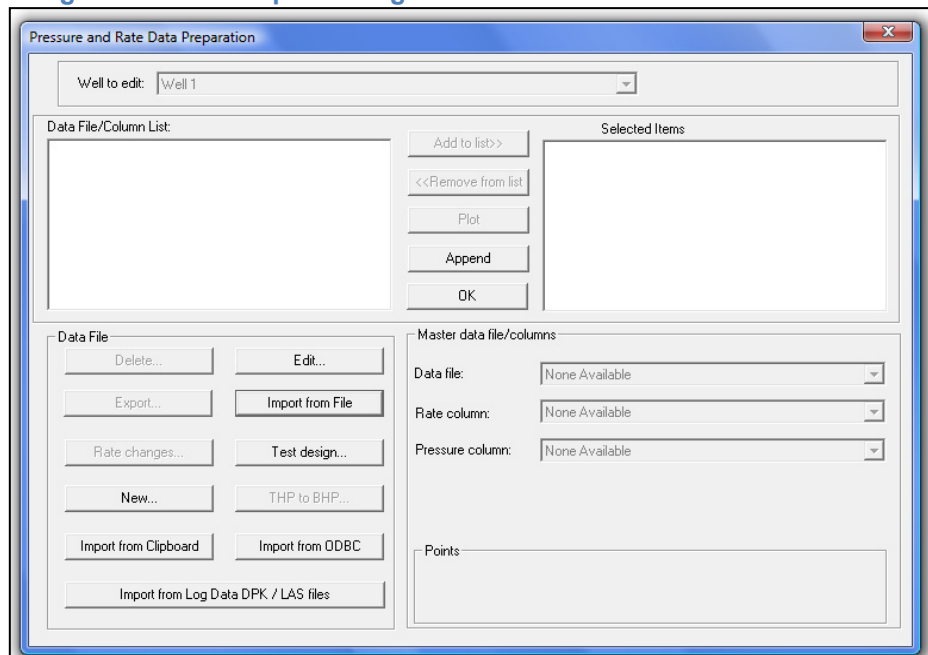
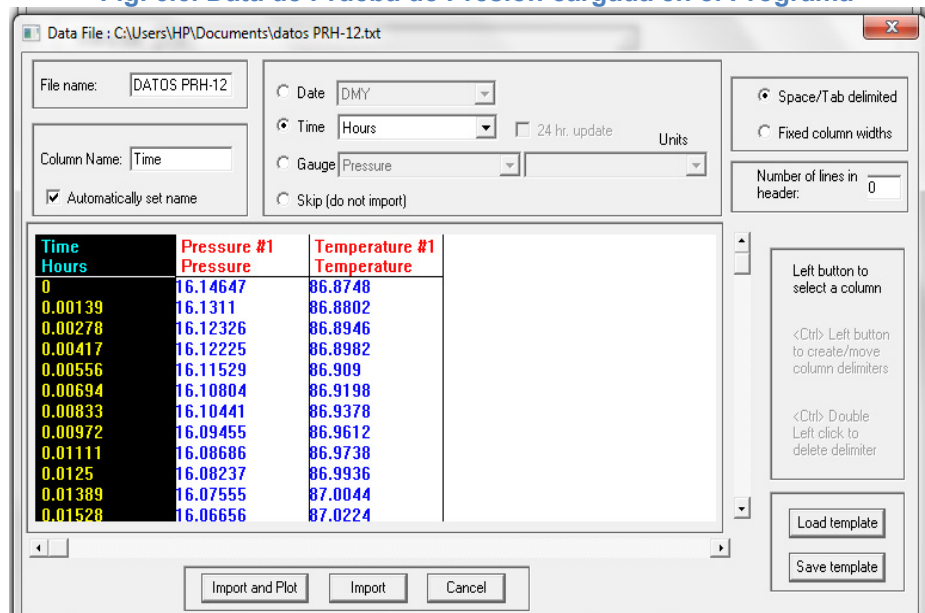


Fig. 6.6. Data de Prueba de Presión cargada en el Programa



4. A continuación obtenemos un pequeño recuadro que nos indica el número de datos cargados al software (tiempo, presión y temperatura), en este caso 8056 datos, aceptamos y a continuación aparece la primera gráfica que tiene registrado la presión y los tiempos de la prueba.

Fig.6.7. Número de Datos cargados en el Programa

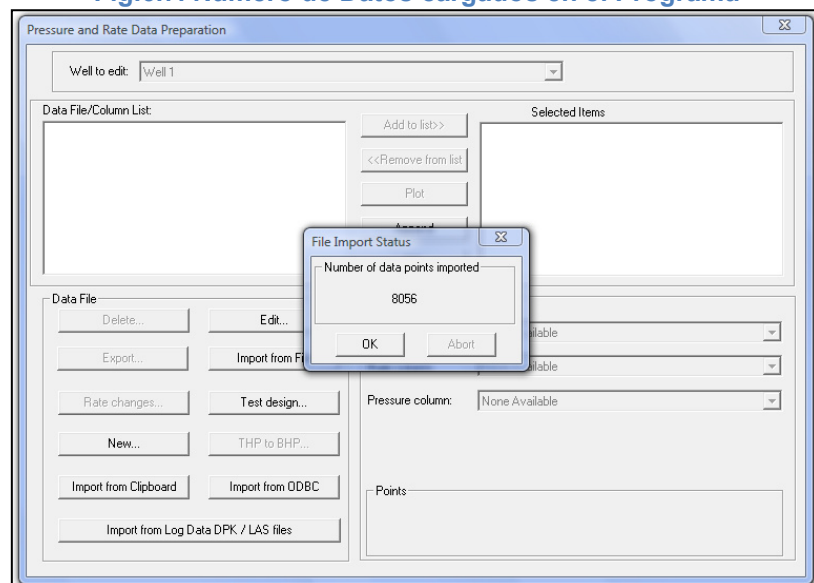
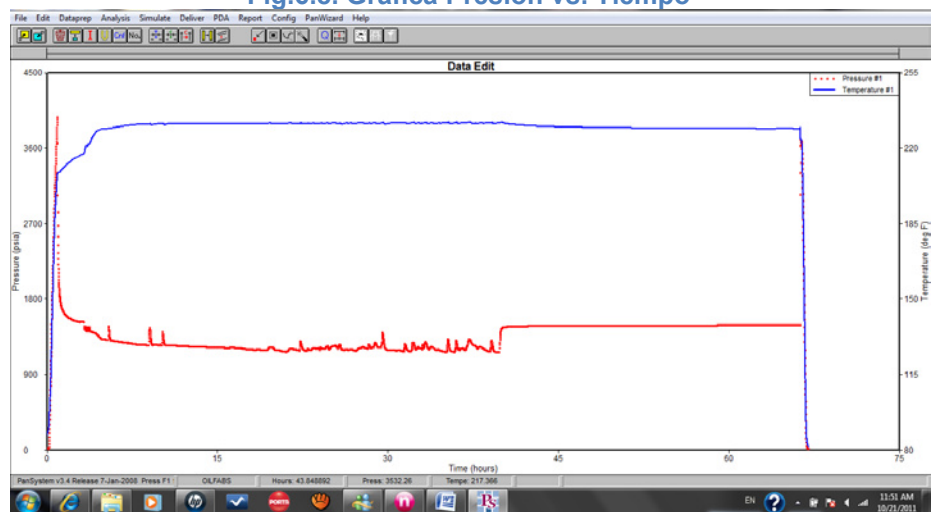
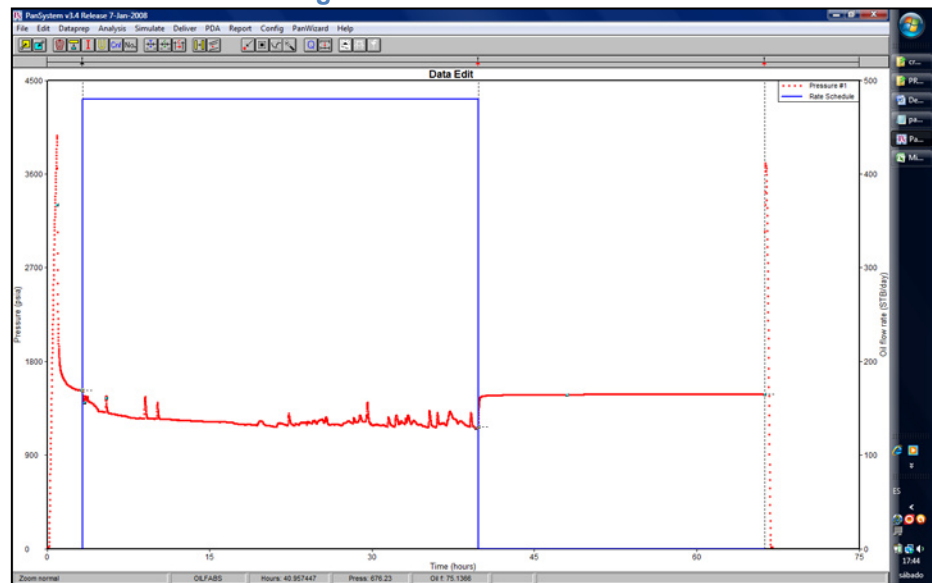


Fig.6.8. Gráfica Presión vs. Tiempo



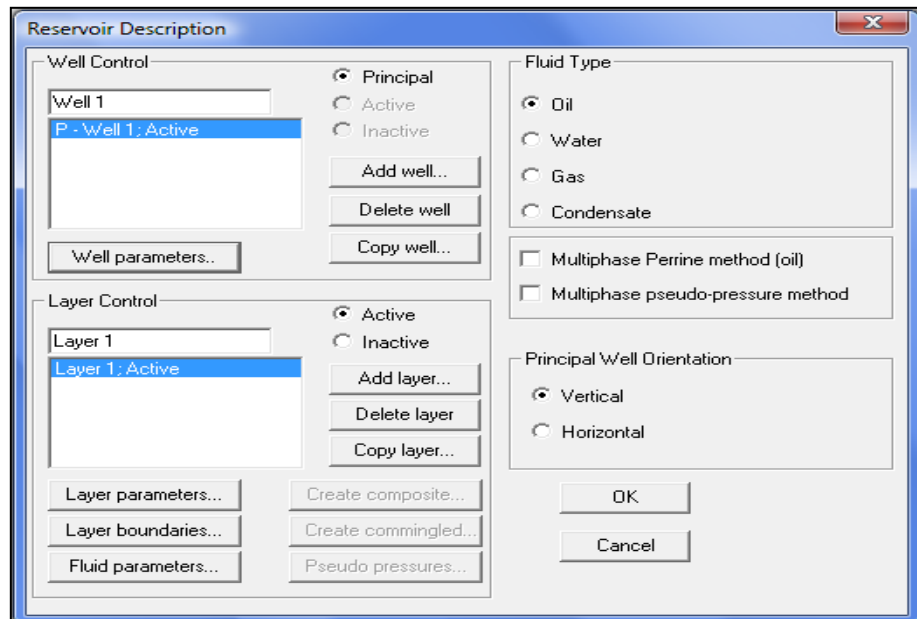
5. Se procede a definir el tiempo de producción t_p (Drawdown), así como el tiempo de restauración ó cierre delta t (Build-up), como se observa en la siguiente gráfica:

Fig.6.9 División de la Prueba



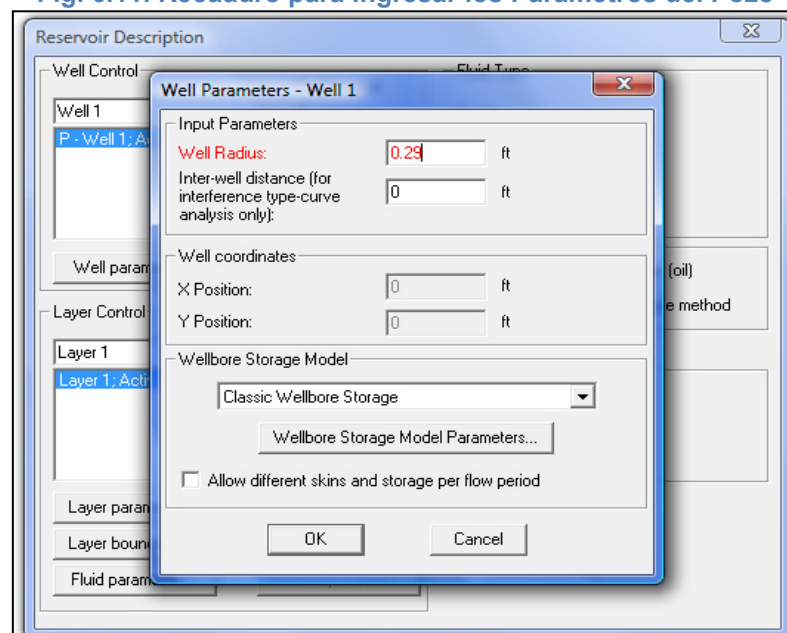
6. Se introduce la información relativa al pozo y al reservorio, siguiendo la opción "DATA PREP." y luego "WELL AND RESERVOIR DESCRIPTION", nos sale un recuadro donde están las opciones de llenado "WELL PARAMETERS", "LAYER PARAMETERS", "LAYER BOUNDARIES" and "FLUID PARAMETERS".

Fig. 6.10. Recuadro para el ingreso de Datos del Pozo, Fluido y Reservorio



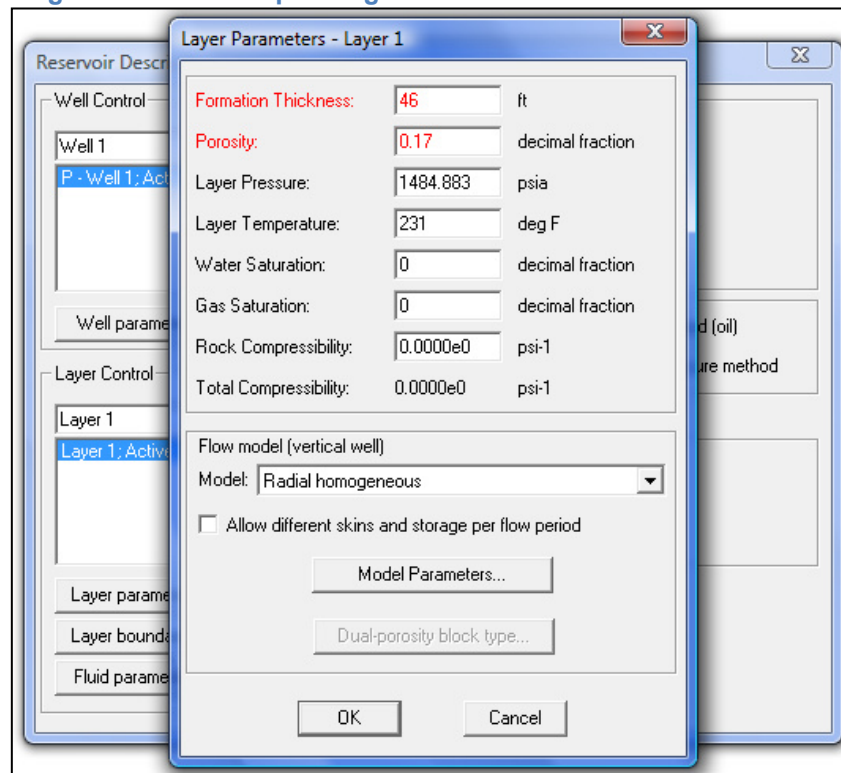
7. En la opción "WELL PARAMETERS", se pone el valor del radio del pozo, en este caso 0.29 ft.

Fig. 6.11. Recuadro para ingresar los Parámetros del Pozo



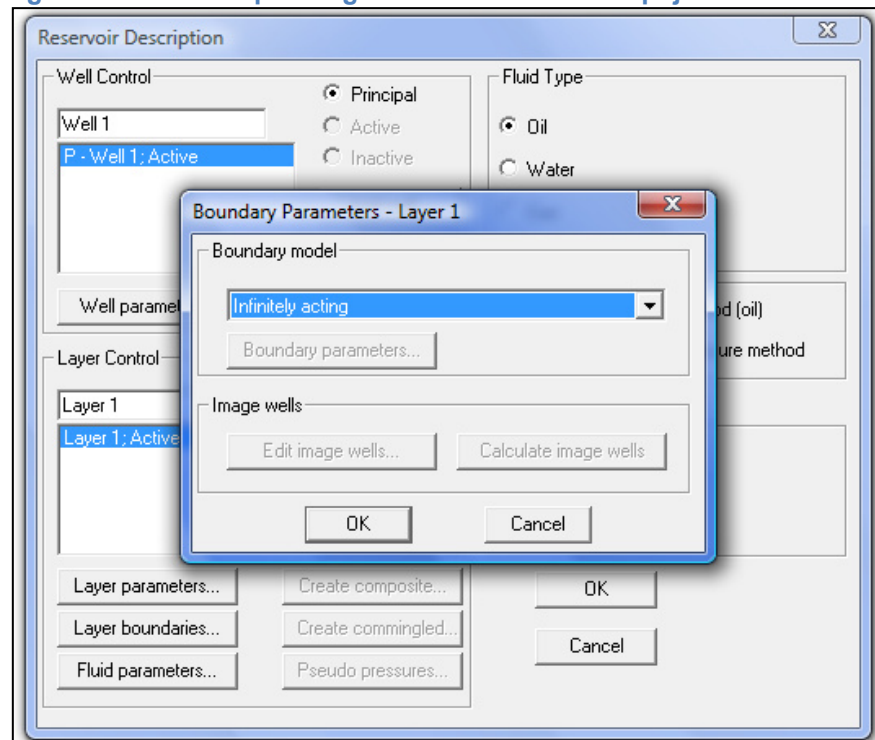
8. En la opción “LAYER PARAMETERS”, ingresamos los datos del “FORMATION THICKNESS” (colocamos el espesor total de la formación 46 ft.),” POROSITY” (0.17),” LAYER PRESSURE” (colocamos el valor de la Pws final, 1484.8 psia) y “LAYER TEMPERATURE” (colocamos el valor más alto de temperatura registrado por el sensor, 231° F).

Fig. 6.12. Recuadro para ingresar los Parámetros del Reservorio



9. En la opción “LAYER BOUNDARIES” se selecciona el modelo de límites observado en la gráfica de la derivada; en este caso “INFINITELY ACTING”.

Fig. 6.13. Recuadro para ingresar el Modelo de Empuje del Reservorio



10. En la opción “FLUID PARAMETERS” (datos PVT) ingresamos los datos : del GOR de la prueba que en este caso le corresponde un valor de 396 [scf/STB], ingresamos “WATER CUT “con un valor de 0.43, además se ingresa los datos de “OIL GRAVITY” con un valor de 31,8 API, “GAS SPECIFIC GRAVITY” con un valor de 1.249 y finalmente se escoge una correlación adecuada para el cálculo de la P_b ; la R_s ; U_o y el B_o ; para lo cual usamos en este caso los modelos de “VAZQUEZ BEGGS” y “BEGGS ET AL” y procedemos a calcular.

Fig. 6.14. Recuadro para ingresar los Parámetros de los Fluidos del Reservorio

The screenshot shows a dialog box titled "Oil Fluid Parameters - Layer 1". It contains several sections of input fields:

- Produced GOR:** 396 scf/STB
- Water Cut:** 0.34 decimal fraction
- Check pressure:** 1484.883 psia
- Check temperature:** 231 deg F
- Oil gravity:** 31.8 API
- Gas specific gravity:** 1.2490 sp grav
- Water salinity:** 0 ppm
- Use Correlations:** (checked)
 - Bo, Pb, Rs: Vazquez-Beggs
 - Oil viscosity: Beggs et al
 - Gas viscosity: Carr et al
- Rock Compressibility Calculation:** Hall Correlation
- Young's Modulus (E):** 0 psi
- Poisson's Ratio (Nu):** 0
- Bubble Point (Pb):** 0 psia
- Solution GOR (Rs):** 0 scf/STB
- Bo:** 0 RB/STB
- Bw:** 0 RB/STB
- Bg:** 0 ft³/scf
- Uo:** 0 cp
- Uw:** 0 cp
- Ug:** 0 cp
- Rho o:** 0 lb/ft³
- Rho w:** 0 lb/ft³
- Rho g:** 0 lb/ft³
- Co:** 0.0000e0 psi⁻¹
- Rock Cf:** 0.0000e0 psi⁻¹
- Cw:** 0.0000e0 psi⁻¹
- Total Ct:** 0.0000e0 psi⁻¹
- Cg:** 0.0000e0 psi⁻¹

Buttons at the bottom: OK, Cancel, Calculate, Datum Input..., Pseudo tables...

11. Ahora mediante el ajuste principalmente de los valores de “GOR” y “GAS SPECIFIC GRAVITY” hacemos coincidir la presión de burbuja calculada por el software con la Pb conocida de un análisis PVT de laboratorio disponible. En este caso tenemos que la Pb de un análisis PVT realizado es de 1283 psia y con el software se calculó inicialmente una Pb de 1542.5 psia. Mediante prueba y error se determinaron los verdaderos valores de GOR = 316 [scf/STB] y de la “GAS SPECIFIC GRAVITY” de 1.24, con los que se ajustó la Pb a 1283 psi.

Fig. 6.15. Recuadro para igualar las Presiones de Burbuja

Oil Fluid Parameters - Layer 1

Produced GOR: 316 scf/STB
 Water Cut: 0.34 decimal fraction
 Check pressure: 1484.883 psia
 Check temperature: 231 deg F

Oil gravity: 31 API
 Gas specific gravity: 1.24 sp grav
 Water salinity: 0 ppm

Use Correlations
 Bo, Pb, Rs: Vazquez-Begg
 Oil viscosity: Beggs et al
 Gas viscosity: Carr et al

Rock Compressibility Calculation: Hall Correlation
 Young's Modulus (E): 0 psi
 Poisson's Ratio (Nu): 0

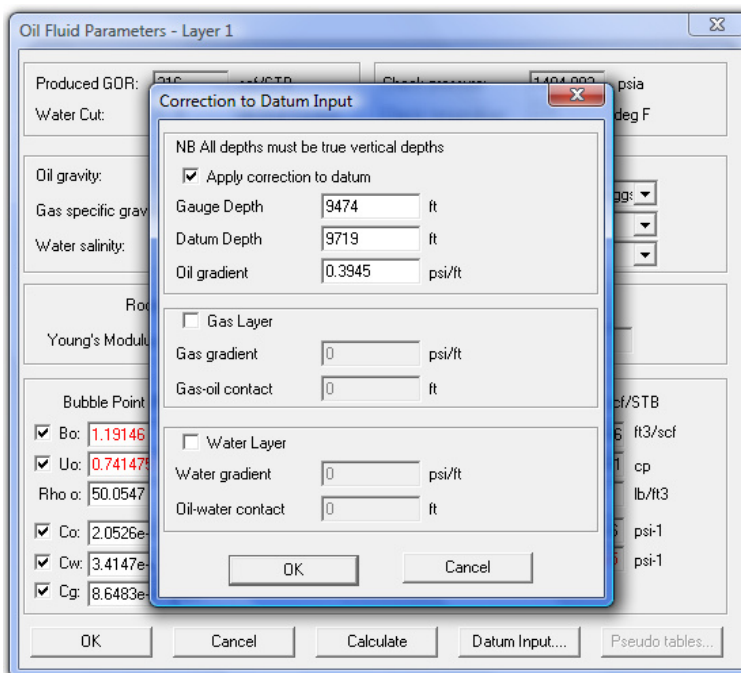
Bubble Point (Pb): 1283.298 psia
 Solution GOR (Rs): 316 scf/STB

<input checked="" type="checkbox"/> Bo: 1.19146 RB/STB	<input checked="" type="checkbox"/> Bw: 1.04871 RB/STB	<input checked="" type="checkbox"/> Bg: 0.0078106 ft ³ /scf
<input checked="" type="checkbox"/> Uo: 0.741475 cp	<input checked="" type="checkbox"/> Uw: 0.223403 cp	<input checked="" type="checkbox"/> Ug: 0.0197391 cp
Rho o: 50.0547 lb/ft ³	Rho w: 59.4694 lb/ft ³	Rho g: 12.1231 lb/ft ³
<input checked="" type="checkbox"/> Co: 2.0526e-5 psi ⁻¹	<input checked="" type="checkbox"/> Rock Cf: 3.9013e-6 psi ⁻¹	<input checked="" type="checkbox"/> Total Ct: 2.4428e-5 psi ⁻¹
<input checked="" type="checkbox"/> Cw: 3.4147e-6 psi ⁻¹		
<input checked="" type="checkbox"/> Cg: 8.6483e-4 psi ⁻¹		

OK Cancel Calculate Datum Input... Pseudo tables...

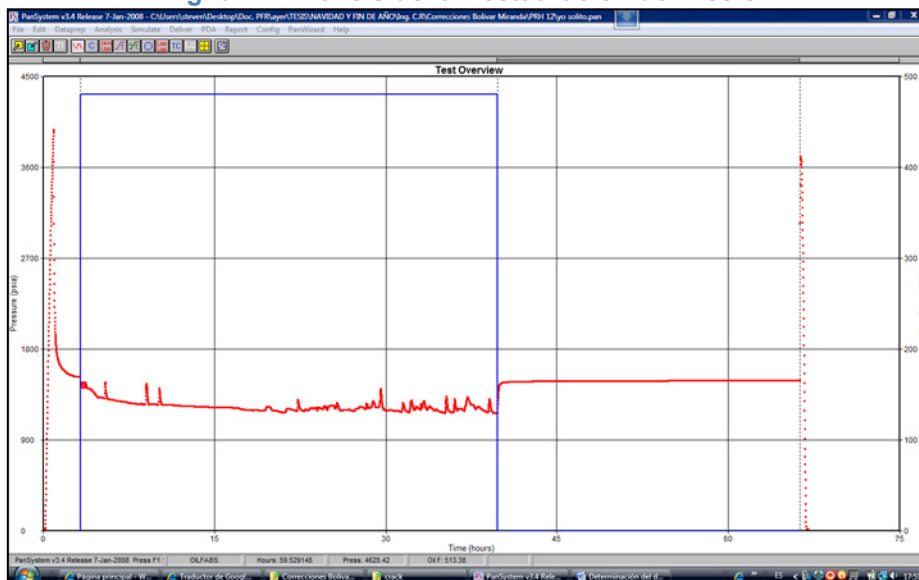
12. Estos valores calculados por el programa están medidos a la profundidad del sensor, pero lo que necesitamos es llevar estos valores a la profundidad de las perforaciones con la finalidad de obtener información más exacta, para ello ingresamos en la opción "DATUM INPUT", aquí registramos los datos de "GAUGE DEPTH (PROFUNDIDAD DEL SENSOR)", "DATUM DEPTH (MITAD DE LAS PERFORACIONES)" y el "OIL GRADIENT (GRADIENTE TOTAL).

Fig. 6.16. Recuadro para ingresar los Datos que permitirán obtener los Resultados a la Profundidad de las Perforaciones



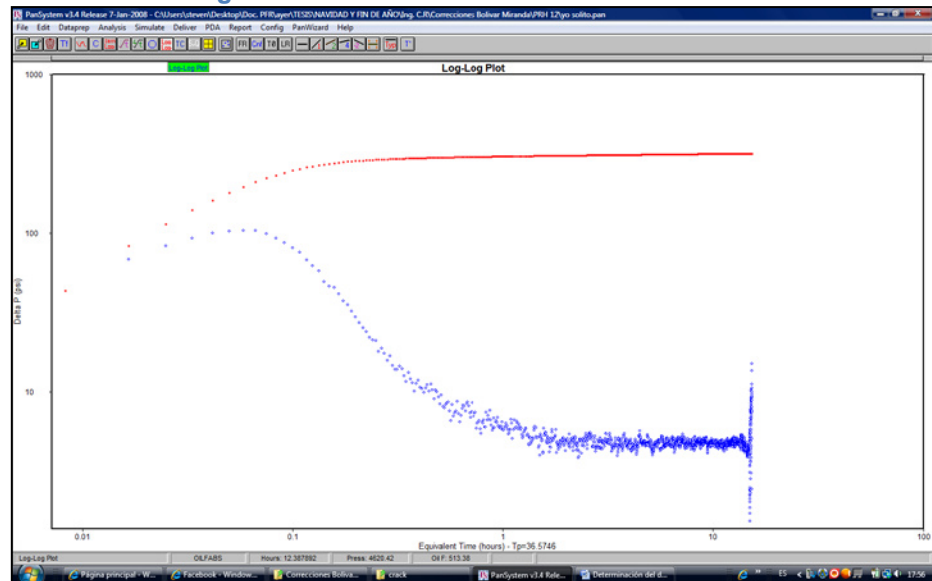
13. Luego nos vamos a la opción “ANALYSIS – PLOT”, donde analizaremos la prueba de restauración de presión.

Fig. 6.17. Análisis de la Restauración de Presión



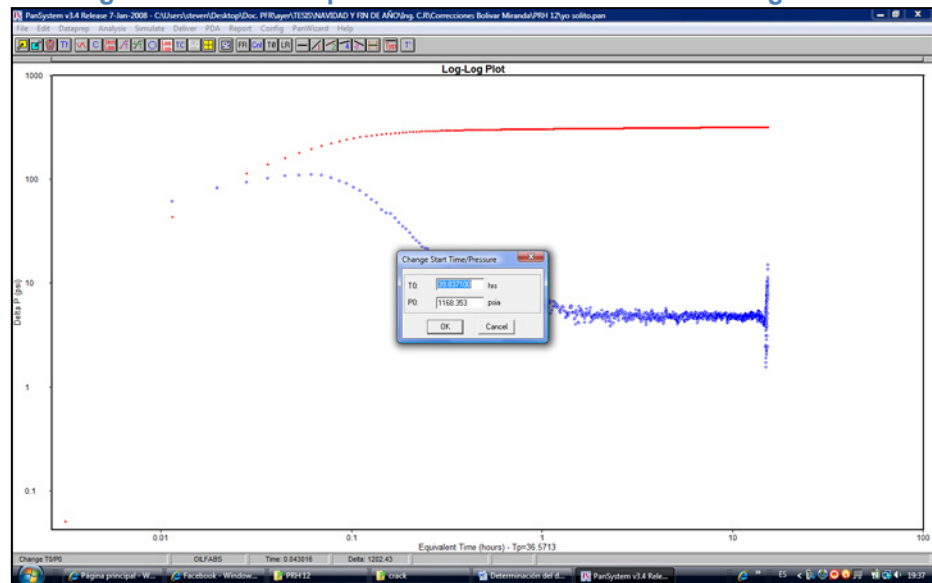
14. Esta parte la analizamos con la opción “LOG – LOG” (para trabajar método de la DERIVADA), de donde obtenemos las siguientes gráficas:

Fig. 6.18. Análisis del Método de la Derivada



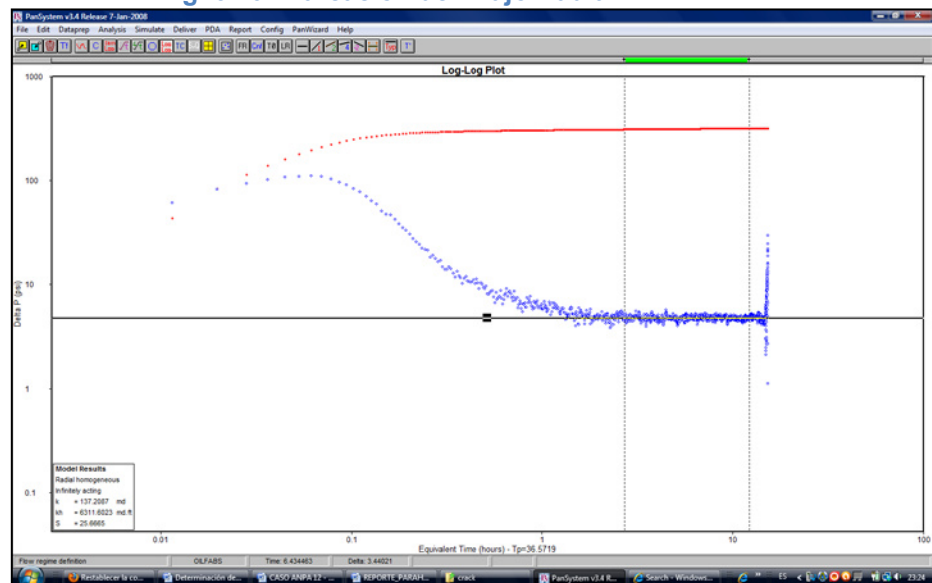
15. Con la opción “TO” y variando esta misma opción tratamos de que coincidan estas dos graficas, inicialmente “TO” tiene un valor de 39.840952, en este caso ambas gráficas coincidieron en su segundo punto para un valor de TO = 39.837100.

Fig. 6.19. Recuadro para establecer la coincidencia de gráficas



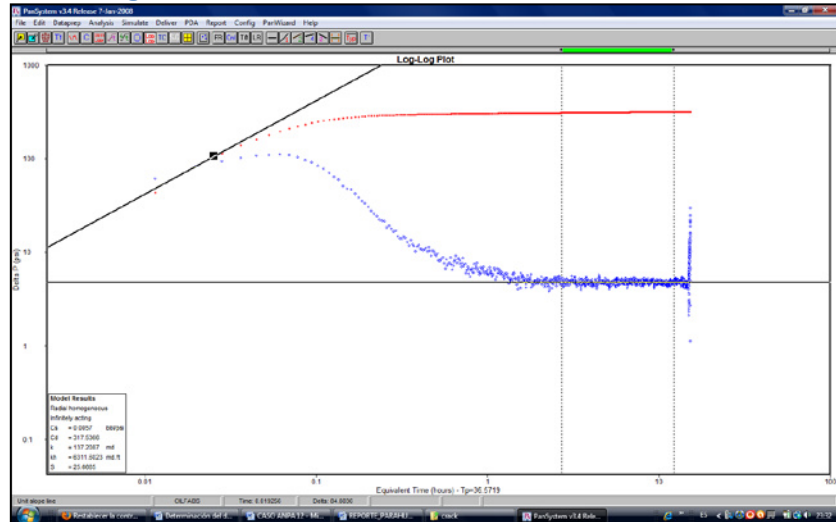
16. Ahora con la opción “FR” marcamos en la gráfica el flujo radial, la cual nos da los siguientes resultados:

Fig. 6.20. Marcación del Flujo Radial



17. Ahora con la opción de pendiente igual a 1 (“/1”) marcamos el efecto de almacenamiento , obteniéndose el siguiente resultado:

Fig. 6.21. Marcación del Efecto de Almacenamiento



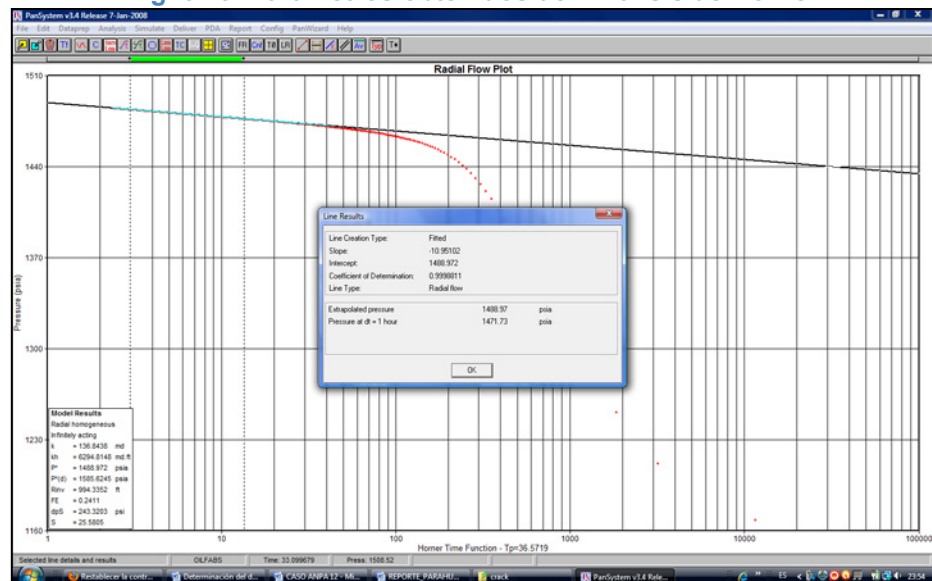
18. Ahora elegimos la opción “SEMI LOG” (para trabajar el método de HORNER), con lo cual se obtiene la siguiente gráfica:

Fig. 6.22. Análisis del Método de Horner



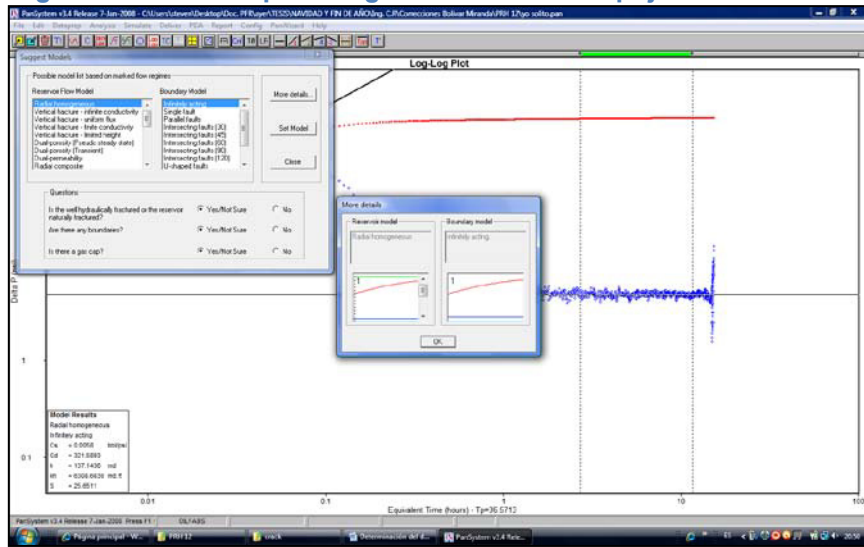
19. Ahora con la opción “LR” de la misma gráfica y obtenemos los siguientes resultados:

Fig. 6.23. Parámetros obtenidos del Análisis de Horner



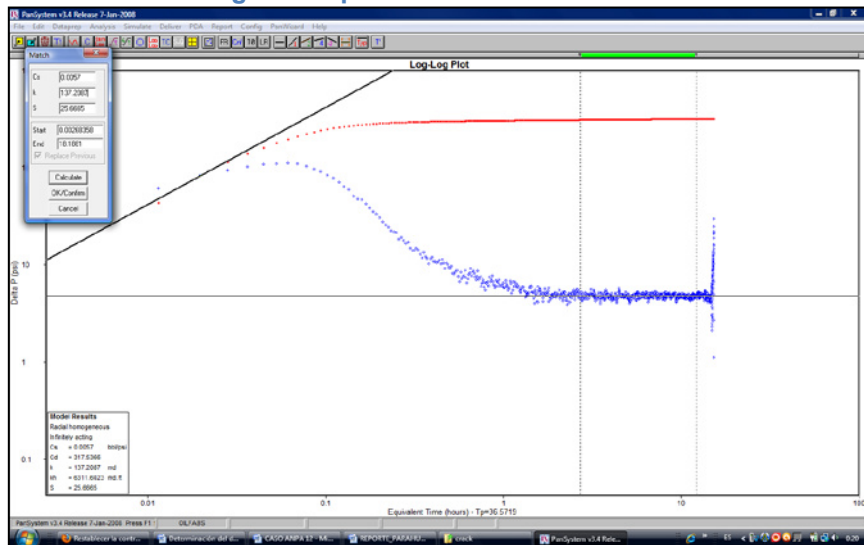
20. Ahora regresamos a la gráfica “LOG – LOG”, elegimos la opción “ANALYSIS – SUGGEST MODEL – SET MODEL (aceptamos)” para elegir el modelo, que en este caso sería el “RADIAL HOMOGENEOUS” e “INFINITELY ACTING” que son los que más se ajustan a nuestro caso resultante de la prueba.

Fig. 6.24. Recuadro para elegir el Modelo de Empuje del Reservorio



21. A continuación se aplica la opción “SIMULATE – QUICK MATCH”, donde vamos a copiar los valores de “Cs”, “k” y “S” obtenidos de la gráfica “LOG-LOG”.

Fig.6.25. Aplicación del Quick Match



22. Elegimos la opción “CALCULATE” y obtendremos gráficas adicionales las cuales intentaremos coincidir en la mayor cantidad de puntos posibles haciendo modificaciones a los valores de “Cs”, “k” y “S”.

Fig. 6.26. Aplicación del Quick Match en la gráfica LOG-LOG

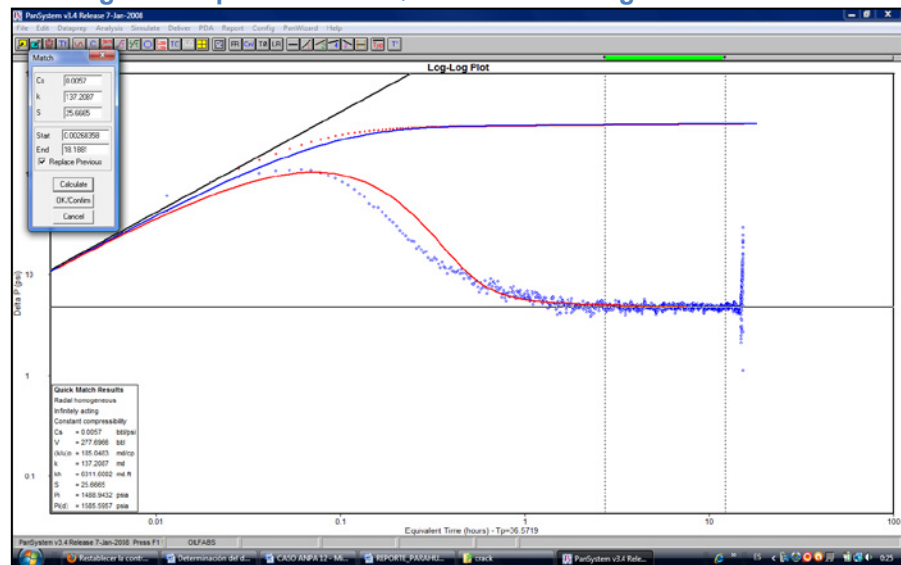
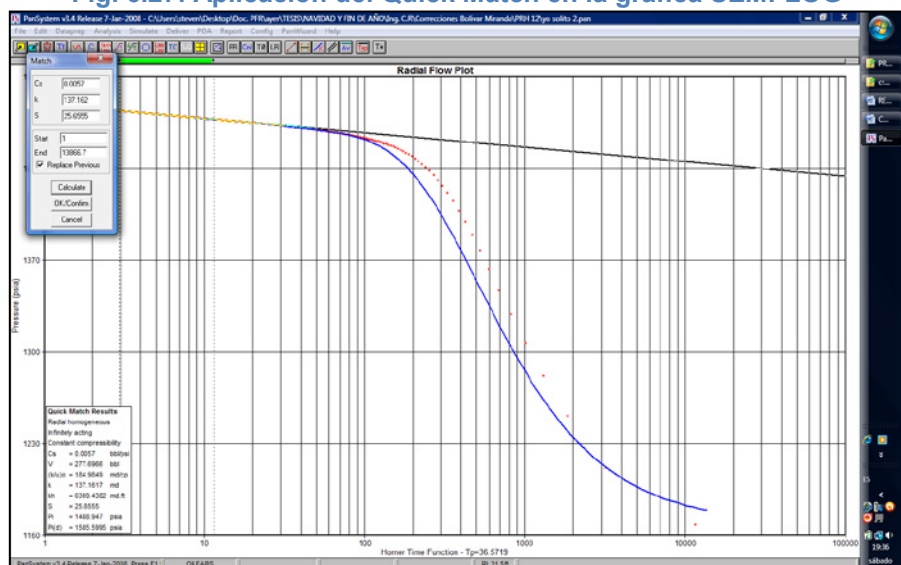


Fig. 6.27. Aplicación del Quick Match en la gráfica SEMI-LOG



23. Haciendo modificaciones a los valores de “Cs”, “k” y “S”, en la gráfica “SEMI LOG” tratamos de hacer coincidencia en la mayor cantidad de puntos, en este caso obtenemos los siguientes resultados.

Fig. 6.28. Mejor coincidencia obtenida con la Aplicación del Quick Match en la gráfica SEMI-LOG

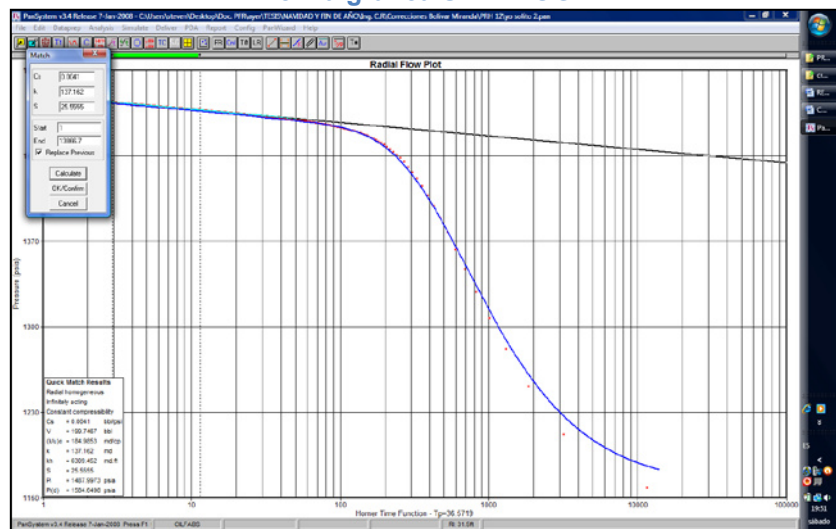
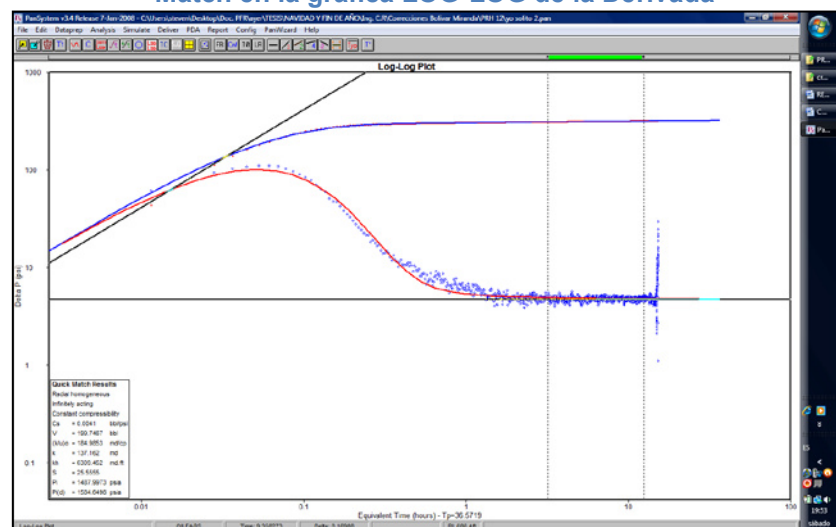


Fig. 6.29. Mejor coincidencia obtenida con la Aplicación del Quick Match en la gráfica LOG-LOG de la Derivada



24. A continuación para determinar la gráfica del IPR seleccionamos la opción “DELIVER” e ingresamos los datos de presiones de flujo y rata de flujo para el total de los fluidos, para el agua y para el petróleo.

Fig.6.30. Recuadro para ingreso de Datos para obtener el IPR

Injection Well Using - Interpretatio

Layer Parameters:

Layer Pressure: 1484.883 psia Dietz Shape Factor: Use default 31.62

Bubble Point (Pb): 1283.298 psia Drainage Area: Use default 640 acres

Transient Test Data:

Permeability (K): Use default 137.509 md Skin (S): Use default 25.6295

Productivity Index (J): 1.48633 STB/day/psi ADF: 1356.76 STB/day

Production Test Data:

	Test Point 1	Test Point 2	Test Point 3	
Flowing Pressure:	0	1168	0	psia
Flow Rate	0	480	0	STB/day

Estimated Shut-in Pressure: 1484.883 psia

Productivity Index (J): 1.53709 STB/day/psi ADF: 1403.09 STB/day

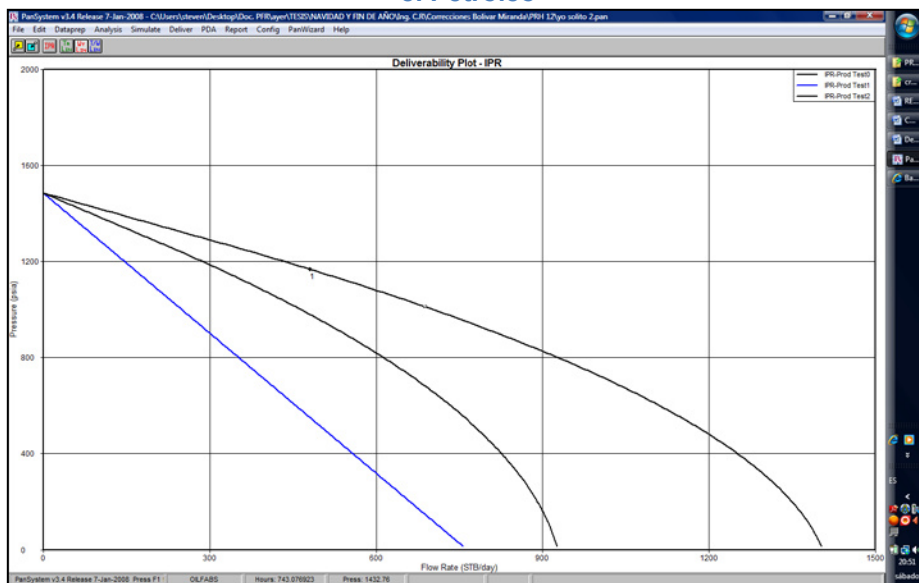
OK Cancel Calculate Model Parameters

PAGE

PLOT: 0

25. Finalmente con la opción “WT” obtenemos las 3 graficas del IPR (fluido total ; agua y petróleo) :

Fig. 6.31. Gráfica del IPR para el Total de los Fluidos, para el Agua y para el Petróleo



6.1. Resultados Obtenidos de la Interpretación

1. Resultados de los tiempos de la prueba

Tabla 6.1. Tiempos de Prueba

TIEMPOS	(HORAS)
t1	3.26
t2	39.84
t3	66.29

TIEMPO DE PRODUCCIÓN: 36.58 HORAS

TIEMPO DE CIERRE: 26.45 HORAS

2. Resultados de las Curvas Tipo:

MÉTODO DE HORNER:

Tabla 6.2. Resultados Método de Horner

CARACTERÍSTICA	VALOR
PENDIENTE:	10.95 psi / ciclo
DRAWDOWN:	316.5 psi
K (h =38'):	137 md
S:	25.5
P*:	1488 psi
P @ 1[HR]:	1472 psi

MÉTODO DE DERIVADA:

Tabla 6.3. Resultados Método de la Derivada

CARACTERÍSTICA	VALOR
K (h=38'):	137 md
S:	25.55
Delta Skin:	243.3 psi
T mach:	39.8371 hrs
P match:	1168.353 psi
Cs:	0.0041 bbls/psi
P i (sensor):	1488 psi
P i (mp):	1585 psi
FE:	0.24
R inv.:	994.33 ft

3. Resultados de los Modelos:

Tabla 6.4. Resultados Tipos de Modelos en el Reservorio

MODELOS	TIPO
MODELO DE ALMACENAJE:	CONSTANTE
FLUJO EN EL RESERVORIO:	FLUJO RADIAL
MODELO DEL LÍMITE:	INFINITO

4. Resultados de Productividad:

Tabla 6.5. Resultados Índice de Productividad

INDICE DE PRODUCTIVIDAD	VALOR
J ACTUAL:	1.516 [bbls/d]/psi
J IDEAL:	6.56 [bbls/d]/psi
EF:	0.237
Q MÁX:	1403 [bbls/d]

$$P_{wf} = 1168.3 \text{ psia}$$

$$P_{ws} = 1484.8 \text{ psia}$$

$$\text{Drawdown} = P_{ws} - P_{wf} = 316.5 \text{ psia}$$

$$Q_t = 480 \text{ bbl/d}$$

$$D_{ps} = 0.87 * m * S = 0.87 * 10.95 * 25.55 = 243.40 \text{ psi}$$

$$J_{ACT.} = \frac{Q}{(P_{ws} - P_{wf})} = \frac{480}{316.53} \rightarrow J_{ACT.} = 1.516 \left[\frac{bbl/d}{psi} \right]$$

$$J_{IDEAL} = \frac{Q}{[(P_{ws} - P_{wf}) - Dps]} = \frac{480}{316.53 - 243.40} \rightarrow J_{ACT.} = 6.56 \left[\frac{bbl/d}{psi} \right]$$

$$EF = \frac{J_{ACT.}}{J_{IDEAL}} = \frac{1.516}{6.56} \rightarrow EF = 0.237$$

CAPITULO 7

7. CASO DEL POZO ANPA-15D

7.1. Ubicación

El pozo ANPA-15D se encuentra en el eje norte de la estructura del campo ANPA con una LONGITUD:76⁰42'45'' y una LATITUD:0⁰6'31''

7.2. Antecedentes

El pozo ANPA 15D es un pozo del tipo direccional prácticamente nuevo, cuyas operaciones de completación comenzaron el 5 de Julio del 2010, luego de la cual se procede a disparar la arena "T inferior" el 12 de Julio en los siguientes intervalos:

Tabla 7.1. Intervalos disparados en el Pozo ANPA-15D

INTERVALOS	BASE (fts)	TOPE (fts)	LONGITUD (fts)
1	10098	10087	11
2	10106	10099	7
3	10116	10110	6
4	10134	10121	13

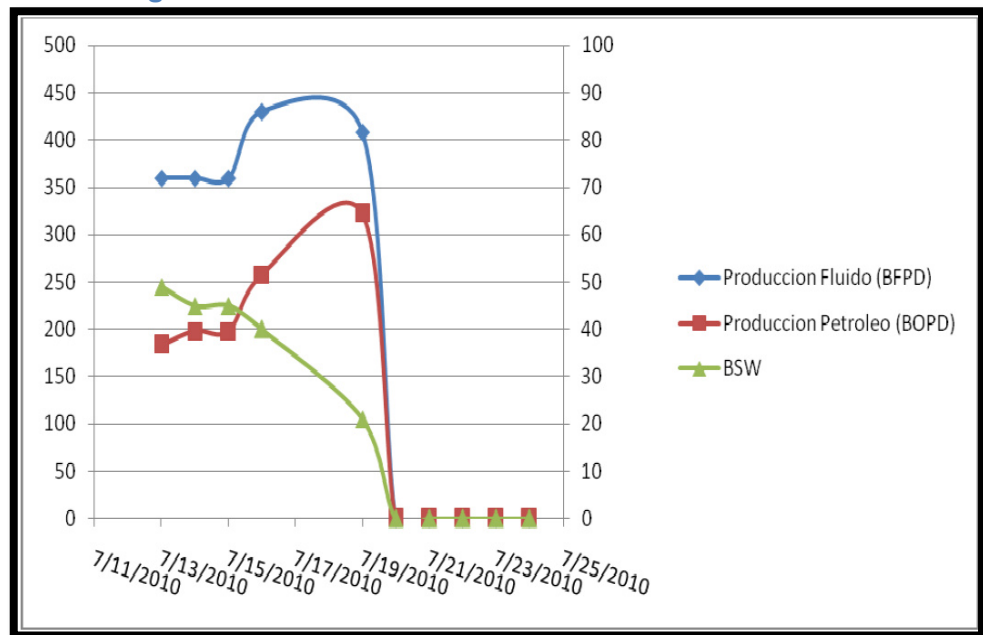
Se inicia la evaluación de producción del pozo el 13 de Julio del 2010 con los siguientes resultados:

Tabla 7.2. Resultados de la Prueba de Producción del Pozo ANPA-15D

Fecha	Producción Fluido	BSW %	Producción Petróleo
	BFPD		BPPD
7/13/2010	360	49	183.6
7/14/2010	360	45	198
7/15/2010	360	45	198
7/16/2010	360	33	258
7/19/2010	408	21	322.32

El día 20 de julio se para la evaluación y se realiza cambio de fluido del pozo por fluido de control especial para proceder a bajar la B.E.S. sin embargo el pozo toma mucho de este nuevo fluido y posteriormente ocurre un repentino descenso en la producción como se puede observar en el respectivo diagrama de producción (Fig. 7.1.). A partir del 22 de julio no se tiene producción del pozo.

Fig. 7.1. Historial de Producción del Pozo ANPA-15D



Análisis posteriores determinaron que la repentina y drástica caída de la producción del pozo fue debido a que se generó un daño severo en la formación cuyas causas se detallan a continuación.

7.3. Causas del Daño de Formación

Las causas que generaron el daño de formación en la arena Napo "T" inferior del pozo ANPA 15-D son las siguientes:

1. Daño por invasión de fluidos de completación (Agua fresca).
 - ✓ Daño por emulsión por fluidos de completación no compatibles con el reservorio.

- ✓ Daño por hinchamiento de arcillas por el cambio de salinidad.
- 2. Daño por invasión de sólidos introducidos durante los trabajos de reacondicionamiento.
- 3. Daño por lodo de perforación.

El daño inducido a la formación Napo "T" inferior es considerado muy alto y de diferente profundidad de invasión por lo que el pozo tuvo que ser cerrado debido a su escasa productividad.

Es entonces que se considera el hecho de que esta productividad podría ser mejorada si es que se puede sobrepasar el daño de formación, lo cual solo se podría lograr si se le aplicara a la formación un "skin frac" mediante la técnica del fracturamiento hidráulico.

Pero antes de poner en práctica este tipo de estimulación, se tenía que proceder a revisar ciertos parámetros que el pozo tenía que cumplir para considerarlo como apto para la ejecución del fracturamiento.

7.4. Parámetros de Selección

Los parámetros tomados en cuenta fueron los siguientes:

1. *Daño*: Esta técnica de estimulación es aplicable solo cuando existe daño de formación de gran profundidad, y mejor aún cuando este es considerado como severo.
2. *Producción*: Necesariamente un trabajo de estimulación de esta envergadura solo tiene razón de ser si el pozo a intervenir presentaba una buena producción antes de que surgiera el daño, lo que abriga la esperanza que una vez concluido los trabajos de estimulación se va a volver a tener una producción muy cercana a la que se tenía ó una superior a esta en el peor y en el mejor de los casos respectivamente. Además también se debe considerar el volumen de petróleo INSITU.
3. *Permeabilidad*: Tiene que estar en los rango de 0,1md a 1md para ejecutar una fractura larga (>100ft) y de 1md a 10md para ejecutar una fractura corta (\leq 100ft).
4. *Condición del cemento*: Tiene haber una buena cementación entre el casing y la pared del pozo.
5. *Litología*: Presencia de buenas barreras naturales tanto sobre como debajo de la zona de interés.

6. *Completación de pozo:* Se debe analizar la completación para tener una mejor idea del procedimiento a seguir para la ejecución de la fractura.
7. *Contactos agua/petróleo:* La zona a fracturar no debe poseer este tipo circunstancia.
8. *Porosidad:* Tiene que estar en un rango de 10% a 20% para la ejecución de una fractura larga y de 20% a 25% para la ejecución de una fractura corta.
9. *Análisis del fluido de la formación:* Se debe disponer de este tipo de información para poder elaborar un fluido de tratamiento que sea compatible con el de la formación, ya que si no se tiene en cuenta esto se podría causar más daño a la formación debido al hinchamiento de las arcillas y a la migración de finos principalmente.

7.5. Análisis de los Parámetros

De acuerdo al diagrama de producción que se muestra en la Fig. 7.1 podemos ver que el pozo presentaba antes de la presencia del daño una producción de petróleo diaria bastante aceptable con una media de 210 [BBL/D] cuando la producción de fluido era de 360 [BBL/D].

A continuación se presenta un análisis de los parámetros petrofísicos obtenidos de la zona de interés.

ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS PETROFÍSICOS

Tabla 7.3. Parámetros Petrofísicos de la Arena Napo "T" Inferior

ARENA	Ho (fts)	∅ (%)	Sw (%)	Vcl (%)
"T inferior"	>25	14%	18.1	>10

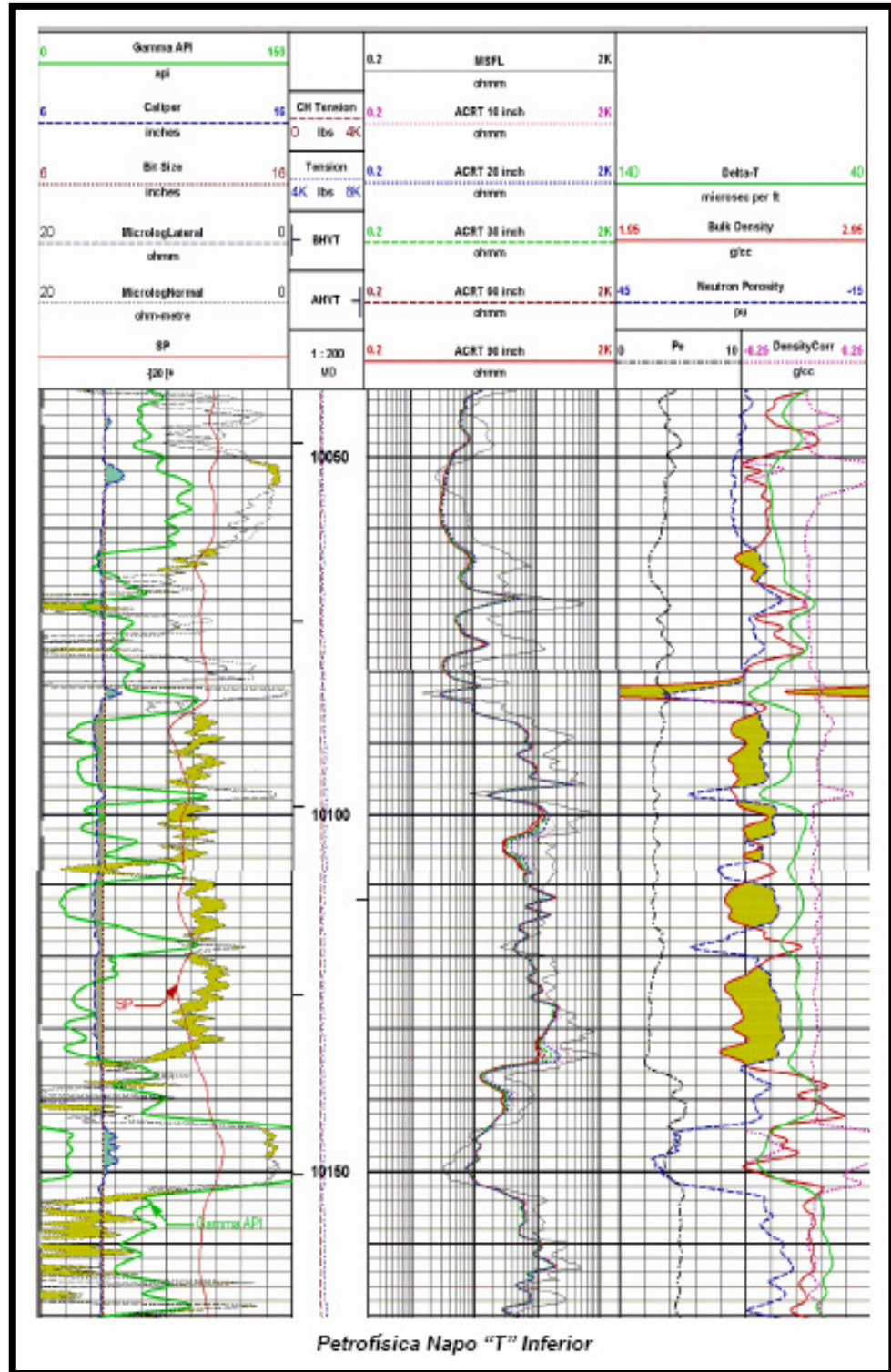
Como se puede observar, la arena Napo "T" Inferior tiene buenas propiedades petrofísicas y no se observa un contacto agua-petróleo evidente en la zona productora.

Adicional en el registro eléctrico se observa que se tiene una muy buena barrera natural en la parte inferior y en la parte superior se tiene una arena sucia y arriba de esta una lutita que ayudarán a frenar el crecimiento vertical de la fractura.

Por lo tanto hay muy buenas posibilidades de contener la fractura en el intervalo de interés.

ANÁLISIS DE LA PETROFÍSICA

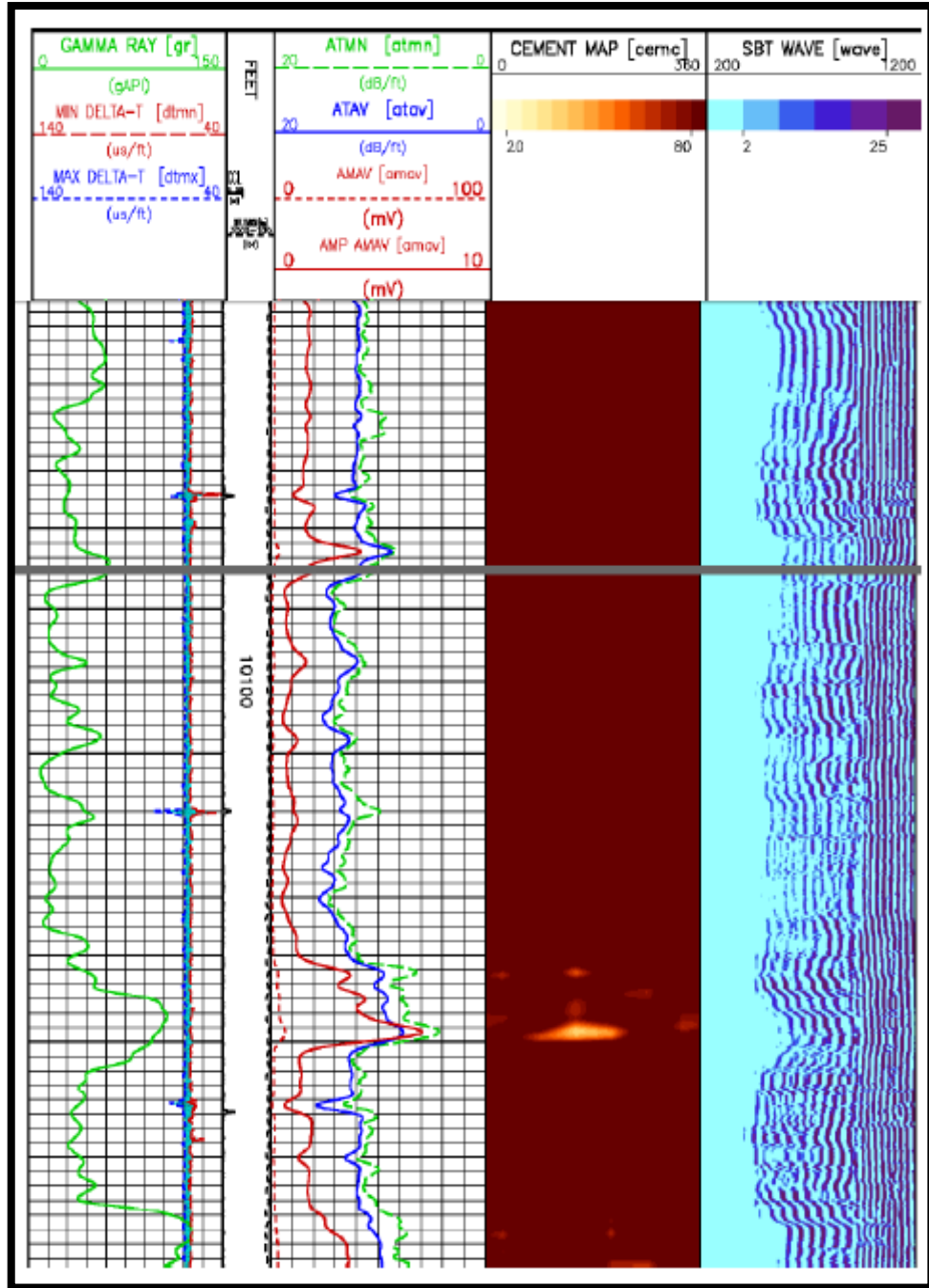
Fig. 7.2. Registros de la Petrofísica de la Arena Napo "T"



ANÁLISIS DE LOS REGISTROS DE CEMENTACIÓN

De acuerdo al registro de cementación se tiene buen cemento tanto arriba y abajo del intervalo.

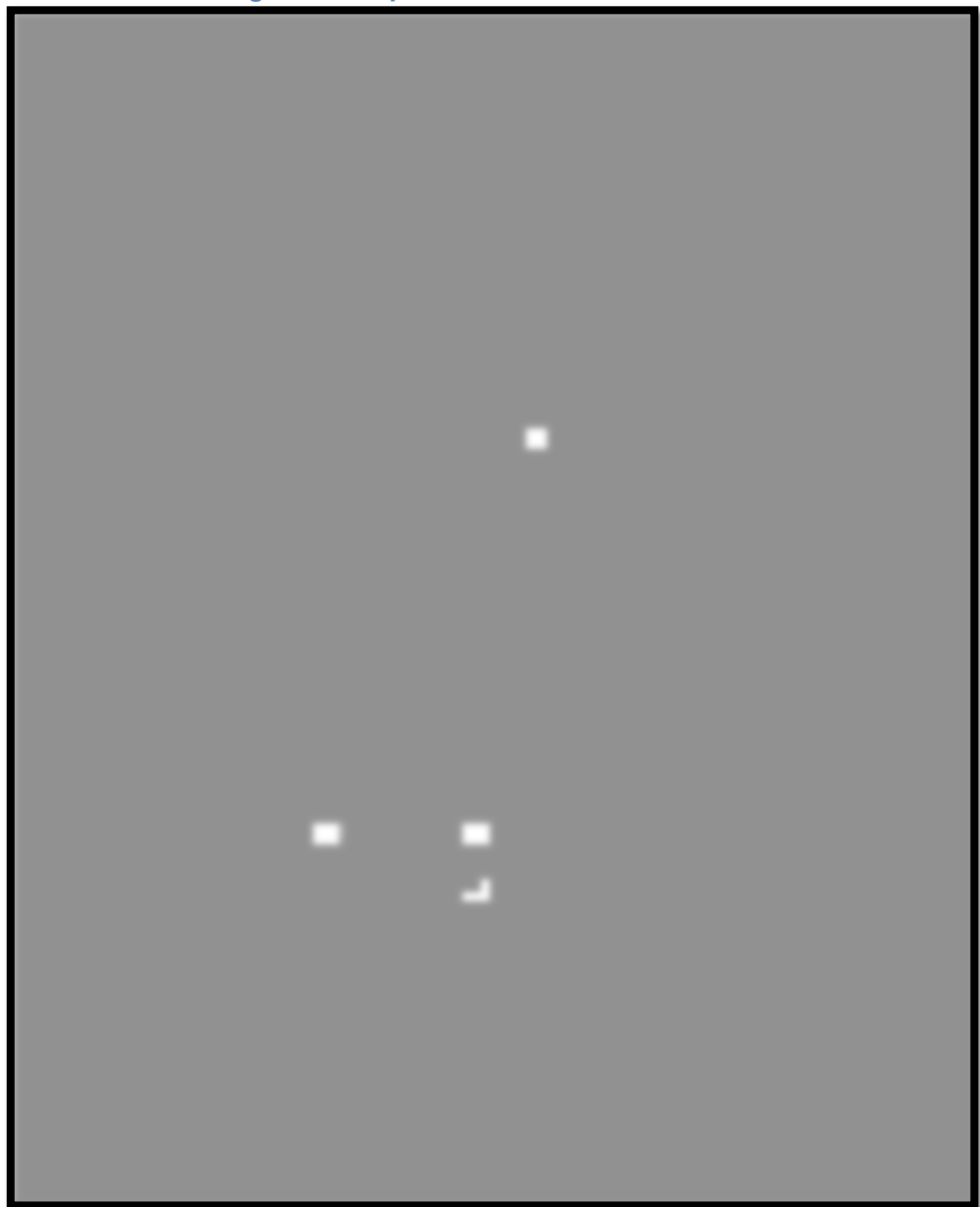
Fig. 7.3. Registros de Cementación de la Arena Napo "T"



ÁNALISIS DE LA COMPLETACIÓN DEL POZO

El análisis de la completación del pozo ayudó a establecer que antes de proceder a ejecutar el fracturamiento se tendría primero que aislar la zona “U inferior”, para que esta no se vea alterada con el fluido de fracturamiento que se iba a inyectar en la arena “T inferior”.

Fig. 7.4. Completación del Pozo ANPA-15D



PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Los datos de los fluidos del reservorio que se usaron se muestran a continuación en la siguiente tabla:

Tabla 7.4 Propiedades de los Fluidos del Pozo ANPA-15D

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS:	1.249
FACTOR VOLUMÉTRICO:	1.301 [BY/BN]
VISCOSIDAD :	0.597 [CP]
Sw:	17%
So:	83%
GOR:	396

PROPIEDADES DEL RESERVORIO

Los datos del reservorio que se usaron se muestran a continuación en la siguiente tabla:

Tabla 7.5 Propiedades del Reservorio

PROPIEDADES DEL RESERVORIO	
ESESOR TOTAL (h):	52 [ft]
ESESOR DISPARADO (hw):	35[ft]
RADIO DEL POZO :	0.29 [ft]
POROSIDAD:	14%
COMPRESIBILIDAD TOTAL:	2.75E-5 [psi-1]
PRESIÓN DE RESERVORIO:	1100 [psi]
TEMPERATURA DE RESERVORIO:	220 [F]
GRADIENTE DE FRACTURA:	0.55 [psi/ft]
MODULO DE YOUNG:	3.5 - 4.5 [Mpsi]
PERMEABILIDAD:	200 [md] - 1 [D]
API DEL PETROLEO:	28 -32 [API]
VISCOSIDAD DEL PETROLEO:	1.7 [cp]

7.6. Resultado y Determinación luego del Análisis de los Parámetros de Selección

Luego de revisar y analizar la información disponible, se pudo concluir que el pozo ANPA-15D puede incrementar considerablemente su producción mediante skin frac de los intervalos [10,087' – 10,098'] (11'); [10,099' – 10,106'] (7'); [10,110' – 10,116'] (6'); [10,121' – 10,134'] (13') en la arenisca "T" Inferior.

Los principales objetivos del Skin Frac serían:

- Sobrepasar el alto daño del pozo.
- Minimizar el drawdown de producción para así evitar la migración de finos o posible producción de material de apuntalante.
- Reactivar la producción del pozo ANPA-15D debido a que este se encontraba cerrado.

7.7. Diseño de Fractura

El proceso de diseño de una fractura consiste en dos puntos bien específicos:

1. Un análisis sobre las propiedades de los fluidos y de la roca reservorio, cuyos resultados servirán para luego proceder a

desarrollar un fluido especial, el cual se inyectará al pozo como primer paso de todo el proceso de fractura, este fluido especial ayudará a contrarrestar cualquier desequilibrio que pudiera existir en la formación cuando el fluido de fracturamiento haga contacto con la roca reservorio, cabe recalcar que este fluido de fracturamiento también se lo elabora en base al análisis de las propiedades de los fluidos y de la roca reservorio.

2. El segundo punto consiste en ingresar todos los datos del pozo, de los fluidos y de la roca reservorio en un sistema computacional llamado Frac CADE, el cual es un simulador que nos ayudará a predecir ciertos parámetros de la fractura tales como su longitud, altura y ancho, así también como el respectivo programa de bombeo del fluido fracturante y apuntalante.

En el caso del pozo ANPA-15D tenemos lo siguiente:

7.7.1. Preflujo ONE STEP GP y Fluido Fracturante YF130 HTD

En el campo ANPA en la formación "T" Inferior se tiene un alto contenido de arcillas >10% (Caolinita) por lo tanto es recomendable antes de realizar el fracturamiento hidráulico bombear One STEP GP, el cuál es un sistema de ácido

gelificado que permite controlar permanentemente la migración de finos en formaciones areniscas que presentan este tipo de mecanismo de daño y tengan arcillas sensibles. Este fluido es bombeado antes del fracturamiento y debe permanecer en remojo en la formación por lo menos durante 2 horas.

Beneficios:

1. Control de migración de finos
2. Remoción de lodo de perforación
3. Estabilizador de arcillas
4. Penetración más profunda
5. Probabilidad de precipitación reducida

Además, según el análisis respectivo se propone utilizar el sistema YF130HTD como fluido de fractura, con la finalidad de mejorar la eficiencia hidráulica de la fractura, lo cual llevaría a obtener la geometría de fractura necesaria para obtener el incremento de producción deseado.

Para el sistema YF130HTD las letras YF quieren decir que se trata de un fluido activado, la serie 100 significa que se está

utilizando un gel lineal basado en “GUAR”, con una carga de polímero equivalente a 30 gal/1000 gal. Las letras HTD (High Temperature Delayed) significan que el fluido es retardado y para alta temperatura.

7.7.2. Simulador de Fractura Hidráulica

Con la finalidad de determinar el programa de bombeo se utiliza el simulador Frac CADE, para dicho propósito utilizamos información de registros eléctricos y propiedades mecánicas de roca promedias para el tipo de roca encontrada.

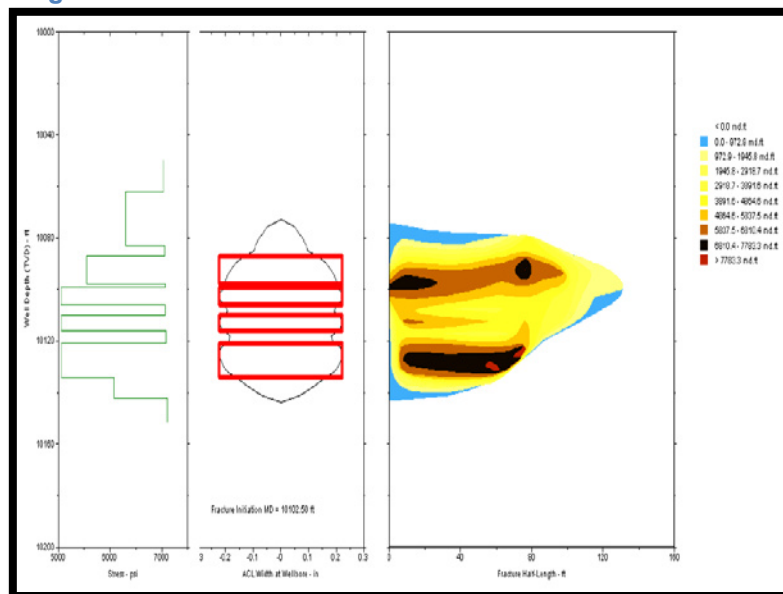
El simulador indica los siguientes resultados, luego de la utilización de los datos disponibles al momento:

Tabla 7.6. Resultados de la Simulación de la Fractura

Propped Fracture Half-Length.....	142.5 ft
EOJ Hyd Height at Well.....	70.8. ft
Average Propped Width.....	0.210 in
Net Pressure.....	2023 psi
Efficiency.....	0.173
Effective Conductivity.....	5572 md.ft
Effective Fcd.....	0.2
Max Surface Pressure.....	5922 psi

En resumen, se estaría logrando una longitud media apuntalada de 142 pies, con una altura de 70.8 pies y un ancho de fractura de aproximadamente 0.210 pulgadas. La gráfica siguiente muestra la geometría de la fractura, largo, ancho y altura de la misma. Adicionalmente se muestra la concentración de apuntalante, medido en libras por pie cuadrado a lo largo del área fracturada. A la izquierda se mira el contraste de esfuerzos y al medio se ve el ancho de la fractura.

Fig. 7.5. Geometría de la Fractura calculada con FRAC CADE



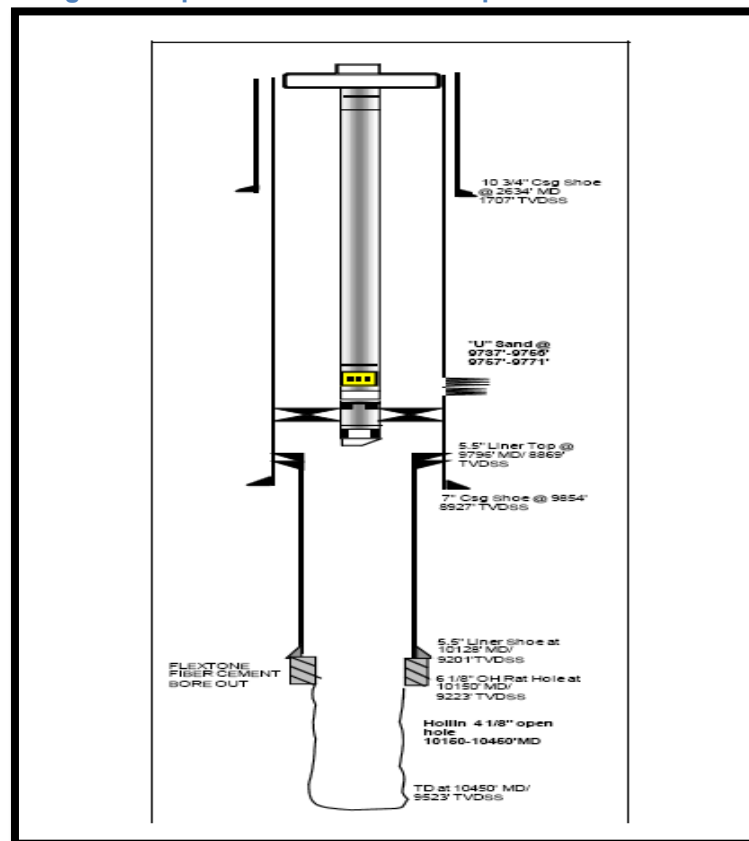
Además el simulador nos indica que el correspondiente programa de bombeo para lograr esta geometría, necesita un caudal de bombeo de 18 BPM y el bombeo de 37000 lb de apuntalante Carbolite 20-40

7.8. Programa de Work-Over y Procedimiento para Fracturamiento Hidráulico

El procedimiento que se llevó a cabo para la ejecución del fracturamiento del pozo ANPA-15D se detalla a continuación:

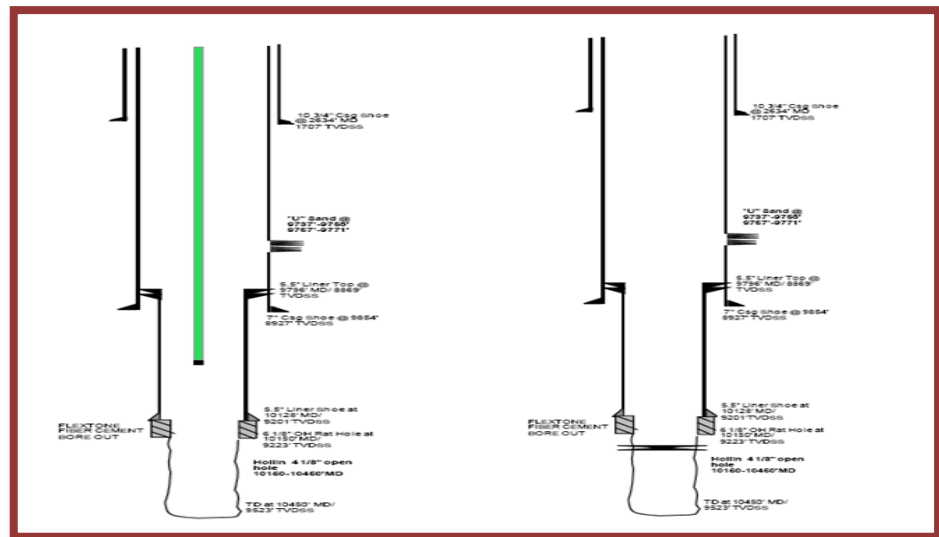
1. Se movilizó torre de reacondicionamiento a la locación del pozo.
2. Se controló el pozo con salmuera KCL4% proporcionado por SLB WS.
3. Se desarmó el cabezal de pozo, se armó BOP y se probó.
4. Se sacó completación actual del pozo.

Fig. 7.6. Representación de la Completación del Pozo



5. Se bajó sarta de limpieza (broca y scrapper), y se acondicionó casing de 7" hasta los 10,200'.

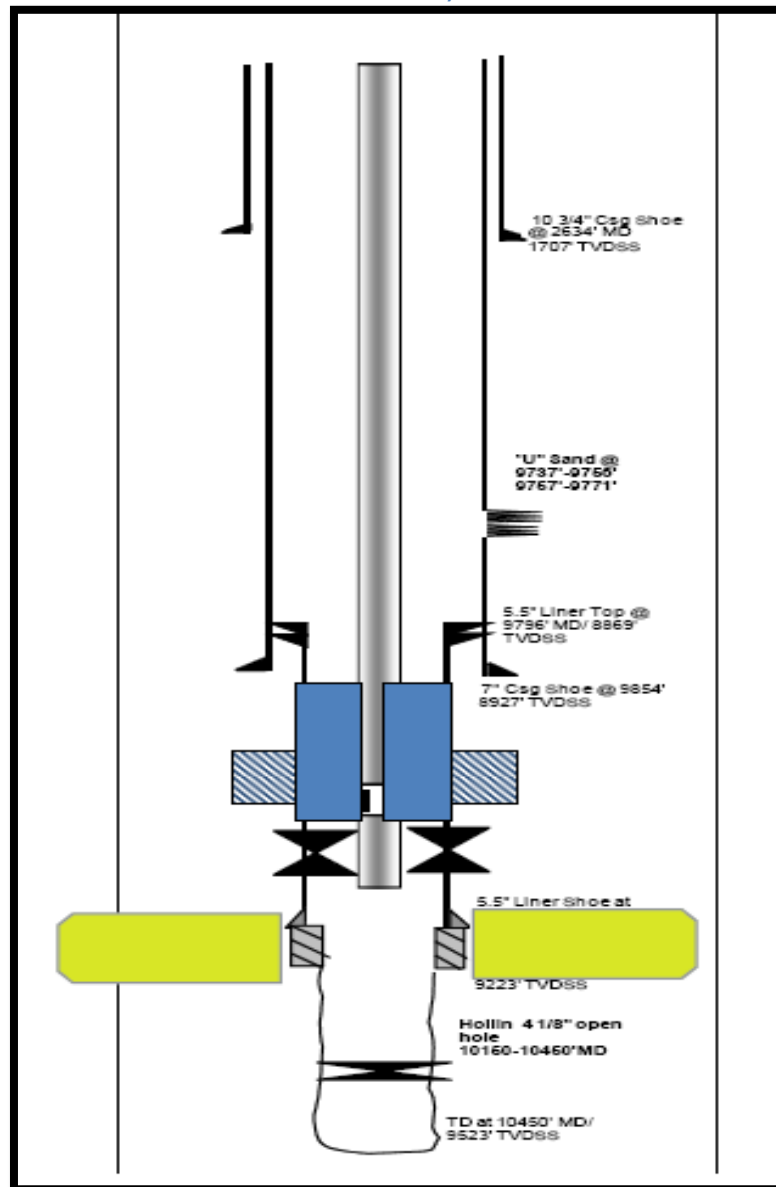
Fig. 7.7. Representación de la Sarta de Limpieza y el Acondicionamiento del Pozo



6. Se bajó sarta de fracturamiento, probando con 3.500 psi cada 2.000 pies.
7. Se asentó packer a 9,950'
8. Con Slick Line se recuperó standing valve.
9. Se armó equipo de Well Services para fracturamiento hidráulico.
NOTA: El taladro suministró un estimado de 1000 bbls de agua fresca para realizar la mezcla de los fluidos de tratamiento.
10. Se realizó prueba de líneas de Schlumberger con 9,500 psi contra válvula de tapón en cabezal de pozo.
11. Se Realizó cambio de fluido y se colocó gel viscoso en la zona U Inferior.

12. Se bombeó 3800 gal de OneSTEP @ 16 bpm y se dejó en remojo a la formación por 2 horas.

Fig.7.8. Representación de la Sarta de Fracturamiento, la Píldora Aisladora en la Zona "U" y el ONE STEP en la Zona a Fracturar ("T" Inferior)

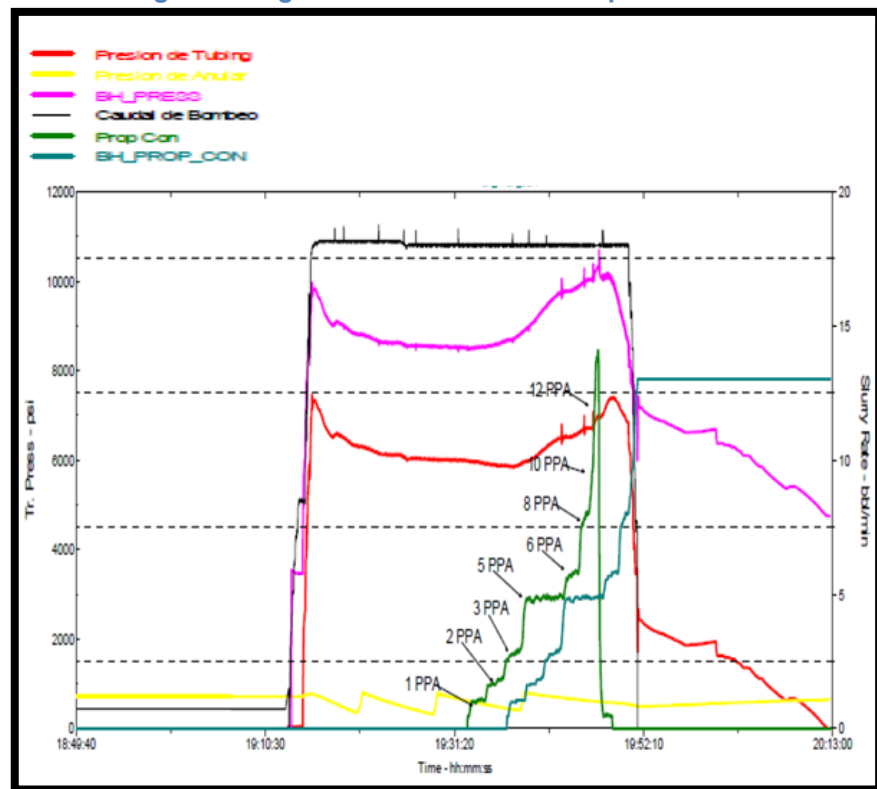


13. Se realizó operación de fracturamiento hidráulico, con la siguiente secuencia:

Tabla 7.7. Programa de Bombeo de los Fluidos al Pozo

Section 1: As Measured Pump Schedule										
As Measured Pump Schedule										
Stg #	Stage Name	Slurry Volume (bbl)	Slurry Rate (bbl/min)	Pump Time (min)	Fluid Name	Fluid Volume (gal)	Proppant Name	Max Prop Conc (PPA)	Prop Conc (PPA)	Prop Mass (lb)
1	PAD	333.3	17.1	19.5	YF130.1HTD	13989	None	0	0.0	23
2	1.0 PPA	34.8	18.0	1.9	YF130.1HTD	1403	CarboLite 20	1.2	1.0	1342
3	2.0 PPA	36.3	18.0	2.0	YF130.1HTD	1418	CarboLite 20	2.0	1.7	2394
4	3.0 PPA	37.7	18.1	2.1	YF130.1HTD	1414	CarboLite 20	3.7	2.7	3880
5	4.0 PPA	39.2	17.9	2.2	YF130.1HTD	1362	CarboLite 20	4.9	4.7	6463
6	5.0 PPA	40.6	18.1	2.3	YF130.1HTD	1406	CarboLite 20	5.0	4.9	6873
7	6.0 PPA	30.1	18.0	1.7	YF130.1HTD	1014	CarboLite 20	5.9	5.6	5685
8	8.0 PPA	16.1	17.9	0.9	YF130.1HTD	512	CarboLite 20	8.1	7.3	3739
9	10.0 PPA	10.3	18.1	0.6	YF130.1HTD	317	CarboLite 20	9.4	8.3	2621
10	12.0 PPA	11.8	18.2	0.7	YF130.1HTD	328	CarboLite 20	13.9	11.7	3849
11	FLUSH	73.3	4.0	18.4	WF130	3001	None	14.1	0.7	2044

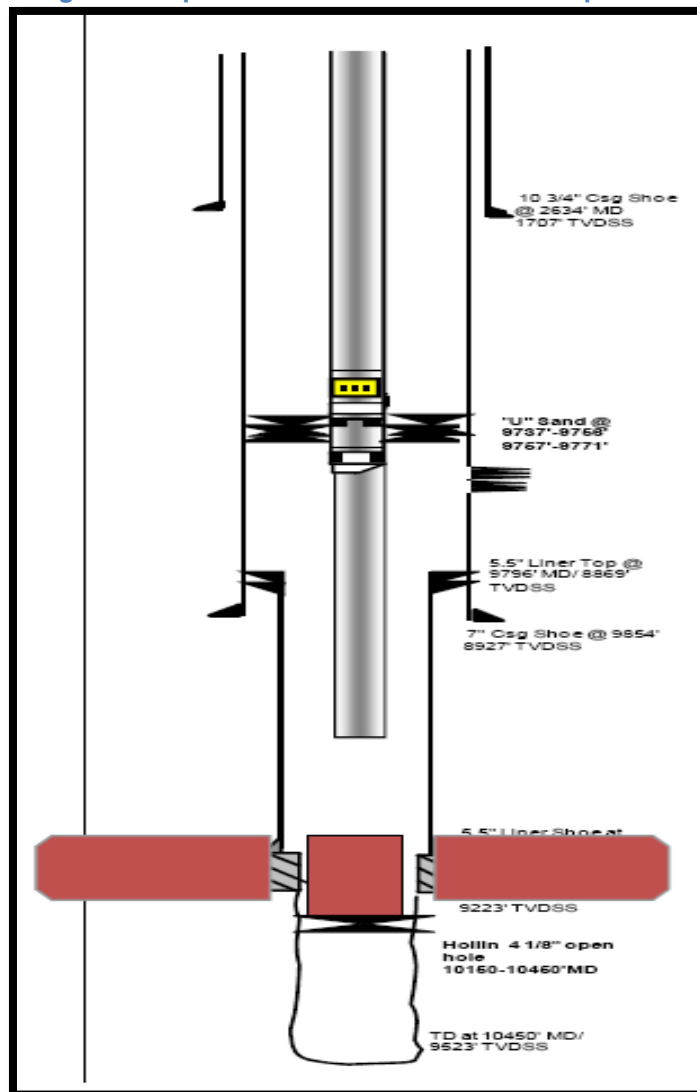
Fig. 7.9. Diagrama de Bombeo del Propante al Pozo



14. Luego se esperó cierre de la fractura liberando presión. (Aproximadamente 1 hora).
15. Se evaluó la cantidad de arena que se tenía en la completación.

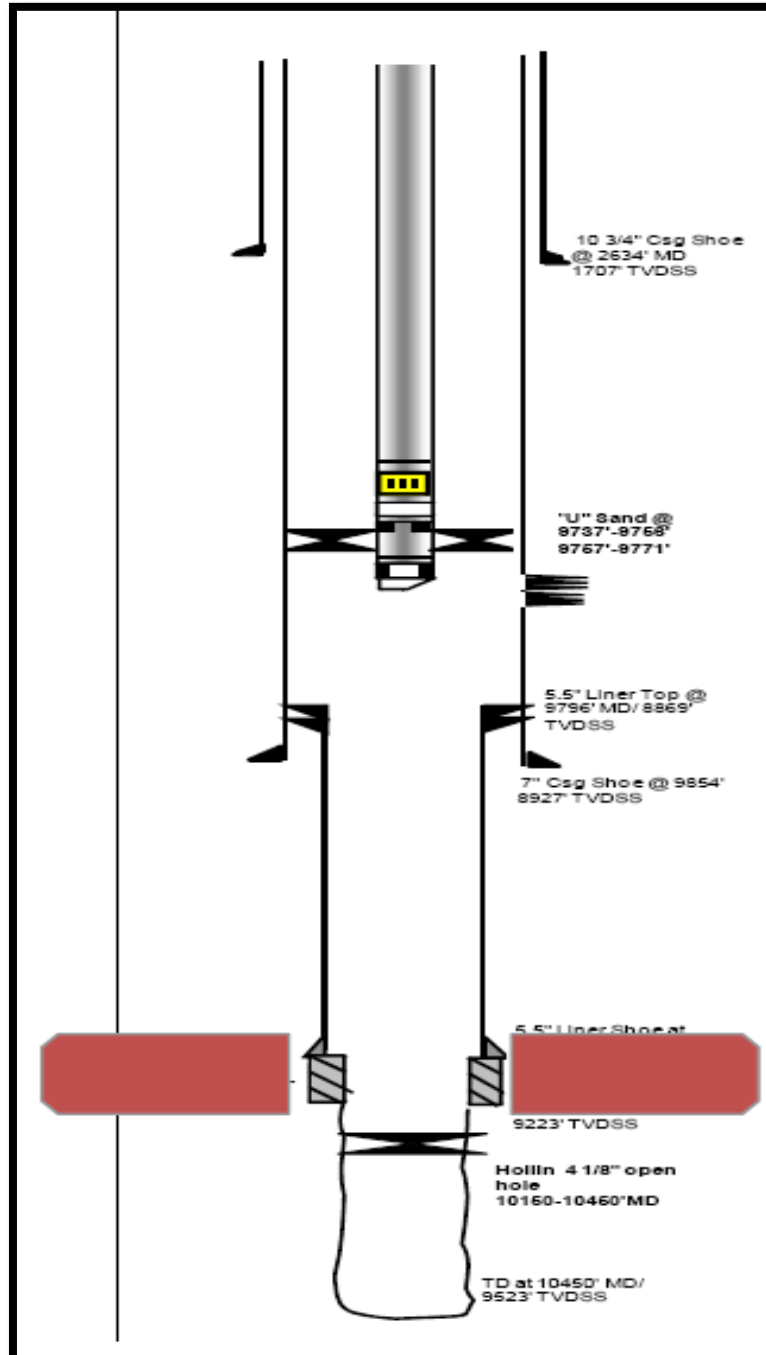
16. Se sacó sarta de fracturamiento y se bajó a limpiar con punta libre. La limpieza se realizó bombeando baches de Gel de fractura, estos baches fueron bombeados a través de la tubería (anular-tubing), y se limpió hasta el fondo de la completación (10250ft), esta operación fue realizada por el taladro, con fluido proporcionado por SLB (KCL 4%).

Fig.7.10. Representación de la Sarta de Limpieza



17. Se bajó sarta de evaluación (bomba tipo Jet)

Fig.7.11. Representación de la Sarta de Evaluación



18. Se recuperó sarta de evaluación

19. Se bajó completación definitiva

20. Se dio por terminadas las operaciones

7.9. Evaluación del Tratamiento

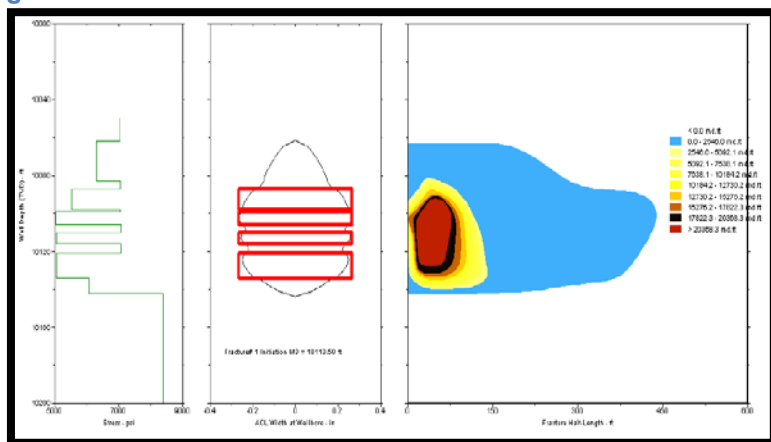
De acuerdo a los datos de presión, caudal, volúmenes de fluido y apuntalante inyectados, se simuló la geometría final de la fractura, obteniéndose los siguientes valores:

Tabla 7.8. Valores de la Fractura Obtenida del ANPA-15D

Propped Fracture Half-Length	179.6 ft
EOJ Hyd Height at Well	81,9. ft
Average Propped Width	0.077 in
Net Pressure	1635 psi
Efficiency	0.229
Effective Conductivity	15385 md.ft
Effective Fcd	0.3
Max Surface Pressure	7361 psi

En realidad se logró obtener una fractura con una longitud media apuntalada de 179.6 pies, con una altura de 81.9 pies y un ancho de fractura de aproximadamente 0.077 pulgadas. La gráfica siguiente muestra la geometría de la fractura largo, ancho y altura de la misma, así como también se muestra la concentración del apuntalante, medido en libras por pie cuadrado a lo largo del área fracturada. A la izquierda se mira el contraste de esfuerzos y al medio se ve el ancho de la fractura.

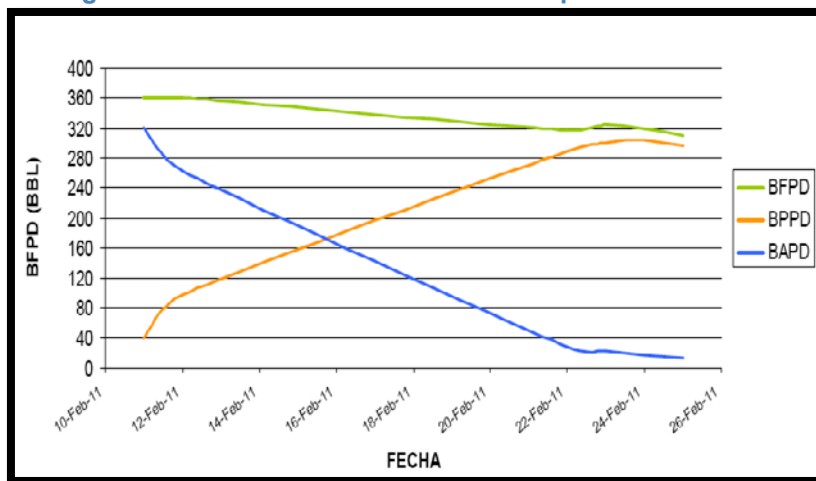
Fig. 7.12. Geometría Real de la Fractura obtenida con FRAC CADE



7.10. Producción Post-Fractura

Los últimos datos de producción del pozo ANPA-15D se pueden observar en el siguiente gráfico:

Fig. 7.13. Producción Post-Fractura del pozo ANPA-15D



La producción del pozo luego del tratamiento de fractura hidráulica esta al momento con un promedio de 331 [BFPD], con un BSW de 4%.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES:

1. Con una fractura de longitud media apuntalada de 179,9 ft, con una altura de 81,9 pies y un ancho de fractura en la cara del pozo de 0.077 pulgadas, la formación Napo "T" Inferior se encuentra produciendo un promedio de 331 [BFPD], incrementando la producción en este mismo número, ya que el pozo debido a su bajo aporte se encontraba cerrado.
2. Debido a las condiciones de presión encontradas durante el trabajo, es posible incrementar la concentración de propante hasta 12 PPA, dejando en la cara de la fractura un ancho de fractura mayor.
3. El tapón realizado antes del fracturamiento hidráulico a la zona U, fue exitoso, ya que se logró mantener una presión constante en el anular durante el trabajo.

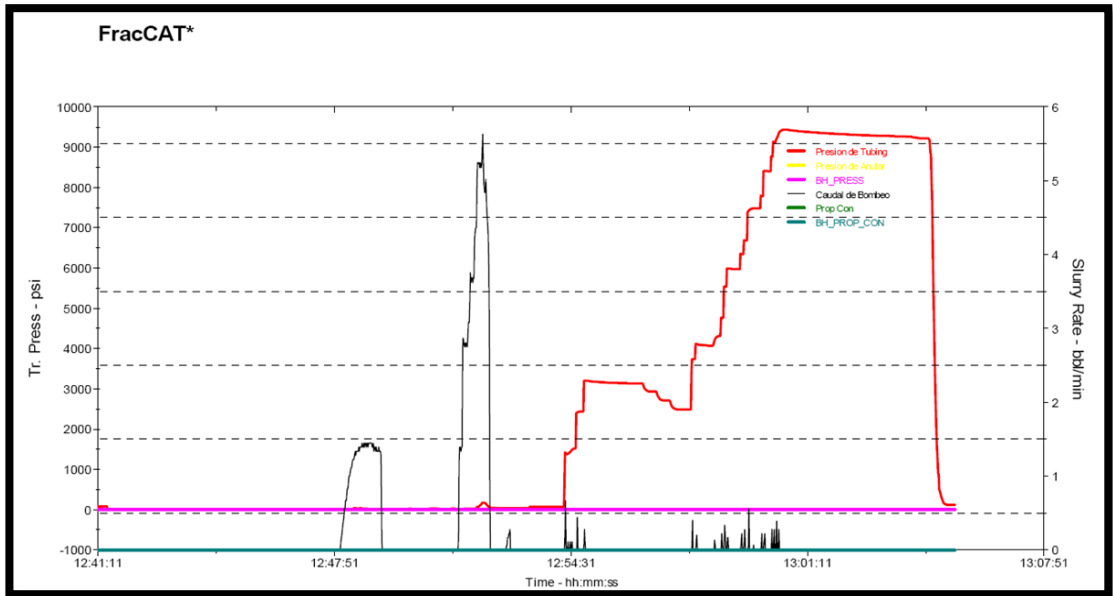
RECOMENDACIONES

1. El bajar directamente una completación con BES hubiera ayudado a una pronta evaluación. En casos como estos, donde se trabaja a una presión muy cercana a la presión de burbuja, se recomienda utilizar separadores de gas que permiten manejar adecuadamente las condiciones a las que el pozo produce. Se recomienda en un futuro, especialmente en pozos, donde se tiene una idea clara de la producción el bajar directamente la bomba eléctrica luego del tratamiento de fracturamiento.
2. Durante todas las operaciones del work-over, ya sea antes o después del tratamiento, se debe controlar el pozo con fluido especial, lo que hará posible el óptimo cuidado del pozo y así se evitará problemas por utilizar fluido no tratado, que fue en sí la razón que originó la presencia del daño en la formación al inicio.
3. En trabajos futuros se recomienda bombear PropNET desde la primera etapa del tratamiento para asegurarse la cobertura de este material en todo el apuntalante bombeado, incrementando la probabilidad de que no retorne apuntalante una vez que el pozo sea puesto en producción.

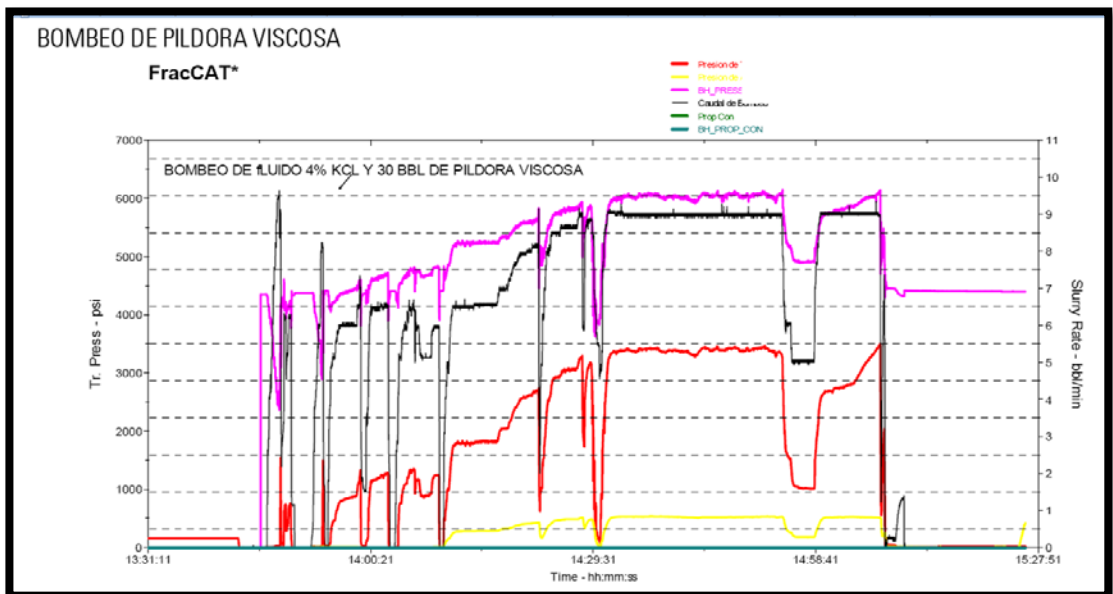
ANEXOS:

ANEXO 1

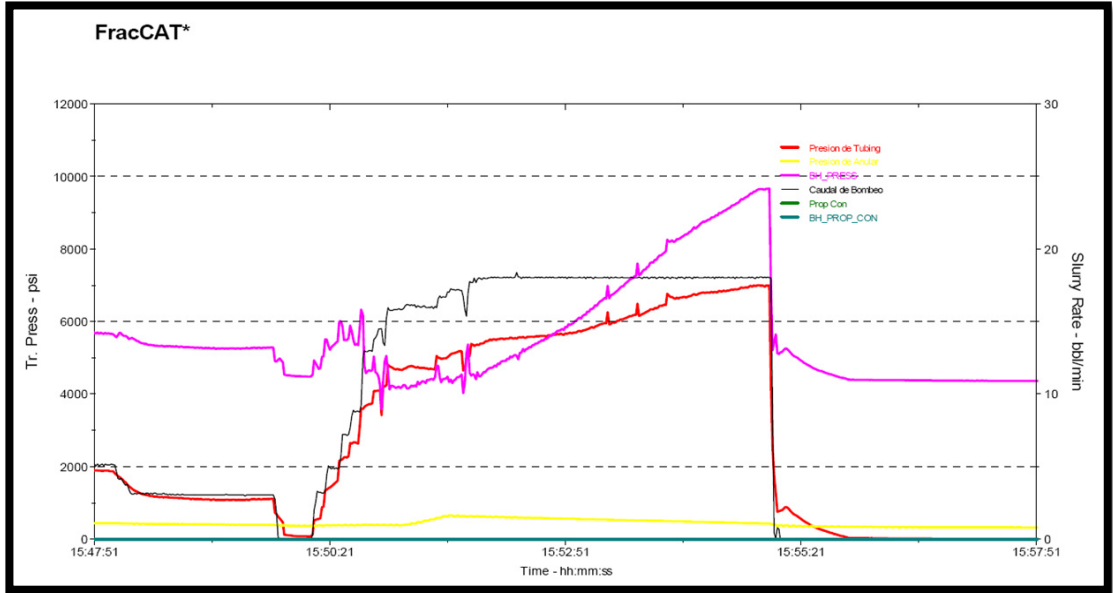
Prueba de Presión:



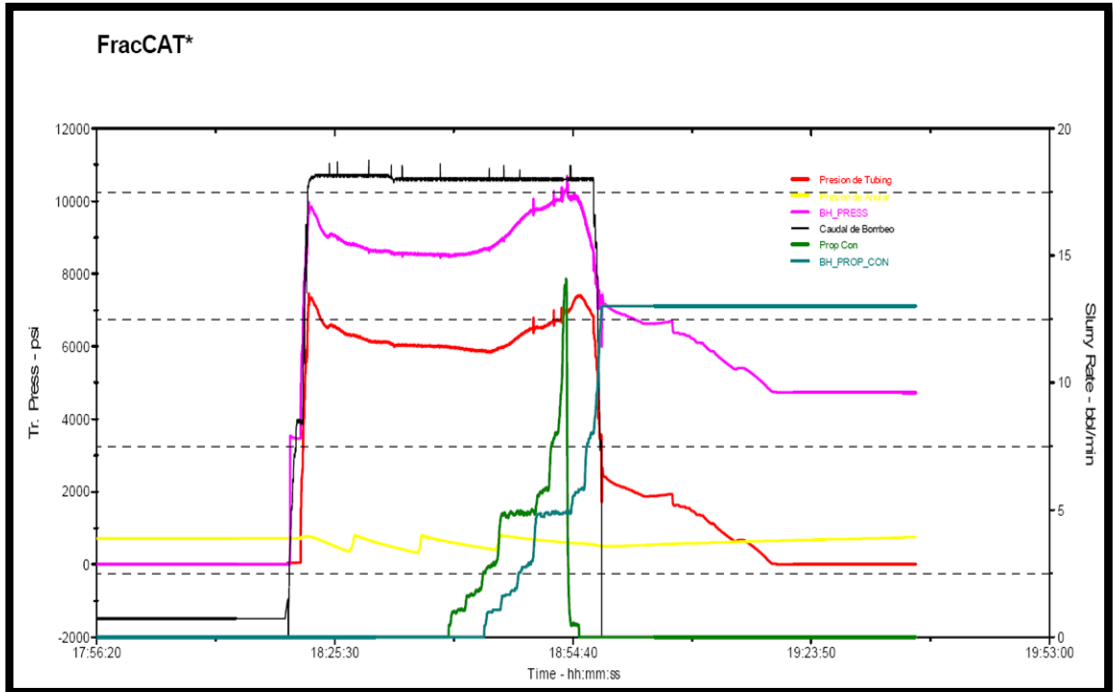
Bombeo de Píldora:



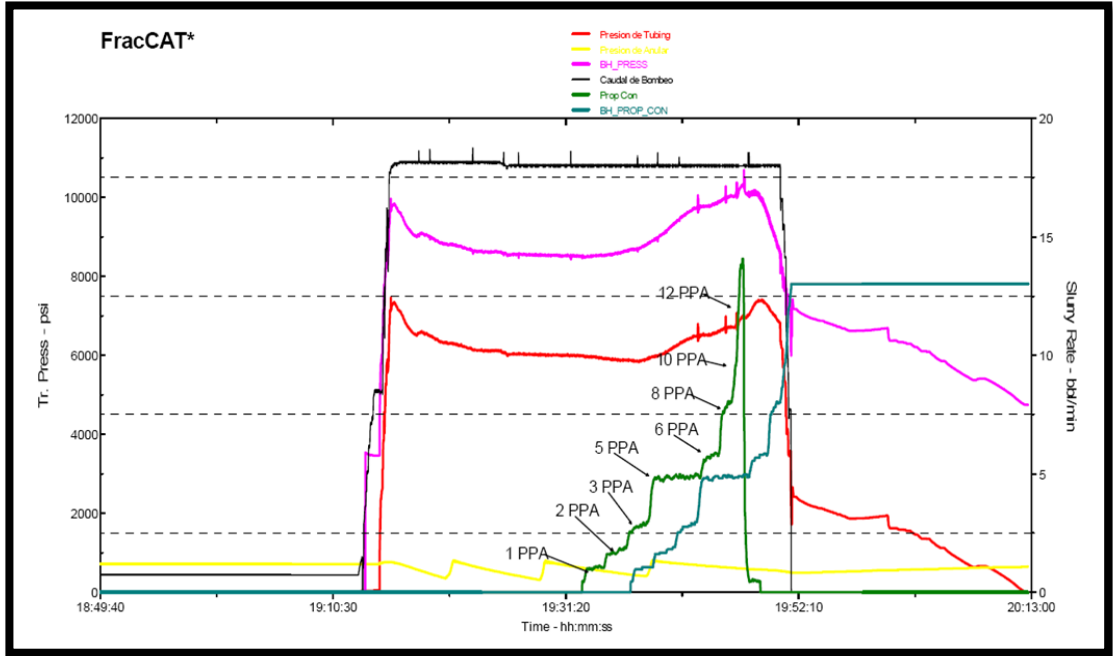
Bombeo del OneSTEP:



Fractura Hidráulica:



Apuntalamiento de Fractura:



ANEXO 2

Reporte del Tratamiento:

Section 1: As Measured Pump Schedule

As Measured Pump Schedule										
Stg #	Stage Name	Slurry Volume (bbl)	Slurry Rate (bbl/min)	Pump Time (min)	Fluid Name	Fluid Volume (gal)	Proppant Name	Max Prop Conc (PPA)	Prop Conc (PPA)	Prop Mass (lb)
1	PAD	333.3	17.1	19.5	YF130.1HTD	13989	None	0	0.0	23
2	1.0 PPA	34.8	18.0	1.9	YF130.1HTD	1403	CarboLite 20	1.2	1.0	1342
3	2.0 PPA	36.3	18.0	2.0	YF130.1HTD	1418	CarboLite 20	2.0	1.7	2394
4	3.0 PPA	37.7	18.1	2.1	YF130.1HTD	1414	CarboLite 20	3.7	2.7	3880
5	4.0 PPA	39.2	17.9	2.2	YF130.1HTD	1362	CarboLite 20	4.9	4.7	6463
6	5.0 PPA	40.6	18.1	2.3	YF130.1HTD	1406	CarboLite 20	5.0	4.9	6873
7	6.0 PPA	30.1	18.0	1.7	YF130.1HTD	1014	CarboLite 20	5.9	5.6	5685
8	8.0 PPA	16.1	17.9	0.9	YF130.1HTD	512	CarboLite 20	8.1	7.3	3739
9	10.0 PPA	10.3	18.1	0.6	YF130.1HTD	317	CarboLite 20	9.4	8.3	2621
10	12.0 PPA	11.8	18.2	0.7	YF130.1HTD	328	CarboLite 20	13.9	11.7	3849
11	FLUSH	73.3	4.0	18.4	WF130	3001	None	14.1	0.7	2044

Stage Pressures & Rates						
Stg #	Stage Name	Average Slurry Rate (bbl/min)	Maximum Slurry Rate (bbl/min)	Average Treating Pressure (psi)	Maximum Treating Pressure (psi)	Minimum Treating Pressure (psi)
1	PAD	17.1	18.8	5752	7462	32
2	1.0 PPA	18.0	18.1	5951	6002	5901
3	2.0 PPA	18.0	18.1	5892	5937	5855
4	3.0 PPA	18.1	18.4	5876	5960	5828
5	4.0 PPA	17.9	18.5	6055	6235	5942
6	5.0 PPA	18.1	18.4	6389	6793	6212
7	6.0 PPA	18.0	18.1	6536	6629	6478
8	8.0 PPA	17.9	18.1	6666	6990	6565
9	10.0 PPA	18.1	18.1	6710	6743	6688
10	12.0 PPA	18.2	18.1	6844	7068	6647
11	FLUSH	4.0	18.5	2941	7411	1021

As Measured Totals					
Slurry (bbl)	Pump Time (min)	Clean Fluid (gal)	Proppant (lb)	Liquid 1 (gal)	Liquid 2 (gal)
663.4	52.2	26162	38913	0.0	0.0

Section 2: Designed Pump Sched. - Ramp

Designed Pump Schedule Ramp									
Stg #	Stage Name	Slurry Volume (bbl)	Pump Rate (bbl/min)	Pump Time (bbl)	Fluid Name	Fluid Volume (gal)	Prop Name	Prop Conc (PPA)	Prop Mass (lb)
1	PAD	333.3	18.0	18.5	YF130.1HTD	14000		0.0	0
2	1.0 PPA	34.8	18.0	1.9	YF130.1HTD	1400	CarboLite 20/40	1.0	1400
3	2.0 PPA	36.3	18.0	2.0	YF130.1HTD	1400	CarboLite 20/40	2.0	2800
4	3.0 PPA	37.7	18.0	2.1	YF130.1HTD	1400	CarboLite 20/40	3.0	4200
5	4.0 PPA	39.2	18.0	2.2	YF130.1HTD	1400	CarboLite 20/40	4.0	5600
6	5.0 PPA	40.6	18.0	2.3	YF130.1HTD	1400	CarboLite 20/40	5.0	7000
7	6.0 PPA	30.1	18.0	1.7	YF130.1HTD	1000	CarboLite 20/40	6.0	6000
8	8.0 PPA	16.1	18.0	0.9	YF130.1HTD	500	CarboLite 20/40	8.0	4000
9	10.0 PPA	10.3	18.0	0.6	YF130.1HTD	300	CarboLite 20/40	10.0	3000
10	12.0 PPA	9.1	18.0	0.5	YF130.1HTD	250	CarboLite 20/40	12.0	3000
11	FLUSH	73.0	18.0	4.1	WF130	3067		0.0	0
Designed Ramp Totals									
Slurry (bbl)		Pump Time (min)		Clean Fluid (gal)		Proppant (lb)			
660.4		36.7		26117		37000			

Section 3: Proppant Description

Proppant				
Proppant Name	Mesh Size	Spec Gravity	Prop Fric Coeff. Laminar	Prop Fric Coeff. Turbulent
CarboLite 20/40	20/40	3	1	1

Section 4: Perforations

Perforations						
Top MD (ft)	Top TVD (ft)	Bottom MD (ft)	Bottom TVD (ft)	Shot Density (shot/ft)	Number	Diameter (in)
10087.0	10087.0	10098.0	10098.0	5.00	55	0.320
10099.0	10099.0	10106.0	10106.0	5.00	35	0.320
10110.0	10110.0	10116.0	10116.0	5.00	30	0.320
10121.0	10121.0	10134.0	10134.0	5.00	65	0.320

Section 5: Well Description

Deviated Hole: NO
 Treating Down: TUBING
 Flush Volume to 9840.9 ft is 73.0 bbl

Tubing			
OD (in)	Weight (lb/ft)	ID (in)	Depth (ft)
3.500	13.3	2.764	10016.5

Casing			
OD (in)	Weight (lb/ft)	ID (in)	Depth (ft)
9.625	47.0	8.681	8869.0
7.000	26.0	6.276	10250.0

ANEXO 3

Costos Operacionales:

ESTIMADO DE COSTOS SERVICIOS DE FRACTURA						
SPN	Description	UOM	Qty	Price	Discount	Amount
02-401	Unidad de bombeo viaje de ida	km	40.00	4.51	0.00	180.40
02-402	Viaje de ida de Blender	km	20.00	2.11	0.00	42.20
02-403	Viaje de ida 2 unidades de soporte	km	60.00	2.54	0.00	152.40
02-406	Cargo primeras 8 horas por hhp (unidad de bombeo)	ea	2,500.00	1.96	0.00	4,900.00
02-411	Kilometraje de fractank solo de ida	km	20.00	2.11	0.00	42.20
02-210	Cargo por bombeo fluidos no corrosivos primeros 2000	gal	2,000.00	0.84	0.00	1,680.00
02-211	Cargo por bombeo fluidos no corrosivos 2001 gal en	gal	15,000.00	0.30	0.00	4,500.00
59682001	Lab Technician, per day	day	2.00	311.08	0.36	199.09
02-430	Grua Hidraulica por Dia	day	2.00	2,156.00	0.00	4,312.00
02-412	Blender primeras 8 horas o fraccion 50 bpm	ea	3.00	1,925.04	0.00	5,775.12
01-320	Fractank de 500 bbl	ea	2.00	1,150.63	0.00	2,301.26
02-424	Sand Silo	ea	1.00	162.96	0.00	162.96
02-422	Unidad Compu-VAN	ea	1.00	1,095.84	0.00	1,095.84
Field Ticket Total (USD):						25,343.47

SPN	Description	UOM	Qty	Price	Discount	Amount
22018	J-475. Rompedor encapsulado EB CLEAN	LB	50.00	59.90	0.00	2,995.00
22017	J-218. Rompedor de gel	LB	15.00	4.89	0.00	73.35
M275	Microbiocida, per lb	LB	10.00	124.66	0.00	1,246.60
J501	PropNET	LB	10,500.00	1.50	0.00	15,750.00
32015	F103, EZEFL0* Surfactant (PCE-2004)	GA	90.00	73.60	0.00	6,624.00
J914	YF100HTD	GA	17,640.00	0.52	0.00	9,172.80
23017	W-054. Preventor de emulsion y sludge	GA	30.00	111.26	0.00	3,337.80
32011	OneSTEP	GA	4,000.00	24.50	0.00	98,000.00
S105	S105 Low Density, per lb 16/20	LB	27,800.00	2.87	12.00	70,211.68
Field Ticket Total (USD):						207,411.23

SIMBOLOGÍA

UTM	Sistema de coordenadas inglés (Universal Transverse Mercator)
BPPD	Barriles de petróleo por día
BFPD	Barriles de fluido por día
BES	Bomba electro-sumergible
BOP	Dispositivo Block Out Preventer
TVD	Profundidad vertical verdadera
API	American Petroleum Institute
BSW	Porcentaje o corte de agua y sedimentos (Basic Sediment and Water)
SCF	Pies cúbicos estándares
STB	Barriles almacenados a condiciones de superficie
Bls	Barriles
BN	Barriles normales
BY	Barriles de yacimiento
BPM	Barriles por minuto
GOR	Relación gas-petróleo (<i>SCF/STB</i>)
Cp	Centipoises
D	Darcy
Md	Milidarcy
PVT	Análisis presión, volumen y temperatura

MMBls	Millones de barriles
IP	Índice de productividad
q	Caudal (<i>Bls/día</i>)
K	Constante de Proporcionalidad (<i>darcys</i>)
A	Área (<i>pie²</i>)
Δp	Presión diferencial (<i>psi</i>)
L	Longitud (<i>pie</i>)
μ	Viscosidad del fluido (<i>cp</i>)
$\frac{\partial p}{\partial s}$	Gradiente de presión en la dirección s
g	Aceleración gravitacional (<i>m/seg²</i>)
ρ	Densidad del fluido (<i>gr/cm³</i>)
V_t	Volumen total de la roca
V_p	Volumen poroso total de la roca
V_o	Volumen ocupado por la fase petróleo
V_w	Volumen ocupado por la fase agua
V_g	Volumen ocupado por la fase gas
V_{sh}	Volumen de arcilla presente en la formación
Φ	Porosidad (%)
k	Permeabilidad absoluta (<i>mili darcys</i>)
k_e	Permeabilidad efectiva (md)

k_r	Permeabilidad relativa (adimensional)
S_o	Saturación de petróleo
S_w	Saturación de agua
S_g	Saturación de gas
B_o	Factor volumétrico de petróleo (bls/STB)
R_s	Solubilidad (SCF/STB)
P_b	Presión de burbuja (psi)
σ	Esfuerzo, N/m^2 (Pa)
F	Fuerza N (lbf)
Δl	Variación de la longitud
l	Longitud original
ϵ_z	Deformación unitaria
E	Módulo de Young
Δa	Variación de área
a	Área transversal original
ϵ_y	Deformación transversal
ν	Módulo de Poisson
G	Módulo de corte
Ca^{++}	Ión calcio
Fe^{++}	Ión ferroso

CO₃Ca	Carbonato de calcio
FeCO₃	Carbonato de hierro II
HCl	Cloruro de hidrógeno
HF	Ácido fluorhídrico
CaSO₄	Sulfato de calcio (<i>yeso</i>)
BaSO₄	Sulfato de bario
SrSO₄	Sulfato de estroncio
H⁺	Ión hidrógeno
HCO₃⁻	Bicarbonato
Mg⁺⁺	Electrolito de magnesio
EDTA	Ácido etilendiaminotetraacético
PPA	Libras de apuntalante por galón de gel lineal
P_{wf}	Presión de fondo fluyente
P_{ws}	Presión estática del yacimiento
t_p	Tiempo de flujo o de producción
S	Factor total de daño de formación (<i>adimensional</i>)
C_t	Compresibilidad total del sistema (<i>psi⁻¹</i>)
r_w	Radio del pozo (<i>pulg.</i>)
t_{pH}	Tiempo de producción de Horner
C_D	Coeficiente de almacenamiento del pozo

ht	Espesor total de la formación
h_w	Espesor disparado en la cara de la arena
KCl	Cloruro de potasio
Pulg.	Pulgada
Ft	Pie
Psi	Libras por pulgadas cuadradas
W_{máx}	Ancho máximo de fractura (<i>pulg.</i>)
\bar{W}	Ancho promedio de fractura (<i>pulg.</i>)
X_f	Longitud de la fractura (<i>pulg.</i>)
h_f	Altura de fractura (<i>ft</i>)
FG	Gradiente de fractura (<i>psi/ft</i>)
q_i	Caudal de inyección
P_{net}	Presión neta de fractura (<i>psi</i>)
P_f	Presión de fluido fracturante (<i>psi</i>)
P_c	Presión de cierre de fractura (<i>psi</i>)
σ_c	Esfuerzo de cierre de fractura (<i>psi</i>)

BIBLIOGRAFÍA

- G. C. Howard, Hydraulic Fracturing, New York, Dallas 1970.
- Freddy H. Escobar Macualo, Ph.D., Análisis Moderno de Presiones de Pozos, Neiva, Huila, 2003.
- Fracturing Engineering Manual, Treatment Design, 1998.
- Joel Plaza, Vanesa Cárdenas, Tesis, Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- S. Quiroga, Propiedades Físicas de los Fluidos y las Rocas, 3a edición, Octubre 1992.
- Kléber Quiroga. Pruebas, Completaciones y Reacondicionamientos de Pozos Petrolíferos. Petroproducción. 1991.