

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO
HIDRÁULICO EN ARENAS ALTAMENTE COMPACTADAS DE LOS POZOS P1-
01, P1-02 Y P1-03 DEL CAMPO DE GAS YUCAL – PLACER, EDO. GUÁRICO,
VENEZUELA**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo Por la
Br. Zambrano P., Sonia L.

Caracas, Noviembre 2003

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN ARENAS ALTAMENTE COMPACTADAS DE LOS POZOS P1- 01, P1-02 Y P1-03 DEL CAMPO DE GAS YUCAL-PLACER, EDO. GUÁRICO - VENEZUELA

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Norberto Bueno.

TUTORES INDUSTRIALES: Dr. Thierry Forsans.

Ing. Jean-Yves Bellanger

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo Por la
Br. Zambrano P., Sonia L.

Caracas, Noviembre 2003

Zambrano P., Sonia L.

**ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO
HIDRÁULICO EN ARENAS ALTAMENTE COMPACTADAS DE LOS POZOS P1-
01, P1-02 Y P1-03 DEL CAMPO DE GAS YUCAL-PLACER, EDO. GUÁRICO -
VENEZUELA**

Tutor Académico: Prof. Norberto Bueno. Tutores Industriales: Dr. Thierry Forsans,

Ing. Jean-Yves Bellanger

Tesis, Caracas. U.C.V. Facultad de Ingeniería.

Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2003, p.165

Palabras Claves: Fracturamiento Hidráulico, Minifrac, Arenas Altamente Compactadas

RESUMEN

El presente trabajo de investigación estudia la factibilidad técnica de fracturamiento hidráulico en arenas altamente compactadas del campo de gas Yucal-Placer mediante el análisis del tratamiento realizado en tres pozos de este campo.

Para alcanzar los objetivos del trabajo, se definen los parámetros que intervienen en el diseño de un tratamiento de fracturamiento hidráulico, así como también se hace un seguimiento de las operaciones previas a la fractura, pruebas de inyección, minifrac, y otras.

Se realiza la simulación del proceso posterior al minifrac, utilizando un programa de estimulación, que permite realizar el diseño del tratamiento principal y predecir, a grandes rasgos, el comportamiento de la fractura principal.

Los resultados obtenidos indican que es técnicamente factible realizar el tratamiento de fracturamiento hidráulico en este campo, no obstante los resultados en términos de producción de gas, no fueron los esperados.

AGRADECIMIENTOS

Principalmente quiero agradecer a la Compañía YPergas por haberme dado la oportunidad de realizar el Trabajo Especial de Grado, además de darme la invaluable oportunidad de formarme como profesional.

Sr. Jean-Yves, muchas gracias por su confianza y por la aprobación de mi trabajo, por enseñarme a crecer cada día desde que llegué a YPergas.

Thierry gracias por tu paciencia y dedicación en todo momento, eres un modelo para mí, por lo excelente de tu persona y el gran profesional que eres.

Sr. Philippe, gracias por valorar mi trabajo, espero poder retribuir toda su confianza con mi dedicación en cada tarea que me asignen aportando siempre lo mejor de mí.

A Emmanuel Derbez y Alberto Arigoni, por compartir conmigo sus conocimientos y enseñarme todo lo que pudieron.

Sr. Richard Bialecki gracias por todas sus enseñanzas y su paciencia.

Agradezco al Profesor Luis Norberto Bueno, por apoyarme en todo momento, entenderme y ayudarme a saltar los obstáculos que se me presentaron en el camino que hoy me trae hasta aquí.

A mis amigos y compañeros de estudio, Mauricio, amiguito por fin, Blas, Carolina, Omar del Castillo, Jorge Jiménez, Lamuñito, Karol, Ondi, Franklig, David Fernández, a todos los que de alguna manera han estado conmigo todo este tiempo, apoyándome, Gabi, gracias por tu amistad. Maripili, Luzma...

A los Morán, que siempre me han hecho sentir parte de su familia.

De igual forma agradezco a la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela por haberme formado como Ingeniero y a crecer como persona.

William, gracias por compartir conmigo esta agonía, fue divertido y gratificante saber que tengo un amigo como tú. Gracias a todos mis compañeros de YPergas, especialmente a Brezza, Cali, Tati, Heberto, Laszlito, Jesús, a todos, pero especialmente ustedes por convertirse en mis amigos. Lili, Frank, gracias por aguantarme.

Agradezco a mi familia que siempre me brindó su apoyo para poder lograr esta meta, especialmente a Mildred, gracias por ser incondicional y por darme tanto en la vida, Libis, gracias por ayudarme tantas veces.

Abuelita, gracias por hacer de mí una mujer constante y perseverante, tal vez no lo sabes, pero lo que soy es gracias a ti. Mamita gracias por siempre confiar en mí, por creer y tener fe en todas las cosas que hago y todas las que quiero hacer en la vida, gracias por sentirte orgullosa de mi, yo también estoy muy orgullosa de que seas mi mamá.

A ti...porque llegaste a mi vida y es mágico que estés, J.A. (Capi), porque eres increíble, gracias por estar en mi vida en este momento y por inspirarme todos los días, gracias por quererme...por apoyarme y creer tanto en mi, conocerte fue mi suerte...recuerdas?...es un placer.

Gracias Dios, por no cambiar la esencia de lo que soy, aún cuando he creído estar en los peores momentos, por ayudarme y no dejarme caer.

Gracias a Todos.

Sonia

DEDICATORIA

A mi mamá por apoyarme, tener fe y confianza en mí siempre, en mis decisiones.

A mi abuela por enseñarme los valores que me han formado como ser humano y mostrarme que el camino hacia el éxito se construye en base a trabajo y constancia.

A mis abuelos Ana y Hermelando, por quererme tanto y siempre sentirse orgullosos de mi.

A mis hermanos César y Franklin, para que no duden ni por un segundo que todo lo que queremos en la vida lo podemos lograr, sólo hay que trabajar para ello.

Tío David, porque se que es para ti un orgullo y una satisfacción muy grande... a todos mis tíos, tías, primos, toda mi familia.

A todos los que me quieren porque es la recompensa de mi esfuerzo, a veces sacrificios, pero que hoy me hacen sentir muy orgullosa de haberlo logrado.

A Mil... gracias por existir.

Dios es para ti

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Columna Litoestratigráfica	4
Figura 2.2 Sección Estructural Campo Yucal Placer (Sísmica 2D antes del reprocesamiento)	6
Figura 2.3 Corte Esquemático de los Yacimientos de Yucal Placer	7
Figura 3.1 Dirección de los Esfuerzos	16
Figura 3.2 Relación de los Esfuerzos (Poisson)	18
Figura 3.3 a.- Remoción del Daño	19
Figura 3.3 b.- Alteración del Patrón de Flujo	19
Figura 3.4 Presión Vs Tasa .Prueba de tasa Variable	21
Figura 3.5 P Vs T Prueba de Minifrac	23
Figura 3.6 a. Fractura Horizontal	26
Figura 3.6 b. Fractura Vertical	26
Figura 3.7 Efecto de la Tortuosidad en el Pozo	28
Figura 3.8 Concentración vs. Volumen de Fractura	31
Figura 3.9 Presiones típicas de Inyección	34
Figura 3.11 NP vs. Tiempo	35
Figura 5.1 Arquitectura del Pozo	57
Figura 5.2 Registro Compuesto	60
Figura 5.3 Registro DSI. Pozo P1-01 Arena M-8 Inf.	62
Figura 5.4 Registro UBI. Pozo P1-01. Arena M-8 Inf.	64
Figura 5.5 Sarta de Fractura Utilizada en el Minifrac	66
Figura 5.6 Comienzo de la Fractura	67
Figura 5.7 Comparación de gráficos de la descripción del yac. calculados con los registros	68
Figura 5.8 Resultado del Cotejo de la Presión	72
Figura 5.9 Registro de Temperatura. Pozo P1-01 Arena M-8 Inf.	74
Figura 5.10 Prueba “Step Down Test”	77
Figura 5.11 Prueba “Step Down Test”	78
Figura 5.12 Minifrac. Fricción en el Hoyo	80
Figura 5.13 Esquema de Completación Pozo P1-01	83
Figura 5.14 Comportamiento de los Parámetros durante le Tratamiento	87
Figura 5.15 Comparación de las Presiones de Diseño y de Tratamiento	88
Figura 5.16 Extensión de la Fractura	89
Figura 5.17 Arquitectura del Pozo	90
Figura 5.18 Registro Compuesto	91
Figura 5.19 Sarta de Fractura	93
Figura 5.20 Minifrac	94

Figura 5.21 Primera prueba de inyección	100
Figura 5.22 Cotejando la presión del Minifrac 2	101
Figura 5.23 Propagación de la Fractura	102
Figura 5.24 Registro Compuesto Pozo P1-02	103
Figura 5.26 Registro UBI Arena M-7	106
Figura 5.27 Minifrac. Pozo P1-02 Arena M-7	107
Figura 5.28 “Prueba de Step Down Test”	108
Figura 5.30 Cotejo de la Presión del Minifrac	109
Figura 5.31 Extensión de la Fractura	109
Figura 5.32 Registro de Temperatura	110
Figura 5.33 Simulación del Tratamiento de Fractura Principal	112
Figura 5.34 Inicio de la Fractura Principal	113
Figura 5.35 Tratamiento de Fractura Principal	115
Figura 5.37 Arquitectura del pozo P1-03	117
Figura 5.38 Registro Caliper	119
Figura 5.39 Registro “Cement Bond Logs” (CBL)	120
Figura 5.39 Registro de Datos para el Cálculo de los Esfuerzos	122
Figura 5.41 Prueba de Inyección	124
Figura 5.42 Prueba de Inyección después de Cañonear con “Stim Guns”	125

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1 Rangos de valores de la relación de Poisson para varios tipos de roca	18
Tabla 5.1 Resultados de las Pruebas de los Pozos MY-2 y MY-4	59
Tabla 5.2 Programa de Bombeo en el Minifrac	65
Tabla 5.3 Datos Introducidos al Programa	69
Tabla 5.4 Datos del Yacimiento para el Cotejo de la Presión	71
Tabla 5.5 Plan de Tratamiento Recomendado para el Tratamiento Principal	76
Tabla 5.6 Resultados	79
Tabla 5.7 Programa de Bombeo del Tratamiento Principal	84
Tabla 5.8 Resultados del “Step Down Test”	95
Tabla 5.9 Plan de tratamiento principal de fractura	97
Tabla 5.10 Resumen_1 de Parámetros del Tratamiento Principal	98
Tabla 5.11 Resumen Minifrac Arena M-7	105
Tabla 5.12 Programa de Tratamiento de Fractura Principal	111
Tabla 5.13 Resumen del Tratamiento	115

ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS	I
ÍNDICE DE TABLAS	II
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO II. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO	2
2.1 MARCO GEOLÓGICO	2
2.1.1 GEOLOGÍA REGIONAL.....	2
2.1.1.1 Estructura Regional.....	2
2.1.1.2 Estratigrafía Regional	3
2.1.2 INTERPRETACIÓN SÍSMICA Y ESQUEMA GEOMÉTRICO	5
2.1.2.1 Límites del Campo.....	5
2.1.2.2 Interpretación Sísmica y Estructural	5
2.1.3 MODELO SEDIMENTOLÓGICO	7
• Yacimiento M-8:.....	8
• Yacimiento M7:.....	8
• Yacimiento M-4:.....	8
• Yacimientos M-2, L-6 y L-7:.....	9
• Yacimiento L-2:.....	9
2.2 HISTORIA DEL CAMPO	9
2.2.1 HISTORIA DE EXPLORACIÓN:	10
2.2.2 ESTIMACIÓN DE RESERVAS EN EL ÁREA	11
2.3 PLAN DE DESARROLLO ACTUAL	11
3.1 ESTIMULACIÓN DE POZOS PETROLEROS ⁶	14
3.1.1 DEFINICIÓN DE TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN.....	14
3.1.1.1 Tipos de Estimulación	14
• Forzamiento Arena – Fluido	14
• Acidificación	14

3.2 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO ^{1,2,3,5,6}	15
3.2.1 HISTORIA	15
3.2.2 DEFINICIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	16
3.2.3 MECÁNICA DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO ^{6,}	17
3.2.4 ESFUERZO HORIZONTAL MÍNIMO (IN SITU) ^{1,5,6}	17
3.2.5 OBJETIVO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	19
3.2.6 PARÁMETROS PRINCIPALES A CONSIDERAR PARA LA SELECCIÓN DE UN POZO CANDIDATO A FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	20
3.2.7 TIPOS DE DATOS REQUERIDOS PARA DISEÑAR UN TRATAMIENTO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO ^{5,}	20
3.2.7.1 Adquisición de Datos en el Campo para el Diseño de Fracturamiento Hidráulico	20
3.3 PARÁMETROS TRIDIMENSIONALES DE FRACTURA ^{5,}	22
3.3.1 PERMEABILIDAD DE LA CAPA	22
3.3.2 MÓDULO DE YOUNG	23
3.3.3 PRESIÓN DE FORMACIÓN	23
3.3.4 ESPESOR DEL YACIMIENTO ^{5,}	23
3.3.5 COEFICIENTE DE PÉRDIDA DE FILTRADO	24
3.3.6 OTROS PARÁMETROS MENOS CRÍTICOS ^{5,}	24
3.3.7 DATOS REQUERIDOS PARA EL DISEÑO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO ^{1,5}	25
3.3.8 PARÁMETROS DE DISEÑO QUE SE DEBEN ESTIMAR O MEDIR	25
3.4 CÁLCULO DE LAS DIMENSIONES DE LA FRACTURA ^{5,}	26
3.4.1 PRINCIPIOS FUNDAMENTALES	26
3.4.2 EFECTOS DE LOS PARÁMETROS SUJETOS A CONTROL SOBRE LA GEOMETRÍA DE LA FRACTURA ^{5,}	27
3.4.3 CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA ^{5,} 	27
3.5 FACTORES CRÍTICOS EN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO ^{5,}	27

3.5.1 TORTUOSIDAD CERCA DEL POZO, QUE LIMITA LA COLOCACIÓN ADECUADA DEL AGENTE DE SOPORTE	27
3.5.2 LA REOLOGÍA Y LA TASA DE INYECCIÓN	28
3.6 CLAVES DE LA EJECUCIÓN DE UN FRACTURAMIENTO	29
3.7 DIAGNÓSTICO DE FRACTURAS MEDIANTE EL ANÁLISIS DE LAS PRESIONES.....	29
3.7.1 BALANCE DE MATERIALES DURANTE EL BOMBEO Y EL CIERRE.....	29
3.8 TEORÍA DE LA PRESIÓN NETA.....	31
3.9 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN DURANTE UN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO ⁵	33
3.10 POSIBLES DAÑOS EN UNA FRACTURA ⁵	34
3.11 EVALUACIÓN POSTERIOR A LA FRACTURA ⁵	35
3.11.1 EVALUACIÓN DE UNA FRACTURA. VERDADERO ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD	35
3.12 FLUIDO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO 1	38
3.12.1 CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO DE FRACTURAMIENTO:.....	38
3.12.2 Tipos de Fluidos de Fractura.....	39
• Fluidos Base-Agua.....	39
• Entrecruzamiento rápido aumenta las perdidas por fricción.....	40
• Fluidos Multifases.....	41
• Aditivos.....	41
3.12.3 VISCOSIDAD DE LOS FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO ⁵	42
3.12.4 AGENTES DE SOPORTE ^{1,2}	43
3.12.5 PROPIEDADES FÍSICAS DE AGENTES DE SOPORTE	43
3.12.6 TIPOS DE AGENTES DE SOPORTE	44
3.13 EQUIPOS REQUERIDOS PARA REALIZAR UN TRATAMIENTO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO ^{1,4}	45
3.13.1 LA BOMBA	46
3.13.2 LA MÁQUINA MEZCLADORA “BLENDER”	46
3.13.3 “MOUNTAIN MOVER”	46
3.13.4 CENTRO DE COMANDO DE TECNOLOGÍA.....	46

3.13.5 LÍNEAS DE ALTA PRESIÓN	47
CAPÍTULO IV ANTECEDENTES DE LOS YACIMIENTOS OBJETIVOS	52
4.1 INTRODUCCIÓN	52
4.2 RESUMEN DE OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO EN EL POZO MY-04.....	52
CAPÍTULO V. METODOLOGÍA Y ANÁLISIS DE RESULTADOS POR POZO	56
5.1 POZO P1- 01	56
5.1.1 METODOLOGÍA.....	56
5.1.1.1 Descripción del Pozo	56
5.1.1.2 Determinación de las propiedades de la arena M-8 Inf. (Registros, núcleos)	58
• Registro Compuesto:.....	58
• Registro “Modular Formation Dynamics Tester” (MDT).....	61
5.1.1.3 Determinación de las condiciones “in-situ” y los parámetros de operación.....	61
(Registros, Minifrac).....	61
• Registro Imagen de Sónico Dipolar (DSI).....	61
• Análisis del Esfuerzo	62
• Registro de “Ultrasonic Borehole Imager” (UBI).....	63
• Prueba del Minifrac	65
5.1.1.4 Diseño del Trabajo. Cotejo y Simulación	68
• Simulación del Minifrac: Cotejo del Modelo de Comportamiento Análisis de Stimplan	70
• Cotejo 3D de la Presión	70
• Registro de Temperatura.....	73
• Plan del Tratamiento Recomendado	75
• Pérdida de Presión cerca del “Wellbore” (NWBPL).....	77
• Eficiencia del Fluido.....	80
• Plan de tratamiento principal	81
5.1.2 RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	84
• Tratamiento Principal de Fracturamiento Hidráulico.....	84

• Comparando La Presión de Diseño del Tratamiento de Fracturamiento Principal, Con La Observada Durante El Tratamiento	87
5.2 POZO P1-02	90
5.2.1 METODOLOGÍA	90
5.2.1.1 Descripción del Pozo	90
5.2.1.2 Arena M-8 Sup.	91
• Determinación de las propiedades de la arena	91
• Diseño del tratamiento principal y resultados	97
• Simulación del Minifrac: Cotejo del Modelo de Comportamiento. Análisis de Resultados	99
• Análisis del Minifrac:	99
5.2.1.3 Arena M-7.....	103
• Determinación de las propiedades de la arena	103
Registro Compuesto	103
• Prueba del Minifrac	105
• Análisis del Minifrac	105
• Gráfico Log-Log.....	105
• Simulación del minifrac utilizando un software de fracturamiento	108
• Registro de temperatura.....	110
• Diseño del Tratamiento Principal	111
• Resultado del Tratamiento Principal.....	112
• Resumen del Tratamiento	115
5.3 POZO P1-03	116
5.3.1 METODOLOGÍA	116
• Perfil del Pozo	116
• Evaluación de los Registros “Caliper” y de “Cement Bond Logs” (CBL).....	118
• Descripción del Yacimiento M-8 en P1-03.....	121
• Resultados de UBI y Fracturas Naturales	121

• Resultados del DSI y Análisis de los Esfuerzos.....	121
5.3.2 EJECUCIÓN DEL TRABAJO Y RESULTADOS	123
• Prueba de inyección después del cañoneo	123
• Prueba de inyección después del cañoneo con “Stim Guns”	124
CONCLUSIONES	126
RECOMENDACIONES.....	129
BIBLIOGRAFÍA	130
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	131
NOMENCLATURA.....	134
APÉNDICE A. MAPA Y LITOSTRATIGRAFÍA DEL CAMPO	136
A.1 MAPA DE GEOLOGÍA REGIONAL.....	136
A.2 LITOSTRATIGRAFÍA Y ESTRATIGRAFÍA SECUENCIAL	137
APÉNDICE B. RESUMEN DE OPERACIONES / CURVA DE PROGRESO	138
B.1 RESUMEN DE OPERACIONES DE PERFORACIÓN POZO P1-01.....	138
B.2 CURVA DE PROGRESO POZO P1-01	142
B.3 RESUMEN DE OPERACIONES DE PERFORACIÓN POZO P1-02.....	143
B.4 CURVA DE PROGRESO POZO P1-02.....	146
B.5 RESUMEN DE OPERACIONES DE PERFORACIÓN POZO P1-03.....	147
B.6 CURVA DE PROGRESO POZO P1-03	148
APÉNDICE C. EQUIPOS DE FRACTURA Y DIAGRAMA DE LA OPERACIÓN.....	149
C.1 DIAGRAMA DE LA DISPOSICIÓN DE LOS EQUIPOS DE FRACTURA EN LA PLATAFORMA CON EL TALADRO EN SITIO.	149
C.2 BOMBAS DE FRACTURA MODELO 1000 HHP 76TF Y 2000 HHP GRIZZLY	150
C.3 “MOUNTAIN MOVER, MEZCLADOR, UNIDAD DE “COILED TUBING”, TANQUE DE NITRÓGENO, CENTRO DE CONTROL, LABORATORIO DE FLUIDOS Y BOMBAS DE FRACTURA”	151

INTRODUCCIÓN

El fracturamiento hidráulico ha hecho una contribución significativa a la industria del petróleo y es los medios primarios de creciente una producción del pozo.

El objetivo primario para hacer un tratamiento de fractura hidráulica será estimular la conexión natural del yacimiento y el pozo, que tendría como resultado una mejor productividad del mismo.

El objetivo del trabajo especial de grado es evaluar la factibilidad técnica de fracturamiento hidráulico en arenas altamente compactadas en los pozos P1-01, P1-02 y P1-03 del Campo de Gas Yucal-Placer.

Este trabajo se divide en 4 capítulos. Un capítulo donde se hace una breve descripción del campo, su geología, la descripción de los yacimientos y el resumen del plan de desarrollo actual.

Posteriormente, en el marco teórico, se presenta una revisión de los tópicos de interés que fundamentan las operaciones realizadas en los tratamientos de fracturamiento hidráulico en las arenas M-8 y M-7.

La metodología utilizada para la realización del trabajo de investigación consistió en definir los parámetros que intervienen en el diseño de un tratamiento de fracturamiento hidráulico, así como el seguimiento de las operaciones previas a la fractura, pruebas de inyección, minifrac, y otras.

Para realizar la simulación del modelo utilizando un programa de estimulación, que permitió realizar el diseño del tratamiento principal y predecir a grandes rasgos el comportamiento de la fractura creada en las formaciones.

Los resultados obtenidos indican que es técnicamente factible realizar el tratamiento de fracturamiento hidráulico en este campo, no obstante los resultados en términos de producción de gas, no fueron los esperados.

CAPÍTULO II. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO

2.1 MARCO GEOLÓGICO

En esta sección se describe a grandes rasgos la geología regional del campo, la interpretación sísmica y el modelo sedimentológico, que a su vez permite la descripción de los yacimientos objetivos de este trabajo.

2.1.1 GEOLOGÍA REGIONAL

2.1.1.1 Estructura Regional

El campo Yucal –Placer se encuentra ubicado en la Cuenca Oriental de Venezuela (Apéndice A), sub-cuenca de Guárico delimitada al este por el sistema de fallas de Anaco-Altamira y el sistema de fallas de Úrica que la separa de la sub-cuenca de Maturín. Al sur se encuentra el cratón de Guayana y al norte la Cordillera de la Costa, al oeste el arco del Baúl, que la separa de la cuenca de Barinas.

En el estudio de formación de esta sub-cuenca existen evidencias de regímenes tectónicos diferentes, relacionados con la estratigrafía de la sub-cuenca de Maturín.

Durante el Jurásico Tardío comienza la separación de Pangea y la apertura oceánica del protocaribe, secuencias sin fallas de esta edad han sido localmente reportadas en pozos perforados en el Graben de espino, así como en afloramientos en El Baúl, donde han sido asignadas a las volcánicas de Guacamayas o a su equivalente Formación La Quinta.

En el cretáceo inferior la prueba de la existencia de un margen pasivo proviene de la información de la sub-cuenca de Maturín. A finales del Cretáceo predominó un régimen compresional, teniendo como resultado el acortamiento de la sección sedimentaria,

levantamiento y erosión. Fallas inversas ocurren a lo largo de fallas normales preexistentes, en muchos casos el salto de falla inverso es menor que el desplazamiento normal.

El área entera fue afectada por subsidencia diferencial regional de sur a norte durante el Oligoceno, teniendo como resultado la sedimentación a lo largo de un canal profundo hacia el NW limitado al SE por una amplia zona de charnela (hinge). Esta subsidencia diferencial permitió la sedimentación de las areniscas transgresivas de La Pascua y de Roblecito inferior, cuya fuente de sedimentos se encontraba al sur.

Un segundo régimen compresional causa acortamiento y levantamiento de la costa originando una fuente de sedimentos en el norte durante el Mioceno medio superior. Estos sedimentos se pueden observar en secciones sísmicas como una progradación sobre la base de la plataforma.

Finalmente la orogénesis del Mioceno superior y Pleistoceno causa la reactivación de todas las estructuras preexistentes y la formación de pliegues, fallas inversas de alto ángulo y corrimientos.

2.1.1.2 Estratigrafía Regional

Los yacimientos estudiados pertenecen a las unidades litológicas: Fm. La Pascua y Fm. Roblecito (Apéndice A).

La Fm. Roblecito está compuesta litológicamente de lutitas gris oscuro a negro con intercalaciones de arcillitas y arenisca.

Hacia el sur se observa una trasgresión sobre los estratos cretácicos de la Fm. Roblecito y de la Fm. La Pascua (infrayacente a Fm Roblecito). Las formaciones La Pascua y Roblecito son ubicadas en el Oligoceno. Los miembros superiores de la Fm. Roblecito, pueden pertenecer al Mioceno Inferior. El contacto entre la Fm. La Pascua y las formaciones infrayacentes (cretácicas) es discordante presentando un hiatus del Eoceno y Paleoceno. En

general, la Fm. La Pascua está compuesta de areniscas intercaladas con lutitas oscuras y capas de lignito de escasa ocurrencia.

En la figura 2.1 se muestra una tabla Crono-Litoestratigráfica que muestra una descripción general de las formaciones involucradas en el estudio del campo Yucal Placer.

EDAD		FORMACIÓN	LITOLÓGIA	DESCRIPCIÓN
Pleistoceno		Aluvión		Areniscas
Plioceno				
Mioceno Superior				
Mioceno Inferior		Chaguaramas 600 - 1400 m		Ciclo regresivo con lutitas marinas en la base gradan a areniscas litorales. Parte superior y media erosionadas.
Oligoceno	Superior	Roblecito 1000 - 1500		Espesa secuencia de lutitas marinas con areniscas turbidificas en su parte media y areniscas de plataforma en su parte
	Medio			
	Inferior	La Pascua 300 - 430 m		Lutitas y areniscas interestratificadas. Areniscas superiores marinas de plataforma.
Eoceno				
Paleoceno				
Cretáceo		Tigre 250		Calizas delgadas, areniscas y ftanitas. Calizas Fossilíferas.
		Guavinita Infante		
		La		
		Caraca		Areniscas y Lutitas.

Figura 2.1 Columna Litoestratigráfica

2.1.2 INTERPRETACIÓN SÍSMICA Y ESQUEMA GEOMÉTRICO

2.1.2.1 Límites del Campo

El Campo Yucal Placer es considerado como una serie de trampas estratigráficas en todos sus niveles. Hacia el norte el campo esta limitado por el buzamiento de las capas o el cambio de las areniscas a facies más arcillosas. Los límites este y oeste no están bien delimitados pero deben estar relacionados a cambios de facies. Al sur el campo esta limitado por la presencia de una discordancia.

2.1.2.2 Interpretación Sísmica y Estructural

Las líneas sísmicas disponibles fueron adquiridas por Meneven y cedidas por PDVSA dentro del paquete de concesión. El mallado sísmico 2D abarca una superficie de 2000 Km² con un espaciamiento entre líneas que va de 2.5 por 2.5 Km. a 5 por 10 Km., existiendo una zona hacia el centro del campo con total ausencia de información.

Cinco horizontes fueron interpretados, utilizándose dos superficies (Tope L-2 y Tope M-4) para la construcción del modelo geométrico:

- a. El tope L-2 el cual esta envuelto en un cinturón de corrimiento
- b. El tope de M-4 envuelto en el frente de una cuenca de antepais

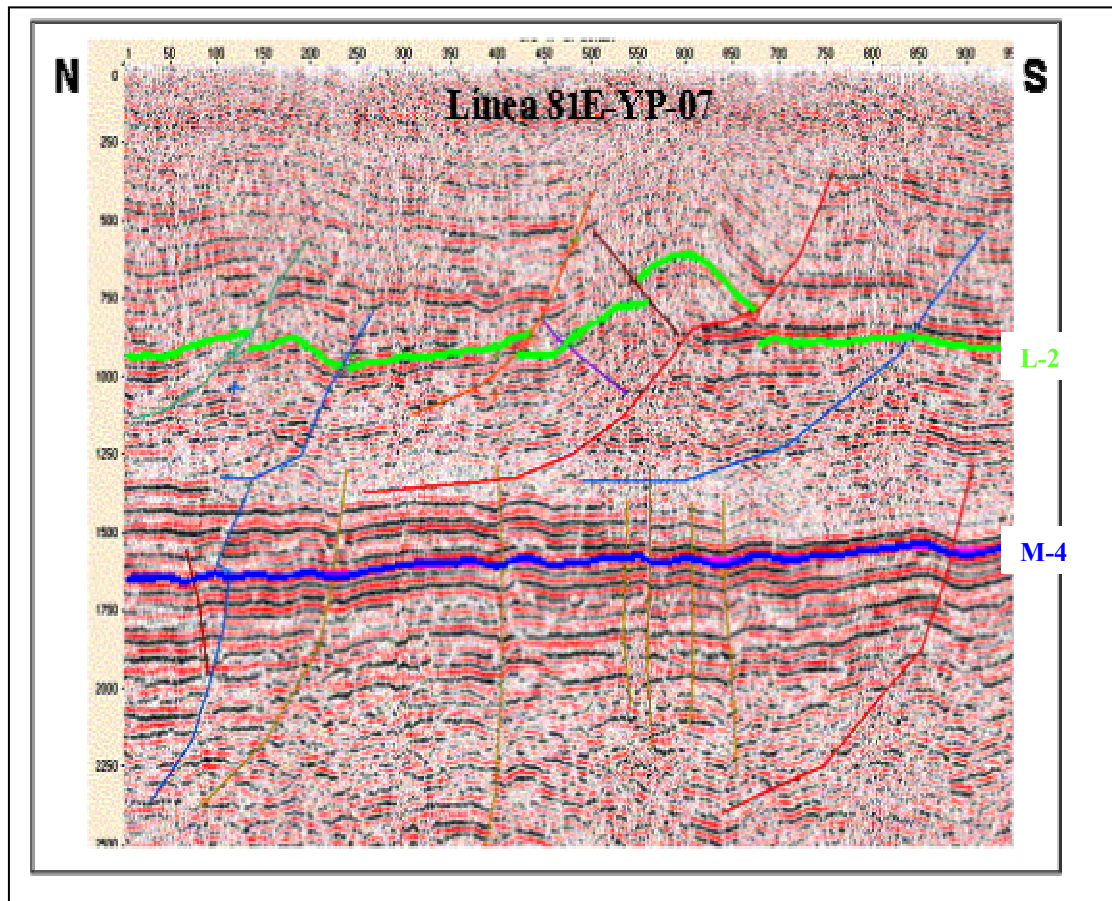


Figura 2.2 Sección Estructural Campo Yucal Placer (Sísmica 2D antes del reprocesamiento)

El patrón de estructura propuesto para el horizonte M-4 (Apéndice A) conduce a subdividir el campo Yucal Placer en tres dominios estructurales principales:

El Dominio Norte marca el límite de la ladera de la Cordillera de La Costa. Se destaca por “estructuras en flor” correspondientes a sistemas de fallas transgresivas en dirección ENE-OSO. Tal sistema de deformación podría generar sistemas de fracturamiento abierto, que debe ser considerado para la producción.

El Dominio Este se caracteriza por fallas invertidas en dirección E-O y pliegues. El fracturamiento abierto de estratos podría ser propuesto en tal ambiente.

El dominio menos documentado corresponde al **área central**.

Una tendencia aproximada N-S a NNE-SSO separa el dominio en dos partes. Esta tendencia podría corresponder al nivel del horizonte M-4 a un sistema de fallas en escalón con rumbo N20-30. El espaciamiento de estas fallas se propone a 2-3 km. aunque por la falta de datos sísmicos este espaciamiento no puede ser determinado con mayor precisión.

La sísmica 2D reprocesada (615 Km²) sobre el área del EPS y alrededores estará interpretada antes de perforar nuevos pozos.

2.1.3 MODELO SEDIMENTOLÓGICO

A continuación se presenta una descripción de los principales yacimientos. En la siguiente figura se hace un corte esquemático NW-SE de los principales yacimientos que han sido evaluados para el desarrollo del área y la explotación del gas natural no asociado.

Los yacimientos más importantes están en los niveles: L-2, L-6 y L-7 de la Fm. “Roblecito” y la Fm. “La Pascua” donde destacan M-2, M-4 y M-8.

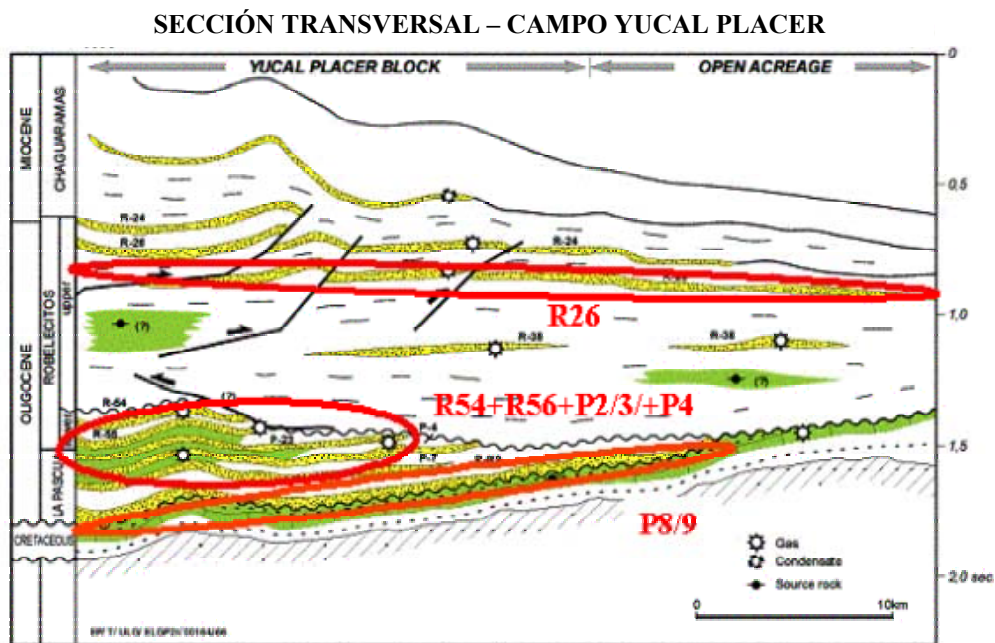


Figura 2.3 Corte Esquemático de los Yacimientos de Yucal Placer

Las correlaciones estratigráficas se hicieron con registros de pozo y la información de núcleos presente. La arquitectura estratigráfica de estos niveles corresponde a depósitos transgresivos hacia el sur, en la Fm La Pascua y Roblecito inferior que se vuelven delgados o hasta son erosionados en su totalidad hacia el norte por debajo de un límite de secuencia. Suprayacente se depositaron intervalos progradantes y transgresivos con mayores espesores hacia el norte, limitados por niveles de lutitas que corresponde a superficies de máxima inundación en Roblecito superior.

- **Yacimiento M-8:**

Se caracterizan por una alternancia de areniscas y lutitas, donde las areniscas poseen buenos espesores a través del campo (más de 100' pies de espesor neto). Según estudios sedimentológicos realizados a 5 pozos con núcleos de este intervalo, los sedimentos presentes son depósitos fluvio-deltáicos a fluviales, donde las areniscas pertenecen a canales fluviales (de espesor métrico a decamétrico cuando están unidos) o depósitos de barras deltáicas (métricas comúnmente separadas por lutitas).

- **Yacimiento M7:**

Solamente se cuenta con la información de núcleo del pozo MY-2, interpretándose facies costeras en los depósitos.

- **Yacimiento M-4:**

Basados en estudios regionales y núcleos de 5 pozos, los depósitos del yacimiento M-4 se interpretan como provenientes de un ambiente deltáico dominado por la acción de mareas y se esperan areniscas de barras estuarinas y costeras. El orden del espesor de estas barras es métrico a decamétrico cuando se unen. La distribución lateral esperada es de decenas de kilómetros a kilómetros siendo su espaciamento incierto.

- **Yacimientos M-2, L-6 y L-7:**

Según descripciones de núcleos y el análisis de registros de pozos, los intervalos M-2, L-6 y L-7 poseen características muy parecidas a M-4, perteneciendo sus depósitos al mismo tipo de ambiente, deltáico dominado por la acción de la marea.

- **Yacimiento L-2:**

L-2 se caracteriza por depósitos de plataforma distal a barras litorales. Se tiene poca información de núcleos (MY-7) de los intervalos superiores de la Fm. Roblecito.

2.2 HISTORIA DEL CAMPO

Los bloques de Yucal Placer están ubicados al norte del estado Guárico, cerca de la localidad de Altagracia de Orituco, 150 km al sur de Caracas. En el subsuelo del campo se encuentran las formaciones geológicas “La Pascua” y “Roblecito” de edad paleogénica. Ambos bloques cuentan con una superficie de 1811 km².

En ellos, se tiene conocimiento de la existencia de al menos 5 yacimientos, los cuales son independientes dinámicamente. La profundidad de los yacimientos oscila entre 4000 y 11000 pies, la presión entre 3200 y 4100 psi y la temperatura entre 310°F y 400°F. El gas está compuesto básicamente por metano, de concentración superior al 80% en mol.

Este campo de gas libre (no asociado con petróleo crudo) fue explotado entre 1950 y 1989, con poca intensidad, extrayéndose unos 143 millardos de pies cúbicos antes de su cierre, el cual coincidió con el descubrimiento en el Oriente de Venezuela de campos gigantes de petróleo con gas asociado.

2.2.1 HISTORIA DE EXPLORACIÓN:

El campo Yucal – Placer fue descubierto por los pozos Placer-1 (1947) y Yucal-1 (1957). El pozo Placer-1 fue perforado por la Sociedad Anónima Petrolera Las Mercedes en conjunto con la Venezuela Atlantic y la Creole. Se comenzó el 21 de abril de 1947 y el 12 de septiembre de 1948 alcanzó una profundidad de 9041', en la caliza infante del Cretáceo. A 6055' de profundidad el pozo sufrió un reventón y estuvo fuera de control por 17 días, estimándose entonces una producción diaria de 32 MMPC y una pequeña cantidad de condensado de 48°API. En 1950, el pozo fue completado y conectado como suplidor de gas para Caracas. En 1959 fue abandonado por problemas mecánicos con una producción acumulada de 7 MMMPCG. El pozo de reemplazo, Placer-2, fue perforado por VARCO (1959), completado en la misma arena del Placer-1 (L-4, Formación Roblecito), acumulando un total de 80 MMMPCG hasta 1977 cuando fue cerrado.

En 1957, la compañía Mene Grande perforó el pozo Yucal-1, en las concesiones transferidas de la compañía VARCO. El pozo fue perforado de acuerdo a datos de geología de superficie en la cresta del anticlinal de Yucal. Alcanzó una profundidad de 8200' y probó gas en las arenas de Roblecito inferior y La Pascua, con una tasa combinada de 16 MMPCDG. Fue abandonado como suplidor de gas no comercial.

En la década de 1970, la Corporación Venezolana de Petróleo emprendió una nueva fase de exploración, con un programa sísmico de 570 KM de líneas y la perforación de cuatro pozos exploratorios (29-PY-1 al 4). Dos de ellos fueron completados como productores de gas en la Formación Roblecito, uno en la Formación La Pascua y el último fue abandonado por problemas mecánicos.

Durante los años 1981-82, CORPOVEN, S.A. realizó un levantamiento sísmico de 457 Km. de líneas y perforó nueve (9) pozos, (29-PY-5 al 13). El primero resultó sin prospectos comerciales, cinco de ellos, se completan como productores de gas en la arena M-4 de la Formación La Pascua, dos en la Formación Roblecito y uno (29-PY-8) fue completado en la Caliza Infante del Cretáceo. Las arenas de CORPOVEN fueron asignadas a S.A

MENEVEN el 1ero. De Enero de 1983 y desde entonces se han perforado ocho pozos en el centro, norte y noreste del campo, culminando con estos la perforación exploratoria a principios de 1985. Durante los años 1985-86 se han perforado siete (7) pozos para delinear los yacimientos descubiertos. Hasta este momento se habían perforado un total de 31 pozos

2.2.2 ESTIMACIÓN DE RESERVAS EN EL ÁREA

La información existente ha permitido la identificación de 14 horizontes productores, con las siguientes cifras de reservas:

RESERVAS (MMMMPC)			
Probadas	Probables	Posibles	TOTAL
2.53 (1.52)	0.56	3.14	6.23

En base a las reservas estimadas, a las características del gas y de los yacimientos existentes, así como por su posición geográfica, el desarrollo integral del campo Yucal-Placer, como fuente de suministro al mercado interno de volúmenes significativos de gas no-asociado, resulta ser estratégico y conveniente para Venezuela, ya que permitirá independizar parte del suministro de gas de la producción y el mercado de crudos en el mediano y largo plazo.

2.3 PLAN DE DESARROLLO ACTUAL

A mediados del año 2001, el Ministerio de Energía y Minas de Venezuela otorgó las licencias de los bloques de gas de Yucal Placer Norte y Yucal Placer Sur (Estado Guárico), para la reactivación del campo. Con el otorgamiento de estas licencias de exploración, producción y comercialización de gas no asociado, se inicia la Apertura del Gas decidida por el Gobierno de Venezuela.

El desarrollo de los bloques Yucal Placer por etapas se concibe para una mejor evaluación del campo y de sus potencialidades, durante la primera fase. De igual forma, permite la introducción progresiva de gas natural en el mercado, sin necesidad de saturarlo, pero satisfaciendo adecuadamente el incremento de la demanda, la cual se espera aumente en un 85% en los próximos 20 años.

En estas etapas se llevarán a cabo campaña sísmica 3D, perforación de nuevos pozos y la construcción de estaciones de recolección, de unidades de procesamiento del gas y de líneas de flujo, según lo siguiente:

Una primera fase consiste en una producción inicial de 100 MM pcmd en la cual se deshidratará el gas y se despachará a través de una tubería a la estación de compresión de IPARE. Las inversiones se estiman en alrededor de alrededor 120 MM USD. Con esta fase se podrá adquirir la mayor cantidad posible de información de los yacimientos que no han sido hasta ahora evaluados. A esta primera etapa se la ha llamado “Fase EPS” o Esquema de Producción Temprana (“Early Production Scheme”).

Una segunda fase, a comenzar después, consiste en elevar la producción a 300 MM pcmd y en la cual se deshidratará y se separará el CO₂ a través de un tratamiento de endulzamiento. Se estiman inversiones superiores a 450 MM USD. Con esta fase se logrará un desarrollo completo y ordenado del campo logrando un nivel de producción adecuado para la rentabilidad del proyecto y el abastecimiento del mercado.

El proyecto Yucal Placer plantea grandes retos técnicos, dada la difícil productividad de los pozos, la alta concentración de CO₂, las altas temperaturas de los yacimientos y la rápida planificación que se ha previsto para el mismo.

En esta nueva etapa del campo se han perforado 3 pozos, 2 verticales en el bloque Norte, 2 en el bloque Sur, 1 retrabajo de un pozo viejo y 1 pozo horizontal nuevo. En este momento se está terminando la perforación del último pozo de la fase, un pozo desviado en el bloque norte del campo.

CAPÍTULO III. MARCO TEÓRICO

3.1 ESTIMULACIÓN DE POZOS PETROLEROS ⁶

3.1.1 DEFINICIÓN DE TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN

Las técnicas de estimulación son todos aquellos trabajos adicionales que se realizan en el pozo con la finalidad de aumentar la producción de hidrocarburos mediante el uso de algún dispositivo mecánico o estímulo de la formación que ocasiona un incremento en la permeabilidad efectiva a los fluidos que se producen ó se inyectan.

3.1.1.1 Tipos de Estimulación

- **Forzamiento Arena – Fluido**

El Forzamiento Arena – Fluido, consiste en bombear una mezcla de grava y fluido a la formación no consolidada a una presión inferior a la presión de fractura.

- La grava bombeada se intercala entre la arena de formación y las zarandas de producción (“sand-screen”) forman una capa protectora de mayor espesor alrededor del pozo que actúa como una extensión del Empaque de Grava.
- Permite evitar un posible socavamiento alrededor del “sand-screen” por la retención de la arena de la formación, evitando además su erosión, el tapamiento por las arcillas de la formación y el mal control de las condiciones de producción.

- **Acidificación**

La acidificación es un proceso que se realiza para estimular la producción de petróleo y gas en los yacimientos principalmente con carbonatos, aunque se puede realizar también en yacimientos con areniscas.

El propósito es abrir los conductos de flujo de manera que se pueda aumentar el nivel de producción ó inyección del pozo, existen varios tipos de tratamiento por acidificación

Fracturamiento con ácido: Consiste en inyectar ácido a velocidades superiores de la que soporta la matriz del yacimiento. El ácido que fluye hacia abajo por la fractura reacciona con la superficie de la fractura, corroyéndola en forma irregular y formando un canal conductivo que permanece abierto cuando se termina el tratamiento. Se utiliza en: calizas, dolomitas o cuando la formación es muy consolidada.

Acidificación Matricial: Es un tratamiento en el cual se inyecta el ácido a presiones por debajo de la presión de fractura, este ácido disolverá la roca de la formación, los depósitos secundarios de mineral ó los barros sólidos, en la proximidad del pozo. El ácido reacciona mientras va fluyendo a través de la matriz rocosa, aumentando la permeabilidad en la proximidad del pozo. Este tipo de tratamiento se utiliza para remover daños a la formación ya sea Areniscas ó calizas.

Lavado con ácido: Consiste en bombear ácido al pozo para remover las escamas y limpiar los orificios. El ácido se inyecta hasta la cara de la sección que se quiere tratar. El ácido reacciona mientras va fluyendo a través de la matriz rocosa, aumentando la permeabilidad en la proximidad del pozo.

3.2 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO ^{1, 2,3, 5, 6}

3.2.1 HISTORIA

El Fracturamiento Hidráulico fue empleado para mejorar la producción de los pozos marginales en Kansas en 1940. Siguiendo un desarrollo de la práctica a mediados de los años 1950 y una ola considerable a mediados de los años 1980, el fracturamiento hidráulico masivo (MHF) creció para volverse una técnica dominante de completación, principalmente para los yacimientos de permeabilidad baja. En América del Norte

alrededor del año de 1993, 40 por ciento de nuevos pozos de petróleo y 70 por ciento de pozos de gas en los Estados Unidos eran tratados con fracturamiento hidráulico.

La enorme ventaja del fracturamiento hidráulico en la mayoría de los pozos es ahora muy aceptada.

3.2.2 DEFINICIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Fracturamiento hidráulico es el proceso de inyectar fluido en un pozo para crear esfuerzos tensionales (figura 3.1) en una formación expuesta a la presión del fluido de fracturamiento, de tal manera que los esfuerzos locales creados excedan la resistencia a la tensión de la roca.

Luego se procede a llenar la fractura creada con un agente de soporte, de manera que no pueda cerrarse por completo al cesar el bombeo, creando un canal de alta conductividad para la producción de fluidos.

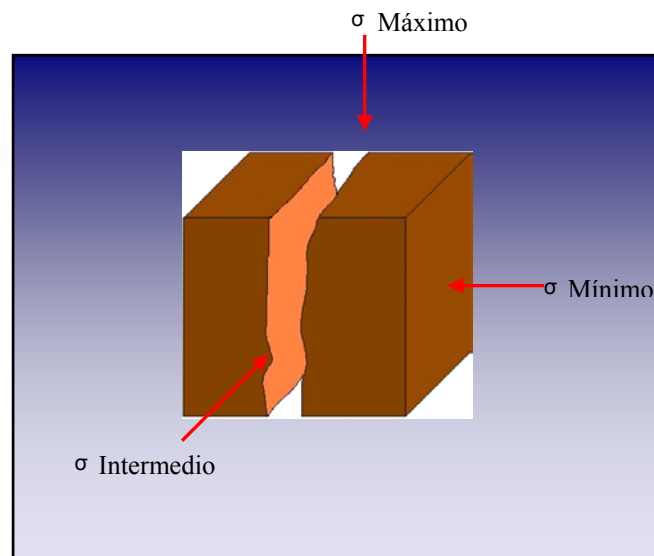


Figura 3.1 Dirección de los Esfuerzos

3.2.3 MECÁNICA DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO 6,

El conocimiento de la mecánica de la fractura permite determinar y explicar:

- Presión de inicio de fractura
- Presión de propagación
- Geometría de la fractura
- Problemas de producción: estimulaciones no exitosas, colapso de la matriz, inestabilidad de hoyo

Los esfuerzos efectivos sobre la roca en el subsuelo están determinados por el esfuerzo del plano en referencia y la presión de poro:

$$T_{\text{(esfuerzo efectivos sobre la roca)}} = \text{Esfuerzo total en el plano referencia} - \text{Presión de poro}$$

Ecuación 3.1 Esfuerzos efectivos sobre la roca

Origen de la Fractura

- La roca falla por tensión, ya que la resistencia de las rocas a la tensión es baja.
- La generación de fracturas consiste en vencer : presión de poro, esfuerzo mínimo de compresión, resistencia a la tensión (T)

3.2.4 ESFUERZO HORIZONTAL MÍNIMO (IN SITU) ^{1,5,6}

Es el parámetro que controla el crecimiento vertical de la fractura se puede correlacionar con la litología y la presión de yacimiento

$$\sigma_x \cong \frac{\nu}{1 - \nu} (S_v - aP) + aP + \sigma_{ext}$$

Ecuación 3.2 Esfuerzo horizontal mínimo

Donde:

ν = es la relación de Poisson ¹ (figura 3.2 / tabla N°1)

S_v = es el gradiente de presión de sobrecarga, lpc/pie

$a = 1.0$

P = presión de yacimiento, lpc

σ_{ext} = esfuerzo tectónico, lpc/pie

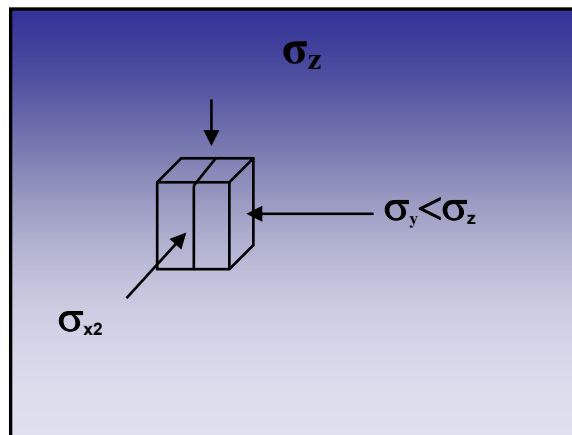


Figura 3.2 Relación de los Esfuerzos (Poisson)

Tabla 3. 1 Rangos de valores de la relación de Poisson para varios tipos de roca

TIPO DE ROCA	RANGO DE ν
Arenisca gasífera	0,1 - 0,25
Arenisca saturada de líquido	0,25 - 0,30
Limolita saturada de líquido	0,20 - 0,30
Caliza	0,30 - 0,35
Lutita	0,28 - 0,43

¹ La relación de Poisson relaciona el esfuerzo vertical con la deformación horizontal, para un sólido no confinado

3.2.5 OBJETIVO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El objetivo primario para hacer un tratamiento de fractura es incrementar el índice de productividad de un pozo. (Ecuación 3.3). Es decir mejorar su productividad más allá del nivel natural, extendiendo un canal conductivo profundo en la formación. Este aumento se logra, removiendo el daño en las cercanías del pozo ó alterando el patrón de flujo dentro de la formación para reducir la resistencia al mismo. (Figura 3.3 a.- y 3.3 b.-)

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

Ecuación 3.3 Índice de Productividad

Donde:

J = Índice de Productividad

Q_o = Tasa de Petróleo

P_e = Presión estática o Presión de Yacimiento

P_f = Presión de Fondo Fluyente

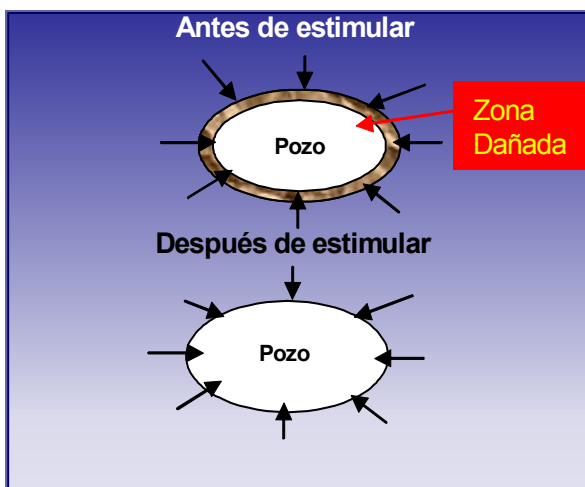


Figura 3.3 a.- Remoción del Daño

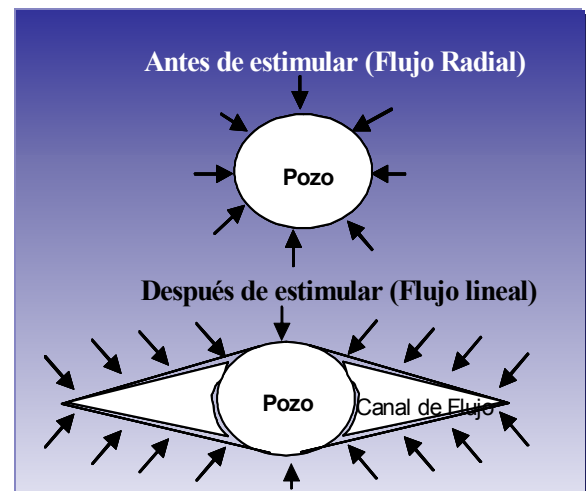


Figura 3.3 b.- Alteración del Patrón de Flujo

3.2.6 PARÁMETROS PRINCIPALES A CONSIDERAR PARA LA SELECCIÓN DE UN POZO CANDIDATO A FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

- Permeabilidad de la formación
- Viscosidad del fluido del yacimiento
- Presión de yacimiento
- Factor de daño
- Reservas de petróleo o de gas
- Profundidad
- Condición mecánica del pozo

Los parámetros pueden estudiarse mediante un modelo, para seleccionar y clasificar candidatos y los resultados documentados pueden usarse para mejorar el modelo.

3.2.7 TIPOS DE DATOS REQUERIDOS PARA DISEÑAR UN TRATAMIENTO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO ⁵

- Datos de la completación y estado mecánico del pozo
- Propiedades de las diferentes capas de la formación
- Datos del fluido de fractura y sus aditivos
- Datos del agente de soporte
- Datos de producción del pozo
- Datos económicos

3.2.7.1 Adquisición de Datos en el Campo para el Diseño de Fracturamiento Hidráulico

- Registro de temperatura base: con el pozo cerrado.
- Prueba de tasa variable (Figura 3.4)

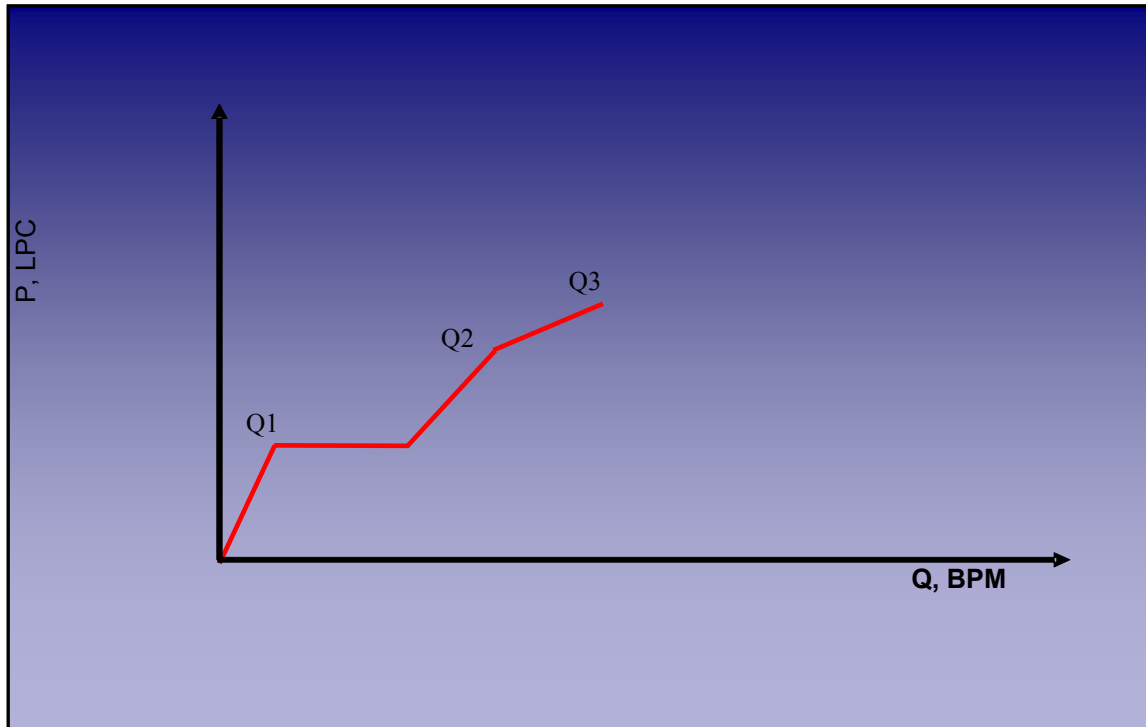


Figura 3.4 Presión Vs Tasa .Prueba de tasa Variable

• **Prueba de minifrac o datafrac (Figura 3.5)**

- Prueba de pequeño volumen anterior a la fractura principal usando el fluido de fractura sin agente de soporte
- Se usa para calcular el esfuerzo mínimo, coeficiente de pérdida de filtrado y eficiencia
- Hay que medir la presión de fondo, parar las bombas y medir las presiones mientras se cierra la fractura (mínimo 2 veces el tiempo de bombeo)
- Analizar la declinación por medio de programas computarizados especiales.

Esta es una prueba de inyección de fluidos, que se hace con el fluido de fractura, a la tasa que se va a usar en la ejecución definitiva del trabajo. Se registra tasa y presión vs. Tiempo, presión neta y declinación de la presión después de parar el bombeo.

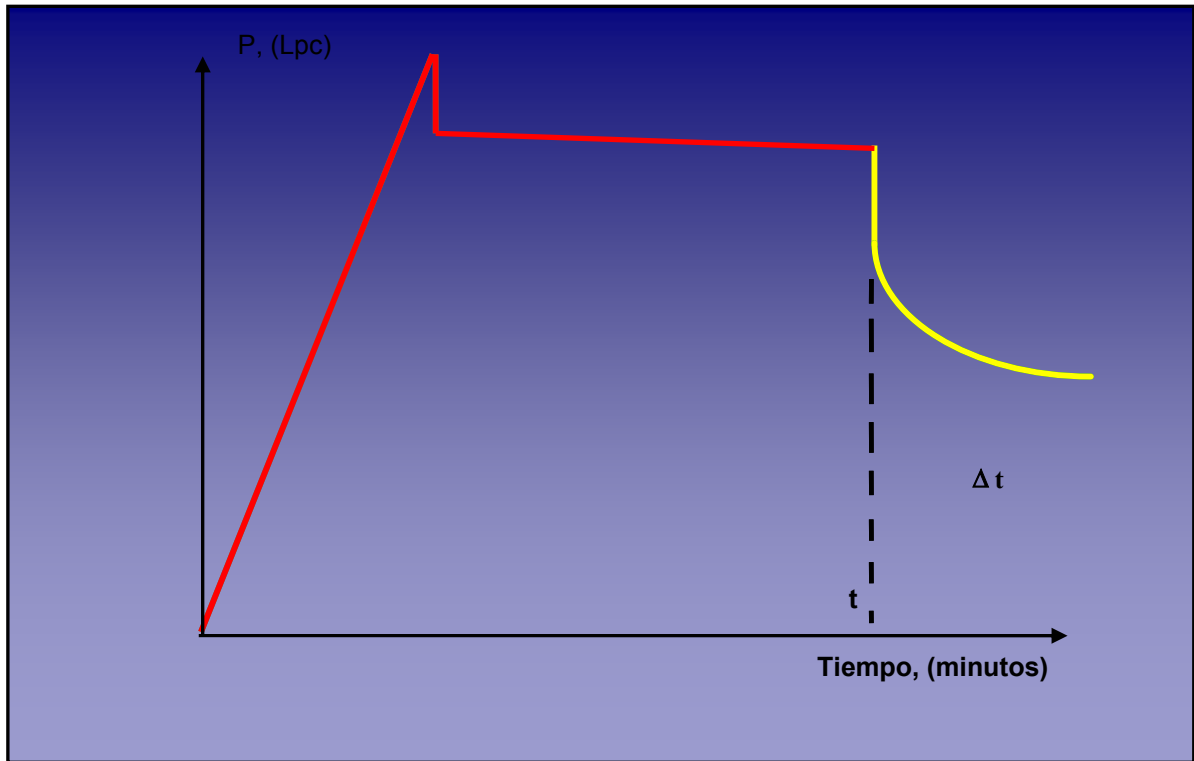


Figura 3.5 P Vs T Prueba de Minifrac

Del análisis de la prueba, se halla la eficiencia del fluido de fractura, y el verdadero coeficiente de pérdida de filtrado del fluido, la presión neta en la fractura, y, al tomar un registro de temperatura 8 horas después de la prueba, se determina la verdadera altura de la fractura. Con estos datos se hace un diseño más refinado del fracturamiento.

3.3 PARÁMETROS TRIDIMENSIONALES DE FRACTURA ^{5,}

3.3.1 PERMEABILIDAD DE LA CAPA

- Controla la tasa de producción
- Controla el factor de recobro final
- Afecta la pérdida de filtrado
- Afecta la limpieza de la fractura
- Afecta la longitud de la fractura
- Afecta el agente de soporte a usarse

- Afecta la selección del fluido de fractura
- Debe obtenerse un valor confiable, normalmente de build-up

3.3.2 MÓDULO DE YOUNG

- Es una medida de la rigidez de la capa de roca
- Afecta los cálculos de amplitud de fractura
- Se puede medir en núcleos o calcular de registros sínicos-densidad
- Se correlaciona con el tiempo de transito de los registros sínicos
- Los registros han de ser de espaciamiento largo
- Se necesita este valor para correr modelos tridimensionales

3.3.3 PRESIÓN DE FORMACIÓN

Se usa para:

- Calcular petróleo in situ
- Calcular esfuerzos
- Calcular tasas de producción
- Calcular la perdida de filtrado de la fractura hacia el yacimiento
- Afecta la limpieza de la fractura después de finalizado el trabajo
- Afecta la selección del fluido de fractura
- Afecta la selección del agente de soporte
- Afecta el diseño por existencia de zonas agotadas
- Si hay medidas recientes en pozos vecinos y mapas actualizados, puede usarse el dato de presión

3.3.4 ESPESOR DEL YACIMIENTO ⁵,

- Bruto: afecta la altura de la fractura
- Neto: se usa para estimar tasas de flujo, reservas y perdida de filtrado del fluido de fractura

La mejor manera de estimar el espesor es por medio de registros

3.3.5 COEFICIENTE DE PÉRDIDA DE FILTRADO ⁵,

Se usa para calcular la pérdida de filtrado del fluido de fractura hacia la matriz de la roca. Está controlado por la viscosidad, los aditivos, la permeabilidad de la formación y la compresibilidad del fluido que satura el yacimiento.

Se puede estimar usando:

$$c_v = 0.0469 \left[\frac{\Delta P \phi K}{\mu_F} \right]^{1/2}$$

Ecuación 3.4 Coeficiente de Pérdida de Filtrado

Donde:

$\Delta P = P_{\text{frac}} + \sigma_z h$ - Presión lpc

K = permeabilidad, mD

μ_F = viscosidad, cp

Φ = porosidad fracción

3.3.6 OTROS PARÁMETROS MENOS CRÍTICOS ⁵,

- Porosidad de la formación (afecta el volumen de reservas)
- Saturación de agua (afecta el volumen de reservas)
- Rigidez de la fractura (afecta la propagación de la fractura)
- Compresibilidad de la formación (afecta la creación y propagación de la fractura)
- Temperatura (afecta la selección del fluido de fractura)
- Rigidez afecta la propagación de la fractura

3.3.7 DATOS REQUERIDOS PARA EL DISEÑO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO ^{1,5}

- Datos Geomecánicos: módulo de elasticidad, relación de Poisson, contraste de esfuerzos entre capas.
- Permeabilidad de las diferentes capas.
- Competencia de las barreras para contener el crecimiento vertical.
- Gradiente de fractura
- Propiedades de los fluidos de fractura
- Pérdidas por fricción en la tubería y perforaciones
- Tortuosidad cerca del pozo
- Completación mecánica
- Viscosidad del fluido de fractura
- Densidad del fluido de fractura
- Aditivos de pérdida de filtrado
- Volumen de “pad”
- Volumen del tratamiento
- Tasa de inyección
- Concentración de agente de soporte
- Presión de inyección máxima

3.3.8 PARÁMETROS DE DISEÑO QUE SE DEBEN ESTIMAR O MEDIR

Profundidad (información registrada a tiempo real mientras se perfora)

Esfuerzos in situ (registros sísmicos, minifrac)

Módulo de elasticidad (ensayos de laboratorio, base de datos)

Presión de yacimiento (registros de presión, pruebas de pozo)

Porosidad (registros, núcleos)

Permeabilidad (ensayos de laboratorio, pruebas de pozo o registros de presión)

Compresibilidad de la formación (interpretación registro sísmico)

Altura de la fractura creada (registro de temperatura)

Espesor de la zona productora (registro gamma ray)
 Características de la pérdida de filtrado

3.4 CÁLCULO DE LAS DIMENSIONES DE LA FRACTURA ^{5,}

3.4.1 PRINCIPIOS FUNDAMENTALES

Ecuaciones de flujo de fluidos: distribución de presión y de amplitud

Ecuaciones de mecánica de rocas

Ecuación de continuidad

Ecuaciones de altura de fractura (solo en 3D)

Ecuaciones de transporte de partículas

Ecuaciones de transferencia de calor

La propagación vertical de una fractura será determinada por el contraste de los esfuerzos horizontales in situ de las diversas capas. La propagación lateral esta determinada por un balance de volumen entre el fluido inyectado y el que se filtra a través del área de las paredes de la fractura creada.

La amplitud de la fractura la determina el modulo de elasticidad de la roca y la viscosidad del fluido fracturante.

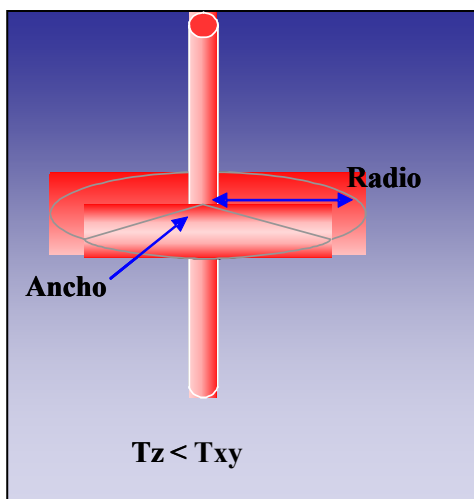


Figura 3.6 a. Fractura Horizontal

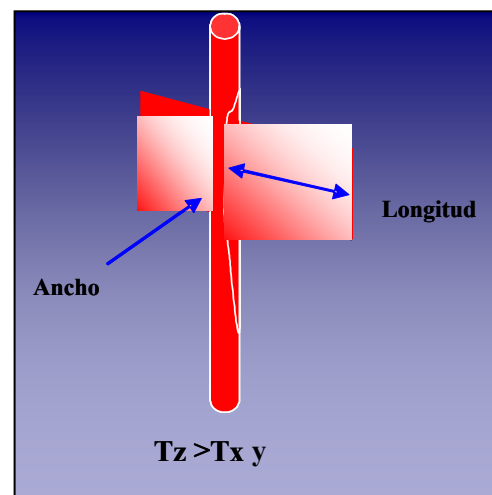


Figura 3.6 b. Fractura Vertical

3.4.2 EFECTOS DE LOS PARÁMETROS SUJETOS A CONTROL SOBRE LA GEOMETRÍA DE LA FRACTURA ⁵,

- Efecto de la Viscosidad del fluido fracturante: Mayor viscosidad: aumenta el ancho y la longitud de la fractura
- Efecto del volumen inyectado: Mayor volumen: aumenta dimensión de la fractura
- Efecto del agente de soporte: Se utiliza para mantener abierta la fractura

3.4.3 CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA ⁵,

Depende del tamaño del agente de soporte, esfuerzo de cierre, residuos en la fractura

3.5 FACTORES CRÍTICOS EN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO⁵

3.5.1 TORTUOSIDAD CERCA DEL POZO, QUE LIMITA LA COLOCACIÓN ADECUADA DEL AGENTE DE SOPORTE (Figura 3.7)

Experimentos a gran escala demuestran que de cada túnel de perforación parte una fractura, que se aleja del eje del pozo, donde hay mayor concentración de esfuerzos.

Estas fracturas convergen en una sola, pero compiten entre si por la tasa de bombeo y la energía de apertura. La tortuosidad es mas frecuente en hoyos desviados, pero se halla también en verticales. Hay que minimizarla para poder ejecutar el trabajo.

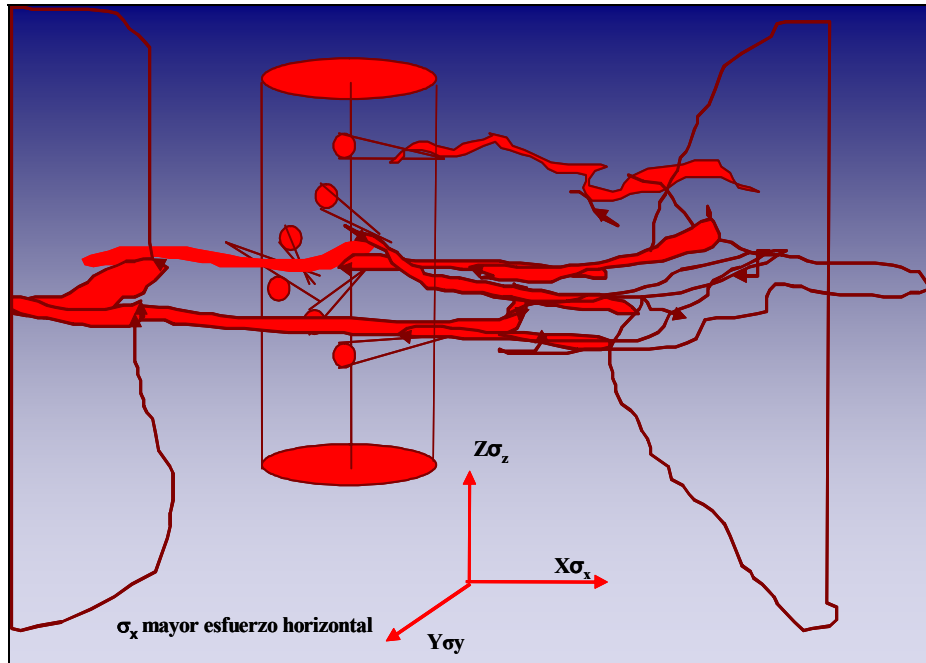


Figura 3.7 Efecto de la Tortuosidad en el Pozo

En la práctica, solo se observa contención del crecimiento vertical por debajo de los 10.000 pies, y esto en caso de que haya gran contraste de esfuerzos entre las zonas consideradas.

3.5.2 LA REOLOGÍA Y LA TASA DE INYECCIÓN

Tienen muy poca influencia en las dimensiones de la fractura creada, pero si en la eliminación de la tortuosidad.

En yacimientos de baja permeabilidad, la reología y la tasa de bombeo afectan poco a la geometría de la fractura, solo afectan a la colocación del agente de relleno, por lo que hay que usar las mas altas concentraciones posibles, en el menor volumen de fluido posible.

En altas permeabilidades, se deben usar grandes volúmenes a baja concentración, para forzar la deshidratación del agente de relleno cuando alcance el extremo de la fractura. Solo debe usarse alta concentración para el final del bombeo, para llenar y empacar la zona cercana al pozo.

El crecimiento de la fractura esta gobernado principalmente por las variaciones de la permeabilidad.

3.6 CLAVES DE LA EJECUCIÓN DE UN FRACTURAMIENTO

- Ejecución de un minifrac o datafrac para adquisición de datos y determinación/eliminación de la tortuosidad
- Ajuste de la declinación de la presión después del bombeo, para determinar parámetros de diseño
- Monitoreo en tiempo real de la ejecución del trabajo, toma de decisiones y modificación del diseño sobre la marcha
- Bombeo de la máxima cantidad/concentración posible de agente de relleno
- Finalizar con un mínimo de 2000 lpc de exceso de presión para empaquetar

3.7 DIAGNÓSTICO DE FRACTURAS MEDIANTE EL ANÁLISIS DE LAS PRESIONES.

3.7.1 BALANCE DE MATERIALES DURANTE EL BOMBEO Y EL CIERRE

Al final del bombeo el volumen inyectado será igual al volumen de la fractura creada más el volumen perdido a la formación.

$$V_i = V_{fp} + V_{lp}$$

Ecuación 3.5 Volumen Inyectado

Después del final del bombeo, a cualquier tiempo Δt , el volumen de la fractura será:

$$V_f(\Delta t) = V_{fp} - V_{ls}(\Delta t)$$

Ecuación 3.6 Volumen de Fractura

Donde:

$V_{ls}(\Delta t)$ es el volumen de fluido perdido a la formación entre el tiempo de bombeo t_p , y un tiempo cualquiera posterior, Δt .

En el momento del cierre de la fractura, $\Delta t = \Delta t_c$, el volumen de la fractura es igual al volumen del agente de soporte V prop. inyectado durante el bombeo. Este es el volumen bruto, que incluye la porosidad del empaque.

El volumen de fluido sin agente de soporte (“pad”), y la tasa de adición del agente de soporte dependen de la eficiencia del fluido mientras que el tiempo de cierre define esta eficiencia.

La relación entre la eficiencia y el volumen del “pad” puede verse en la Fig. 3.7. Esta figura indica que el área bajo la curva de adición de agente de soporte es proporcional al volumen de la fractura y a la eficiencia, por lo que la fracción de “pad” se incrementa a medida que la eficiencia decrece. Una aproximación para el volumen del pad es:

$$f_p = \frac{1-\eta}{1+\eta}$$

Ecuación 3.7 Aproximación de volumen de “Pad”

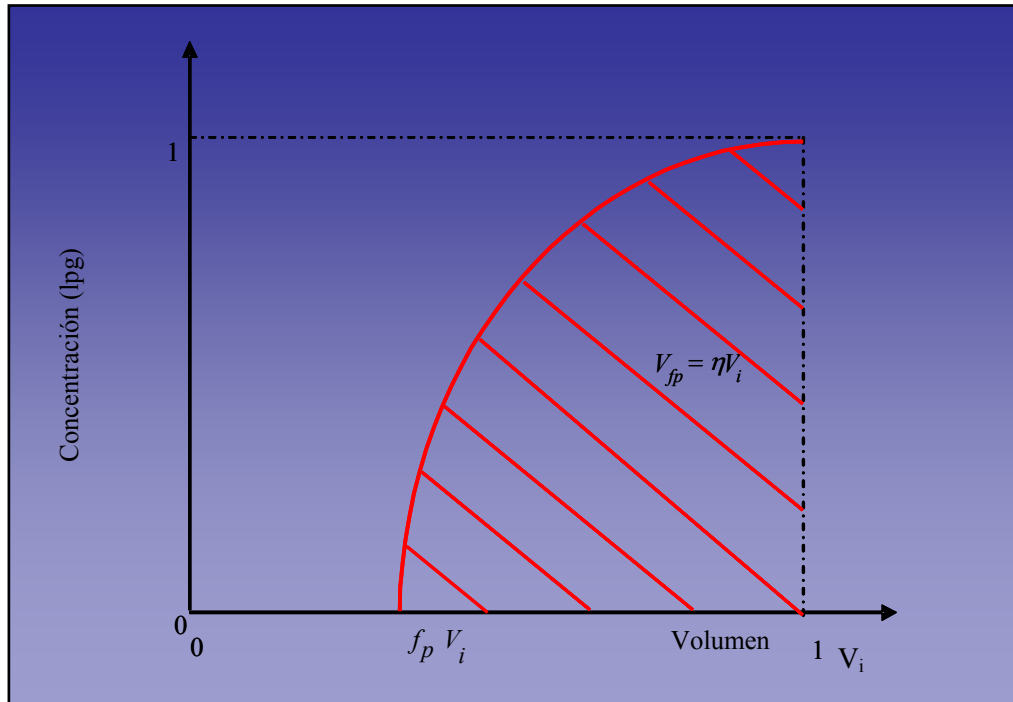


Figura 3.8 Concentración vs. Volumen de Fractura

Esta figura indica que el área debajo de la curva de adición de agente de soporte es proporcional al volumen de la fractura y a la eficiencia, por lo tanto, la fracción de volumen inyectado sin agente de soporte, (“pad”), incrementa al bajar la eficiencia.

Debe tomarse en cuenta que al abrir fractura, se atraviesan zonas de permeabilidad variable, y que la eficiencia del fluido hallada del minifrac puede no cumplirse para un volumen mucho mayor de fluido.

Es importante hallar un buen modelo que produzca un buen ajuste con los datos del minifrac, para predecir lo que pueda ocurrir si se siguiese bombeando, que es la forma de hacer el diseño del trabajo principal.

3.8 TEORÍA DE LA PRESIÓN NETA

Se llama presión neta dentro de la fractura a la diferencia entre la presión de mantenimiento y la presión instantánea de parada, medida a condiciones de fondo.

La presión neta medida en la mayoría de los fracturamientos es mayor que la predicha por los modelos, debido a la dilatancia de la roca. Esto trae como consecuencia que se requieren barreras de esfuerzos mucho más altos que lo que se pensaba, para contener el crecimiento vertical de una fractura.

- Debe determinarse el esfuerzo mínimo y la presión neta, descontando la fricción en las perforaciones $P_n = P_{isip} - \sigma_x$
- Debe discretizarse el tiempo de declinación en incrementos de tiempo
- Se gráfica $\log P_n$ contra $\log \Delta t$, y se interpreta el gráfico, hallando la presión de cierre y el tiempo de cierre de la fractura
- Si la fractura se comporta de acuerdo al modelo P_{kn} , entonces:

$$p_n = \alpha \Delta t^e$$

$$0.125 < e < 0.2$$

Ecuación 3.8 Presión Neta

La pendiente e se aproxima a 0.2 para baja pérdida de filtrado, y disminuye hacia 0,125 para alta pérdida, fluidos menos eficientes.

La amplitud máxima de una fractura bidimensional viene dada por:

$$w_{\max} = \frac{2(p_f - \sigma_{\min})}{E'}$$

Ecuación 3.9 Amplitud Máxima de Fractura

Donde:

P_f = presión de fractura

σ_{\min} = esfuerzo mínimo

E' = módulo de elasticidad

Esta ecuación muestra que la amplitud es cero cuando la presión de fractura es menor o igual que el esfuerzo mínimo el proceso de fractura es gobernado por la presión neta: $P_f - P_c$.

Hay un gradiente de presión en la fractura, desde un máximo en el pozo P_w , hasta un mínimo en la punta, P_c , que es la presión de cierre. El gradiente definido por Nolte es:

$$\beta = \frac{P_w - P_c}{P_f - P_c}$$

Ecuación 3.10 Gradiente de Fractura definido por Nolte

Donde:

P_f = presión promedio en la fractura, y toma en cuenta la caída de presión por fricción en la fractura

P_c = presión de cierre

P_w = presión máxima en el pozo

3.9 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN DURANTE UN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO ⁵

El fracturamiento se logra por una inyección a suficiente presión para romper las rocas de la formación alrededor del pozo (Presión de Ruptura). Un volumen de fluido y otro con agente de soporte son bombeados a una presión de propagación de la fractura. Al finalizar el tratamiento la presión cae a una presión instantánea de cierre, la cual es utilizada para calcular el gradiente de fractura de la formación.

La observación de las presiones de fondo durante un fracturamiento es necesaria para entender y mejorar el proceso. En la figura 3.9 se puede observar el comportamiento de las presiones típicas de inyección.

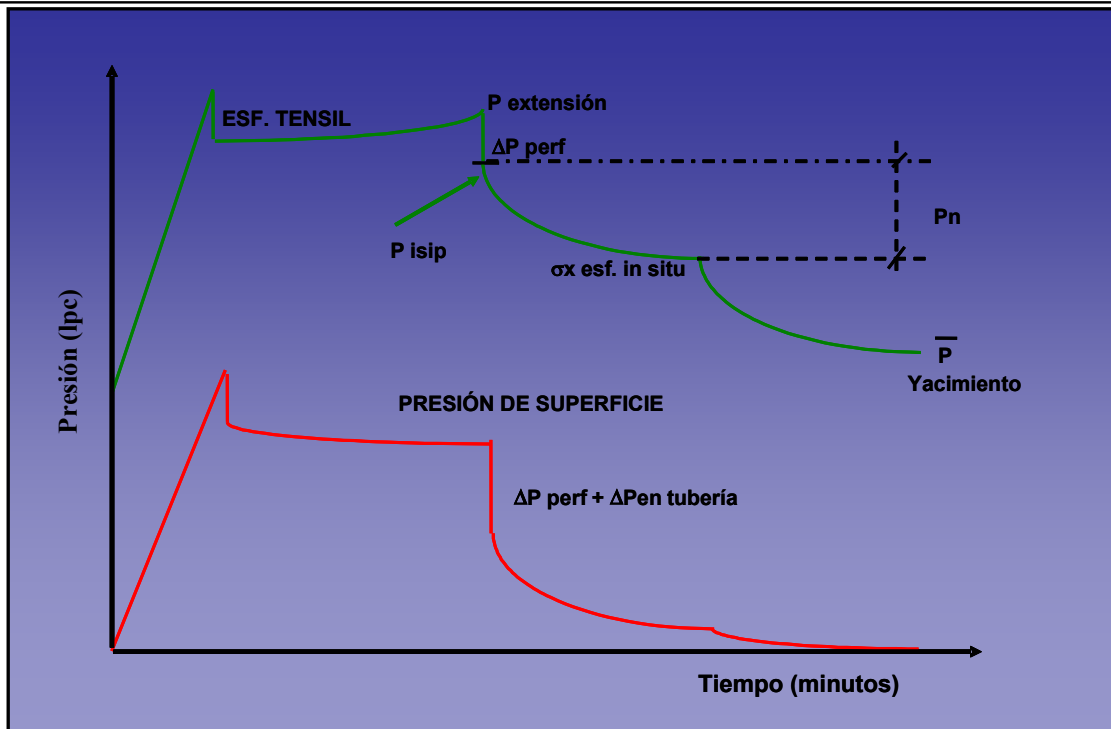


Figura 3.9 Presiones típicas de Inyección

De P_{bd} a la primera caída, no se ve en yacimientos que ya tienen fracturas, naturales o inducidas. Si este valor es muy alto, puede ser fricción en la vecindad del pozo, causada por tortuosidad, el análisis de la declinación de presión permite calcular el coeficiente de pérdida de filtrado y la eficiencia del fluido de fractura puede haber más de un punto de cierre.

3.10 POSIBLES DAÑOS EN UNA FRACTURA ^{5,}

- Enterramiento del agente de soporte en las paredes
- Aplastamiento y fragmentación del agente de soporte, generando finos
- Exceso de residuos de gel en la fractura
- Asentamiento del agente de soporte en la parte inferior de la fractura

3.11 EVALUACIÓN POSTERIOR A LA FRACTURA ^{5,}

- Pruebas de producción
- Gamma Ray, si se han usado trazadores radioactivos
- Prueba de restauración de presión, con análisis de curvas tipo para yacimientos fracturados.

3.11.1 EVALUACIÓN DE UNA FRACTURA. VERDADERO ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

Siempre se ha comparado el comportamiento de fracturado contra no fracturado

En este análisis no se normalizan las condiciones, esto es, debería compararse el comportamiento de flujo radial del pozo dañado, radial sin daño, y fracturado. Muchas de las fracturas que se ejecutan solo pasan más allá del daño, y daría el mismo resultado un tratamiento químico.

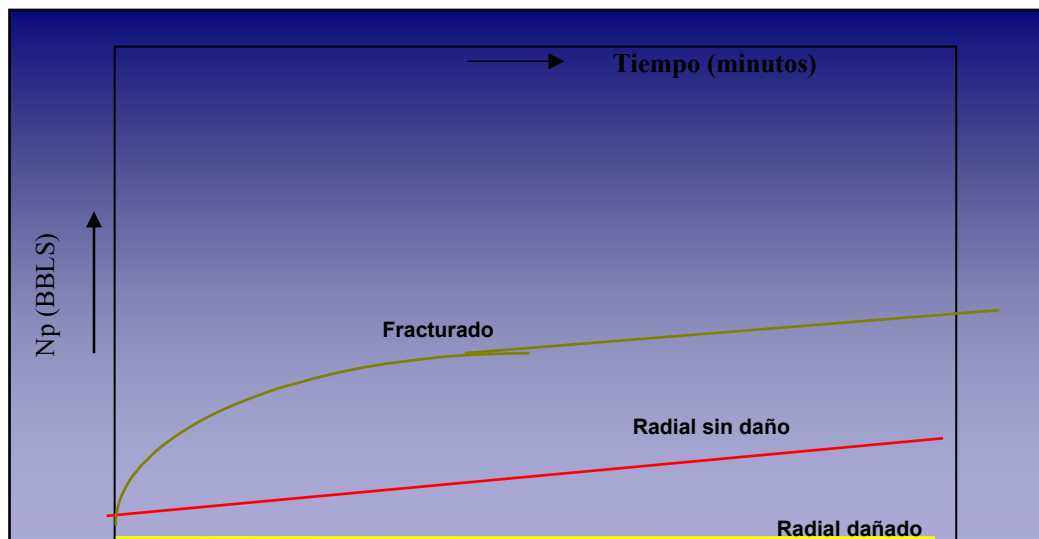


Figura 3.11 NP vs. Tiempo

La medida del éxito de una fractura es la comparación entre la tasa de producción esperada, en estado cuasi estable, en el cual, un incremento de la presión diferencial produce una tasa q , de un fluido de viscosidad efectiva μ , de un yacimiento de conductividad Kh al petróleo.

Si el petróleo tiene una viscosidad de 0,2 cp, su permeabilidad es de 100 md, 30 pies de espesor, entonces, por cada lpc de diferencial, debería producir 150 b/d, aun sin fracturar.

En términos de radio del pozo y radio efectivo de drenaje

También hay que tomar en cuenta la zona dañada alrededor del pozo, que en la práctica significa reducir el radio del mismo, entonces, el flujo convergente hacia el pozo estaría representado por:

La lógica del fracturamiento ha sido sobrepasar el daño, creando una tasa de flujo “adecuada”.

Esta es la razón por la cual la mayoría de los tratamientos de fractura producen incrementos de dos a tres veces la tasa de flujo del pozo sin fracturar.

Para evaluar una fractura, debe calcularse la producción acumulada

$$N_P = \int_0^T Q dt = \sum \int_0^T K_i h_i \left(\frac{\Delta P_i}{\mu_i} \right) G_i dt$$

Ecuación 3.11 Producción Acumulada

En esta ecuación se ve claramente que los yacimientos son complejos, y hay que dividirlos en capas de diferentes permeabilidades, y diferentes radios de drenaje y de daño, y que drenan en forma diferente. Los factores geométricos, serán diferentes para cada capa.

El fracturamiento en yacimientos multicapa se dirige a uniformizar el drenaje.

Ya que la relación r_e/r_D puede cubrir dos ordenes de magnitud, una mejora de un orden de magnitud en producción, significara solo la mitad del potencial (en escala logarítmica). Incluso si la relación de r_e/r_D es solo de un orden de magnitud, triplicar la producción es solo la mitad del potencial

Por lo tanto, no es sorprendente que se obtengan beneficios de fracturar zonas de alta permeabilidad, aun con fracturas pobremente empaquetadas, ya que se sobrepasara la zona dañada.

Se debe tomar en cuenta que cuando fracturamos, estamos abriendo un canal “colector” y transportador del flujo del yacimiento hacia el pozo. Por lo tanto, este canal debe tener la mayor conductividad posible.

La conductividad es función de la amplitud de la fractura, de su longitud y de la permeabilidad del agente de soporte, pero hay que tomar en cuenta que:

- 1.- Se requiere tener longitud para tener amplitud, no existen las fracturas “anchas y cortas”
- 2.- La longitud de una fractura puede incrementar el radio de drenaje efectivo de un pozo.

En el diseño convencional, se ignoran estas realidades. Una conductividad de k_{rd} es fácil de obtener en la práctica, pero una de k_{lf} es muy difícil de obtener en formaciones de alta permeabilidad, sin el uso de agente de relleno grueso o una respuesta extrema de presión de empaquetamiento en toda la fractura, y no solo en la vecindad del pozo.

La segunda observación es pertinente sobre todo en áreas a desarrollar, donde puede drenarse efectivamente con menor número de pozos.

Se requiere un análisis económico profundo, y de predicción del agotamiento

3.12 FLUIDO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO 1,2

El fluido de fracturamiento hidráulico es un componente crítico del tratamiento de fracturamiento hidráulico.

Sus funciones principales son:

- Abrir la fracturamiento hidráulico
- Transportar el agente de soporte a lo largo de la longitud de fractura.

Por consiguiente, las propiedades viscosas del fluido es considerado a menudo una de las más importantes. Es más, debe haber la menor pérdida de filtrado a la formación y no debe dañarla.

3.12.1 CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO DE FRACTURAMIENTO:

- 1.- Compatible con el fluido del pozo, para evitar emulsiones
- 2.- Estable a temperatura de fondo
- 3.- Capaz de sostener y llevar el agente de soporte dentro de la fractura formada
- 4.- No dañar la permeabilidad de la matriz
- 5.- Seguro y fácil de manejar
- 6.- Baja pérdida de fricción en la tubería Lograr altas tasas de inyección
- 7.- Baja pérdida de fluido a la formación Propagación de la fractura

3.12.2 TIPOS DE FLUIDOS DE FRACTURA

- **Fluidos Base-Agua**

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

Gelificantes para Agua: Pueden agregarse muchos polímeros agua-solubles para viscosificar el agua y lograr que haga una solución capaz de suspender el agente de soporte. Los polímeros son moléculas de alto peso molecular. Se usan:

- Almidón
- Goma guar (Guar es una larga cadena el polímero compuesto de azúcares del galactose) (Whistler, 1959)
- HPG (hydroxylpropyl)
- CMHPG (alta temperatura) (carboxymethylhydroxypropyl)
- HEC (hydroxyethyl celuloso)

Debe resaltarse que la hidratación del gel ocurre al pH bajo (5-7) y se tarda cuando el pH es más alto.

Entrecruzadores: Los polímeros son producto de las soluciones viscosas a temperatura ambiente; con los aumentos de temperatura, estas soluciones adelgazan significativamente.

La concentración del polímero (polímero que carga) puede aumentarse para compensar los efectos térmicos, Los agentes entrecruzadores se usan para aumentar dramáticamente el peso molecular del polímero, aumentando de esta manera la viscosidad de la solución.

Estos pueden ser:

- Borato (ácido bórico ó borato de sodio) : altas temperaturas
- Titanio: sensibles ambiente ácido
- Zirconio: alta temperatura
- Antimonio
- Aluminio

El borato y el zirconio son los más usados hoy, si depende de la temperatura.

Las ventajas del Borato son las siguientes:

- Son muy resistentes a la temperatura (la formulación de HT sube a 320 ° F)
- Fáciles de mezclar, e incluso puede prepararse con el agua de mar.

El entrecruzador de Zirconio se usa bien para la temperatura más alta a 400 °F., en conjunto con el polímero de CMHPG. Desafortunadamente, ellos son sensibles a la sal, y no pueden correrse con KCl, o agua de Mar, también son de shear sensible, toleran menos tortuosidad que el fluido del borato.

Razones para demorar el entrecruzamiento del gel

- Entrecruzamiento rápido aumenta las perdidas por fricción
- Entrecruzamiento rápido, seguido de alta tasa de corte disminuye la viscosidad final del gel
- El gel de borato es casi insensible al corte
- Los geles de titanio y zirconio son muy sensibles
- Programar el entrecruzamiento cerca de las perforaciones
- Fluidos Base-Aceite

Los fluidos de fracturamiento hidráulico originalmente eran base-aceite. Su viscosidad inherente también les hizo más atractivos que el agua (Howard y Fast, 1970). Los fluidos base-aceite son caros y operacionalmente difíciles de manipular. Por consiguiente, ellos se usan ahora sólo en las formaciones que se conoce que son sumamente sensibles al agua o que sufren reducción de permeabilidad cuando se exponen a los fluidos ácuos.

- **Fluidos Multifases**

Hay situaciones en que las propiedades estándares base-agua o fluidos de base-aceite pueden ser reforzadas por la incorporación de una segunda fase en el fluido. Se crean las espumas agregando gas al agua o fluidos de base-aceite. Las emulsiones son creadas mezclando el aceite y agua juntos.

- **Aditivos**

Biocidas ó Bactericidas: su función es probar el tipo de bacterias para prevenir la degradación del polímero mientras está guardado.

Rompedores: a < de 250°F (oxidantes, enzimas, ácidos débiles), rompe las cadenas del polímero.

Buffers: se utiliza para ajustar el pH

Surfactantes: se usa para bajar tensión interfacial entre el fluido de fracturamiento hidráulico y la matriz de la formación, limpieza, ruptura de emulsiones para la recuperación del fluido.

Estabilizadores de arcillas: zirconatos, 2 a 3% KCl. En caso de que un fluido de Zirconate se use, el aditivo especial de control de arcilla debe usarse.

Estabilizadores de temperatura: metanol, el mecanismo para el alivio de gel es la oxidación de las cadenas del polímero. Los estabilizadores son utilizados generalmente para compensar la aceleración de la oxidación con la temperatura alta.

Controladores de filtrado: ellos son optativos en formaciones de permeabilidad baja donde los entrecruzadores se melifican, una manera muy eficaz de controlar el pérdida de filtrado, si es necesario, es agregar 3% a 5% base aceite en el gel entrecruzado base agua.

Otros aditivos son, espumantes, reductores de fricción, desviadores, espaciadores.

3.12.3 VISCOSIDAD DE LOS FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

5,

La caracterización reológica de los fluidos de fractura es difícil. Si se usan fluidos newtonianos, la viscosidad es constante.

Los geles lineales sin entrecruzar, en general se comportan como fluidos sujetos a la ley exponencial.

Los geles no lineales, entrecruzados, en general no se comportan como líquidos. Se les miden propiedades reológicas, y se ajustan al comportamiento de ley exponencial, después de someterlos a esfuerzo de corte con temperatura.

Es importante saber que los esfuerzos de corte en la tubería y en la fractura son diferentes, la tasa de corte en la tubería varía entre 1000 y 5000 1/seg., y en la fractura entre 10 y 100 1/seg.

Es importante impartir la tasa de corte correcta para medir la reología de estos fluidos

3.12.4 AGENTES DE SOPORTE ^{1,2}

No es suficiente sólo crear una fractura hidráulica en la formación, también es necesario concentrar el fracturamiento hidráulico con un alto material conductivo y poroso que hará la fractura hidráulica permeable. Para este propósito hay diferentes tipos de agentes de soporte disponibles. Las propiedades importantes de la arena son; la compresión, conductividad, fuerza, alojamiento, tamaño, forma y capa.

El paquete del agente de soporte es afectado por la tensión, temperatura y concentración del mismo. La conductibilidad de un agente de soporte es más alta a los valores de bajo-tensión porque los granos son grandes y la porosidad y permeabilidad están a sus valores más altos. Con el aumento de valores de tensión, los granos del agente de soporte se deteriorarán y se pondrán más pequeños, reduciendo su porosidad y permeabilidad. También puede reducirse la conductibilidad con los aumentos de temperatura. Finalmente, un aumento en la concentración del agente de soporte aumentará la conductibilidad de la fractura hidráulica armando una fractura más ancha.

3.12.5 PROPIEDADES FÍSICAS DE AGENTES DE SOPORTE

Las propiedades físicas de un agente de soporte afectan su habilidad de entregar la conductibilidad óptima a la fractura hidráulica bajo condiciones específicas. Algunas de las propiedades que más significativamente afectan la conductibilidad son:

- Análisis del Tamiz: El tamaño tiene una gran influencia en la permeabilidad y conductibilidad. Un agente de soporte más grande puede entregar a la fractura hidráulica alta conductibilidad bajo las condiciones de cierre-tensión bajas; los tamaños del agente de soporte más pequeños pueden exhibir la conductibilidad más alta bajo la tensión de cierre alta.

Los agentes de soporte son graduados por el tamaño para proporcionar el espacio del poro óptimo entre los granos individuales depositados dentro de la fractura hidráulica.

- Resistencia a la Compresión: La resistencia de la compresión indica la fuerza relativa de varios agentes de soporte determinando la cantidad de material aplastado bajo una carga específica.
- Gravedad Específica: La determinación de gravedad específica puede indicar la tendencia de un agente de soporte a establecer la gelificación de un fluido con una viscosidad dada.
- Redondez: Los granos del agente de soporte redondos se resisten a ser aplastados, porque las tensiones de cierre están más uniformemente distribuidas.
- Solubilidad Ácida: La cantidad de material ácido-soluble en un agente de soporte indica la presencia de contaminantes (carbonatos, feldespatos, óxidos, finos de arcilla).

3.12.6 TIPOS DE AGENTES DE SOPORTE

- Arena: Dependiendo de las propiedades físicas, las arenas pueden subdividirse en grupos de excelente, buena e inferior calidad. La arena excelente o “Premium” vienen de Illinois, Minnesota, y Wisconsin. Es normalmente conocida como “la arena norteña,” “la arena Blanca,” “arena de Ottawa,” “arena de Jordan,”. Estas arenas exceden considerablemente las normas del API, y se usan en todo el mundo.

Las arenas de calidad buena o normal vienen del Hickory la Piedra de la arenisca cerca de Brady, Texas. Estas arenas tienen un el color más oscuro que las arenas norteñas. Alguno del los nombres comunes son “la arena castaña de Texas,” “la arena castaña,” “arena Brady”. Localizadas más cerca de los campos de petróleo

que las arenas norteñas, estas arenas el menos del es menos costosas y más usadas. La gravedad específica de la arena es aproximadamente 2.65.

- Bauxita sinterizada: La bauxita sinterizada y óxido de circonio son agentes de soporte de alta-fuerza con una gravedad específica de aproximadamente 3.4 o mayor. Debido a su alto costo, están generalmente limitados a los pozos con tensiones de cierre muy altas.
- Cerámicas Intermedias Son llamados agentes de soporte de fuerza-intermedia (ISP), tienen una gravedad específica entre 2.7 y 3.3. La variación en la gravedad específica es debida al crudo y depende de los materiales usados para hacer los agentes de soporte. ISP son principalmente usados para los rangos de tensión de cierre entre 5,000 lpc y 10,000 lpc.
- Arena cubierta con resina Pueden aplicarse las capas de la resina para mejorar la arena del agente de soporte. La resina que cubre el agente de soporte es usualmente manufacturada durante el proceso industrial formar una la película inerte. Las arenas cubiertas con resina tienen una conductibilidad más alta a límites de presiones más altos que las arenas convencionales. La resina ayuda extendido la tensión encima de una área más grande del grano de arena y reduce la carga del punto el ing. Estos agentes de soportes pueden usarse para prevenir “flowback” de agente de soporte cerca del “wellbore”. Las arenas cubiertas con resina normalmente tienen una gravedad específica de aproximadamente 2.55.

3.13 EQUIPOS REQUERIDOS PARA REALIZAR UN TRATAMIENTO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO^{1,4}

Realizar un tratamiento de fracturamiento hidráulico puede ser uno de los procedimientos más complejos realizados en un pozo. Esto se debe en parte a las altas tasas y altas presiones, el gran volumen de materiales inyectado, la mezcla continua

de estos y la gran cantidad de variables desconocidas en el diseño original del tratamiento de fracturamiento hidráulico.

3.13.1 LA BOMBA

La presión de fracturamiento es generada por una simple acción recíproca de la unidad de bombas que tienen entre 700 y 2000 caballos de fuerza hidráulica (Apéndice C). Estas unidades se impulsan por las maquinarias de diesel.

3.13.2 LA MÁQUINA MEZCLADORA “BLENDER”

Mezclando el equipo mezcla el sistema de fluido de fracturamiento hidráulico, agrega los agentes de soporte y suministros de esta mezcla a las bombas a altas presiones. Las lechadas pueden mezclarse continuamente por el equipo o mezclados por lote mezclados y almacenados en los tanques de fluido. El lote de fluido mezclado es entonces mezclado con el agente de soporte en un afluente continuo y alimenta a las bombas. (Apéndice C)

3.13.3 “MOUNTAIN MOVER”

El “Mountain Mover” (Apéndice C) es el tanque donde el agente de soporte se almacena.

3.13.4 CENTRO DE COMANDO DE TECNOLOGÍA

El centro de comando de tecnología es donde el ingeniero y el supervisor de fracturamiento hidráulico estarán durante el tratamiento. Toda la información debe centralizarse al centro del comando técnico.

Este equipo es importante durante el tratamiento de fracturamiento hidráulico, ya que en él se tiene espacio, el operador de la bomba puede seguir lo que está pasando con la bomba, se puede ver el fluido, ya que el laboratorio casi está dentro de la van de fracturamiento hidráulico (muy cerca)

3.13.5 LÍNEAS DE ALTA PRESIÓN

Se usan líneas de alta presión para conducir el fluido al pozo. Deben reforzarse las líneas correctamente para asegurar que no pueda ocurrir ningún desplazamiento brusco en caso de alguna filtración. Además, deben instalarse una válvula de contrapresión y una válvula de alivio en disposición para descargar la presión, en caso de cualquier sobrepresión involuntaria. (Apéndice C).

3.13.6 LABORATORIO DE PRUEBAS QA-QC

El laboratorio de ingeniería es crítico para el éxito de la operación, mientras asegura la calidad del sitio, debe permitir:

- Verificar los químicos antes de la operación.
- Verificar el plan de tratamiento con los químicos reales del campo.
- Supervisar el fluido del tratamiento continuamente.
- Controlar, como se está bombeando abajo en el hoyo.
- Realizar un análisis después del tratamiento para tener una idea del comportamiento de los fluidos del tratamiento con la temperatura.

El laboratorio debe localizarse entre el centro de mando y los tanques de aditivos de líquidos y las máquinas mezcladoras.

CAPÍTULO IV ANTECEDENTES DE LOS YACIMIENTOS OBJETIVOS

4.1 INTRODUCCIÓN

Los yacimientos M-7 y M-8 se probaron en el pasado en 11 pozos del campo, sin obtener buenos resultados. En todos los casos, fluyó gas a muy baja presión. De estos 11 pozos, se intentó realizar un trabajo de fracturamiento hidráulico sin obtener resultados exitosos, este pozo fue el MY-04.

4.2 RESUMEN DE OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO EN EL POZO MY-04

Las operaciones comenzaron con cabria el 23 de febrero de 1986. Limpió pozo con mecha de 8-3/8" hasta el tope del colgador 6628 S.T. 2-7/8" con mecha 5-7/8". Perforó cementó desde 6628 pies hasta 6648 pies. Continuó limpiando hasta 8625 pies, tope del colgador. Limpió con mecha 5-7/8" y lima para CSG de 7" hasta 8652 pies. Corrió registro de cementación GR, CBL, CCL, VDL desde 8652 pies hasta 6300 pies, mostrando un cemento regular. Perforó CSG - GUN con cañón de 4" - 4 TPP el aislamiento 8620 pies-8622 pies.

Asentó retendedor a 8580 pies. Realizó prueba de inyectividad al aislamiento (8620pies – 8622 pies) con 6000 lpc y no recibió. Perforó "tubing gun" el aislamiento (8475 pies – 8477 pies).

Cementó el aislamiento, presión final 6200 lpc - se utilizaron 40 sacos de cemento hasta 8460 pies.

Limpió con mecha 5-7/8" y lima hasta 8460 pies. M.T. con empacadura, probó cemento con 6200 lpc "OK". S.T. 2-7/8", N-80, EUE - 6,5 #/pie (1 x 1) botando al piso.

Perforó el intervalo de la arena M-8 (8428 pies – 8433 pies) con cañón de 4", 4 TPP alta penetración, realizó mini-frac N°1 con los siguientes resultados:

PRIMERA PRUEBA:

Presión de ruptura: 4600 lpc

Rata: 12 gpm

Volumen bombeado: 51 galones

Presión de cierre: 3000 lpc

SEGUNDA PRUEBA:

Presión de propagación: 3200 lpc

Rata: 13,5 gpm

Volumen bombeado: 62 galones

TERCERA PRUEBA:

Presión de propagación: 3090 lpc

Rata 11 gpm

Volumen bombeado: 33 galones

Luego de realizar el mini-frac 1, se sacó tubería con equipo de mini-frac. Asentó TDH con tubería a 8308 pies. Asentó empacadura a 8300' y probó TDH con 700 lpc. Perforó intervalo lutítico (7900 pies - 7905 pies) con cañón de 4", alta penetración.

Realizó mini-frac N°2 con los siguientes resultados:

PRIMERA PRUEBA:

Presión de ruptura: 4050 lpc

Rata 15 gpm

Volumen bombeado: 53 galones

Presión de cierre: 3400 lpc

SEGUNDA PRUEBA:

Presión de propagación: 3600 lpc

Rata: 15 gpm

Volumen bombeado: 73 galones

TERCERA PRUEBA:

Presión de propagación: 3800 lpc

Rata: 11 gpm

Volumen bombeado: 13 galones

Transcurridos 15 minutos se trató de realizar prueba de inyección al intervalo lutítico (7900 pies – 7905 pies) para así estimar la cantidad de cemento a usar durante su cementación y este no tomó con 700 lpc.

Después de realizado el segundo mini-frac, se sacó tubería de 3-1/2” CS - Hydrill 1 x 1 con equipo de mini-frac. Fresó TDH a 8308 pies y cementó desde 8460 pies hasta 8550 pies. Bajó libre hasta 8580 pies. Corrigió obstrucción a 6635 pies y 6639 pies con “taper mill”.

Realizó viaje de limpieza hasta 8580 pies con mecha y lima. Metió tubería con retenedor y empacadura. Colocó colchón balanceado de gas-oil desde 8580 pies hasta 7750 pies. Asentó retenedor a 7800 pies. Asentó empacadura a 7792 pies y probó retenedor con 5000 lpc. Sacó tubería con herramienta de asentar retenedor y empacadura. Metió tubería EUE, 2-7/8” punta libre. Desplazó agua salada de 11,4 lpg por gas-oil 7790 pies. Sacó 57 tubos 1 x 1 al piso. Colgó tubería y desvistió equipo.

Cerró operaciones el 13 de marzo de 1.986. Es toda la información que se tiene, no hay ninguna conclusión referente a este trabajo de estimulación.

CAPÍTULO V. METODOLOGÍA Y ANÁLISIS DE RESULTADOS POR POZO

5.1 POZO P1- 01

5.1.1 METODOLOGÍA

En esta sección, se describen los pasos a seguir para llegar al objetivo planteado en este Trabajo Especial de Grado, descripción del pozo, determinación de las propiedades de la zona investigada (registros, núcleos), determinación de las condiciones “in-situ” y de los parámetros de operación (registros, minifrac), diseño del trabajo (simulación) y ejecución del trabajo (tratamiento de fractura principal).

5.1.1.1 Descripción del Pozo

El pozo es vertical. Las arenas objetivos de este pozo son M-8 Inf. y M-7. El sistema de lodo utilizado para perforar el yacimiento de interés fue lodo invertido de 12.4 ppg, 74% aceite, 26% agua. La Arquitectura del pozo se puede observar en la figura 5.1.

Un resumen de las operaciones de perforación y la curva de progreso del pozo están detallados en el Apéndice C.

El pozo se completó con una sarta de producción de 4 1/2 “. La metalurgia es 13% de cromo L80 de manera que resistiera tanto la corrosión por CO₂ como el craqueo por H₂S. El equipo de completación incluyó de fondo a tope:

- Un tubo cola estándar.
- Un asiento de completación (nipple).
- Un tubo perforado.
- Un asiento de completación (nipple).

- Una empacadura instalada hidráulicamente.
- Un asiento de completación (nipple).
- Una válvula de seguridad de fondo (TRSCSSV).
- Un colgador para la tubería de producción.

La localización está equipada con cabezales de 6500 lppc y una DHSV de 10.000 lpc. El diseño de completación debía permitir operaciones de fracturamiento hidráulico con la completación en sitio.

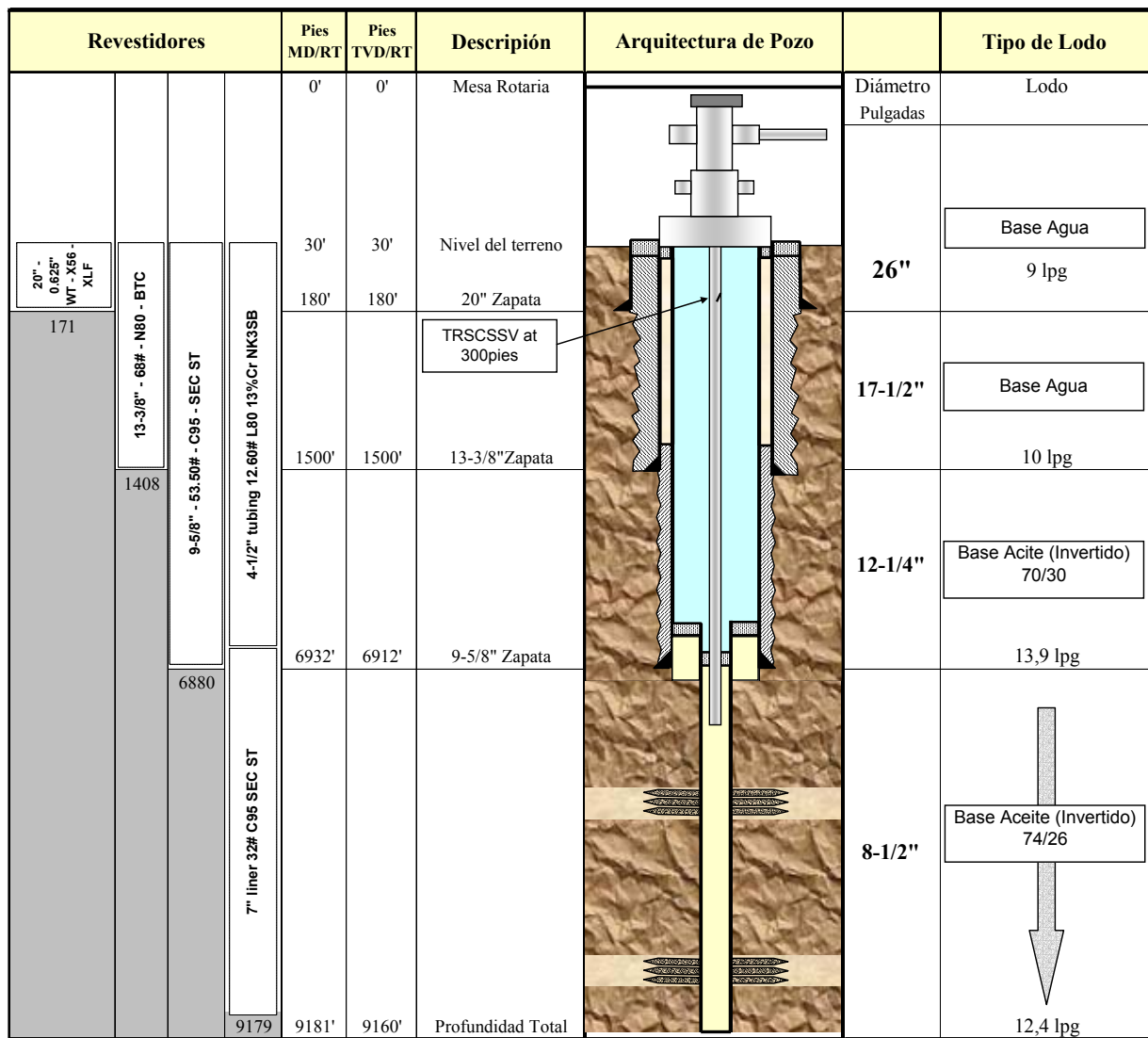


Figura 5.1 Arquitectura del Pozo

5.1.1.2 Determinación de las propiedades de la arena M-8 Inf. (Registros, núcleos)

- **Registro Compuesto:**

En el registro compuesto (Figura 5.2) el yacimiento objeto de análisis era el M-8 Inf. El yacimiento se perforó en la zona más permeable de la formación, para asegurar así la posibilidad de iniciar una fractura. De este registro se obtuvieron los siguientes datos suministrados por el Geólogo de Campo:

- Fracturas Naturales: No frente al intervalo cañoneado, pero algunas fisuras arriba.
- Saturación de Agua: 20 %
- Altura del intervalo a fracturar hidráulicamente: 38 pies
- Fronteras de las capas:
- Por debajo: arcillas 9086 pies – 9150 pies
- Por encima: arcillas 9010 pies – 9035 pies

Se realizaron las siguientes pruebas utilizando las muestras del núcleo de la arena M-8 del pozo MY-2, para determinar el esfuerzo y las características de la mecánica de la roca: pruebas uniaxial, pruebas triaxial. (Tabla 5.1) De las pruebas, se pueden hacer las siguientes conclusiones:

- Módulo Young: 6.5 – 8.2
- Radio de Poisson: 0.14 – 0.11
- Esfuerzos Ilimitados: 15 000 – 23 000 lpc

Se hicieron otras pruebas para determinar el esfuerzo mínimo, pero no eran conclusivas: la única conclusión es que existe una anisotropía muy fuerte.

Tabla 5.1 Resultados de las Pruebas de los Pozos MY-2 y MY-4

Pozo	UCS (bar)	E (10 ⁶ bar)	ν	$E' = \frac{E}{1-\nu^2}$	C (bar)	ϕ (°)
MY-2 @ 8423.7'	1057	0.46	0.14	0.47	229	47.5

Donde:

UCS: "Unconfined Strength"

E: módulo de Young;

ν : módulo de Poisson;

E': módulo de esfuerzo plano

C: cohesión;

Φ : ángulo de fricción en la orientación de Fractura

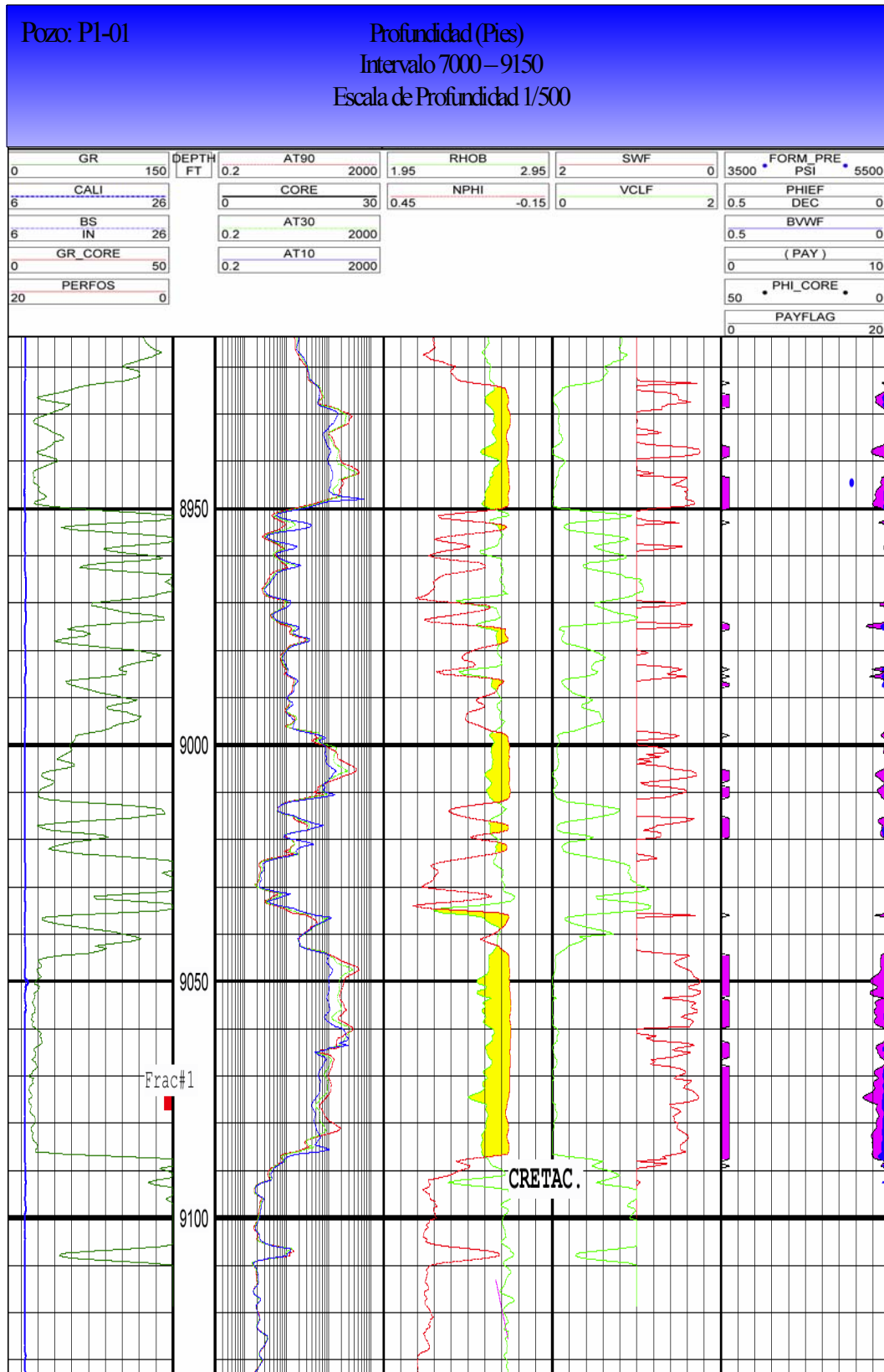


Figura 5. 2 Registro Compuesto

- **Registro “Modular Formation Dynamics Tester” (MDT)**

El análisis del MDT en M-8 Inf. indicó una presión alrededor de 4.785 lpc, que se interpretó como efecto balón en el yacimiento. (Densidad de lodo utilizada para perforar esta sección, 12,4 lpg lodo invertido).

5.1.1.3 Determinación de las condiciones “in-situ” y los parámetros de operación (Registros, Minifrac)

- **Registro Imagen de Sónico Dipolar (DSI)**

Orientación de la fractura

Los resultados del registro DSI (Figura 5.3) se procesaron y fueron combinados para medir la anisotropía, identificar fracturas abiertas por el modelo de Stoneley del DSI, medir las propiedades de la roca y estimar la dirección de los esfuerzos, aproximar los esfuerzos calculados y las propiedades mecánicas con los resultados de procesamiento de anisotropía.

El análisis del registro DSI indicó que la orientación de fractura era NE 40° en el yacimiento.

Las conclusiones del análisis de anisotropía elástica indicaron lo siguiente:

- El esfuerzo máximo es NE40°
- Casi no hay anisotropía elástica.
- No hay ninguna fractura natural según el DSI.

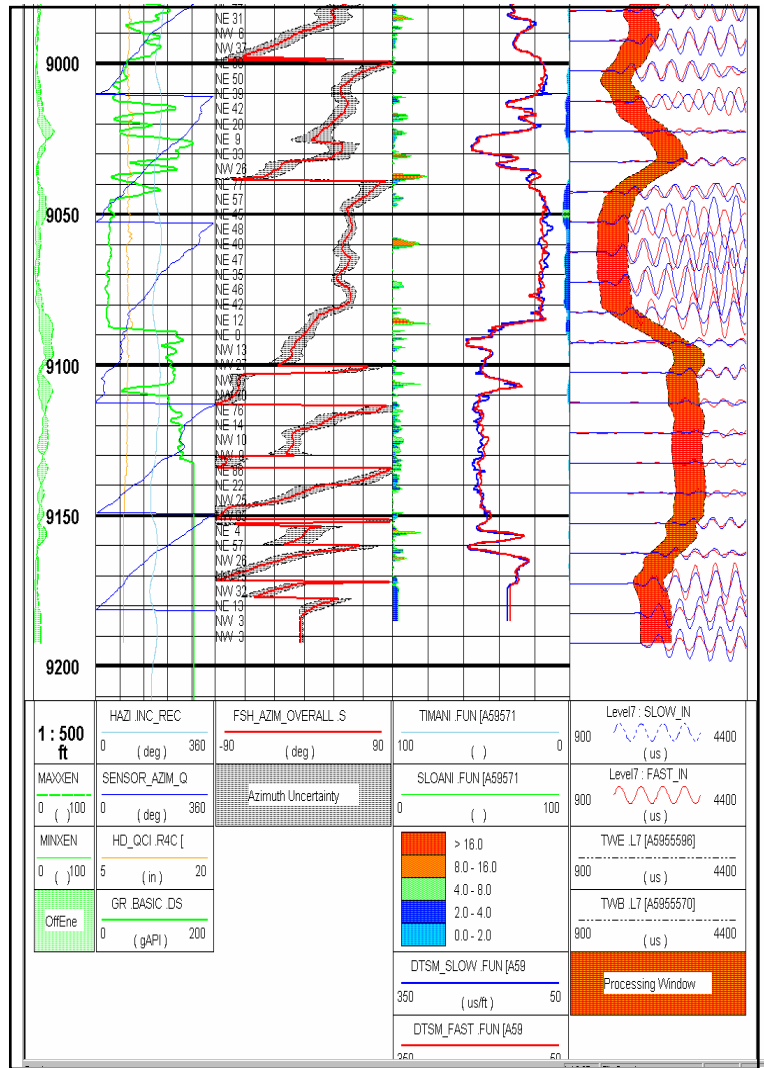


Figura 5.3 Registro DSI. Pozo P1-01 Arena M-8 Inf.

- **Análisis del Esfuerzo**

Existe un método uniforme para calcular los esfuerzos de registros, que se basan en la siguiente ecuación:

$$\sigma_{h \text{ min}} = \frac{\mu}{1 - \mu} (\sigma_{\text{vert}} - \alpha_p p) + \alpha_p p$$

Ecuación 5.1 Esfuerzo Horizontal Mínimo

El esfuerzo de sobrecarga, σ_{vert} , se determina de un registro integrado de densidad.

La relación de Poisson, μ es calculada del compresional y velocidades de onda de cizallamiento dados por un registro acústico y DSI.

A menudo existe discrepancia entre los valores derivados de los medidos a través de los registros, llevando a la conclusión que la suposición del esfuerzo uniaxial inherente a la ecuación 5.1 es inadecuado. Para mejorar los valores estimados del esfuerzo, se hizo un ajuste de calibración agregando un término adicional del esfuerzo a la Ecuación 5.1, con lo cual cambia el perfil para asimilar los valores medidos.

$$\sigma_{h \text{ min}} = \frac{\mu}{1 - \mu} (\sigma_{\text{vert}} - \alpha_p p) + \alpha_p p + \sigma_{\text{tect}}$$

Ecuación 5.2 Ajuste del Esfuerzo Horizontal Mínimo

Se realizó un análisis detallado, y se calculó para cada punto del registro por cada profundidad un $\sigma_{h \text{ min}}$ y un $\sigma_{h \text{ max}}$.

Para hacer este cálculo, se introdujeron 2 parámetros, la tensión horizontal mínima y la tensión horizontal máxima (Ver detalles en Apéndice B). Se ajustaron estos parámetros hasta que se pudiesen predecir las rupturas de pared observadas.

- **Registro de “Ultrasonic Borehole Imager” (UBI)**

No existen fracturas naturales evidentes frente al intervalo cañoneado (9072 – 907 pies), pero si hay algunas fracturas naturales encima del intervalo cañoneado (9055 – 9060 pies).

La conclusión del UBI (Figura 5.4) frente a esta sección es la siguiente:

- No ha ninguna fractura natural aparente.

- Hay algún estallido natural pasando a través del yacimiento que indica que hay alguna anisotropía elástica.

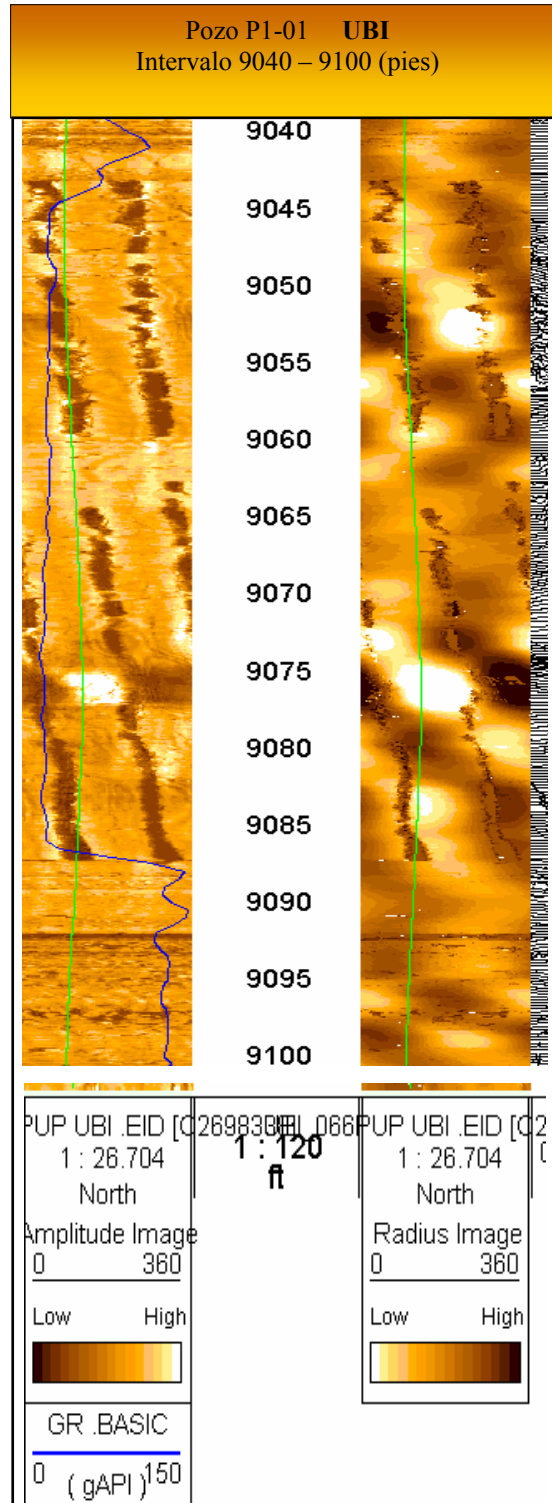


Figura 5. 4 Registro UBI. Pozo P1-01. Arena M-8 Inf.

- **Prueba del Minifrac**

Realización del Minifrac

Se planeaba bombear 2.000 gal de gel entrecruzado, seguido por la fase de gel lineal. Debido a un problema mecánico del mezclador, sólo se bombeó gel lineal, a través del siguiente programa de bombeo:

Tabla 5.2 Programa de Bombeo en el Minifrac

Volumen por etapas (gal)	Desde (Hora)	Hasta (Hora)	Tasa Promedio (bpm)	Presión de cabezal Promedio (lpc)	Presión de Fondo Promedio (lpc)
5.459	16:12	16:22	12.4	9.228	
0	16:22	16:30		4.589	
3.622	16:30	16:35	18.1	9.164	11.442
4.938	16:35	16:41	19.8	9.386	11.394
266	16:41	16:41:23	16.5	8.758	11.248
165	16:41:23	16:41:44	12.3	8.016	11.036
141	16:41:44	16:42:10	7.0	7.160	10.724

El minifrac se realizó a través de una sarta de fractura (Figura 5.5), se realizó el cálculo de volumen de desplazamiento, obteniendo lo siguiente:

- “Flowmeter” de baja presión a la Cruz de Fractura 273 gal (6,5 bbl)
- Cruz de fractura a Profundidad Total: 5.340 gal (127 bbl)
- Volumen de desplazamiento total: 5.600 gal



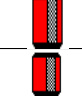

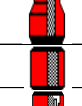
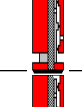
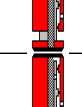
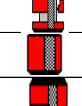


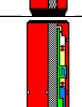
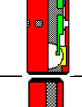

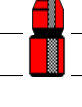


COMPANY	YPERGAS	WELL	P1-01		
AREA	LAND	FIELD	YUCA EL PLACER		
SERVICES	DST/EMR/STE	BASE	MATURIN		
	DESCRIPTION	THREAD	LENGTH (FT)	OD (pul)	ID (pul)
	Lift Sub				
	Test Tree				
	5" Stiff Joint 4.75 4 Stub	5 3/4 4 STUB ACME	35,00	5,00	3,06
	X-Over 5.75 4 Stub acme x 3 1/2 9.2 PPF NK3SB Dip	5 3/4 4 STUB ACME	1,50	5,00	2,992
	Tubing 3 1/2" NK3SB 9.3	3 1/2" NK3SB	7628,00	3,50	2,992
	X-Over 3 1/2" NK3SB Bo	3 1/2" NK3SB	15,00	5,00	2,25
	Slip joint (5 Ft stroke)	3 7/8" CAS	15,00	5,00	2,25
	Slip joint (5 Ft stroke)	3 7/8" CAS	15,00	5,00	2,25
	Slip joint (5 Ft stroke)	3 7/8" CAS	15,00	5,00	2,25
	X-Over 3 7/8" Cas Box- 3	3 1/2" IF	1,62	5,00	2,25
	3 1/2" Heavy weight 36 P	3 1/2" IF	600,00	5,00	2,25
	4-3/4" 47 ppf Drill collars	3 1/2" IF	540,00	4,75	2,25
	OMNI Valve Singler Char	3 1/2" IF	21,41	5,00	2,25
	X-Over 3 7/8" Cas Box- 3	3 1/2" IF	1,67	5,00	2,25
	3 1/2" Drill Pipe 15.5 #/Ft.	3 1/2" IF	30,00	4,75	2,602
	X-Over 3 1/2" IF Box- 3 7	3 1/2" IF	1,63	5,000	2,25

Figura 5.5 Sarta de Fractura Utilizada en el Minifrac

No fue posible analizar el comportamiento de la presión mientras se realizaba la inyección debido a que habían demasiados cambios en la presión de fricción en la tubería (Figura 5.6).

El análisis de declinación de presión se realizó y se llegó al siguiente resultado:

- Presión de Fractura: 8.050 lpc
- Gradiente de Fractura: 0,89
- Presión de Cierre: 4884 lpc
- Eficiencia del Fluido: 20% (Sólo salmuera y gel lineal)
- Fricción: 3.338 lpc @ 16,5 bpm (Tortuosidad: alta)

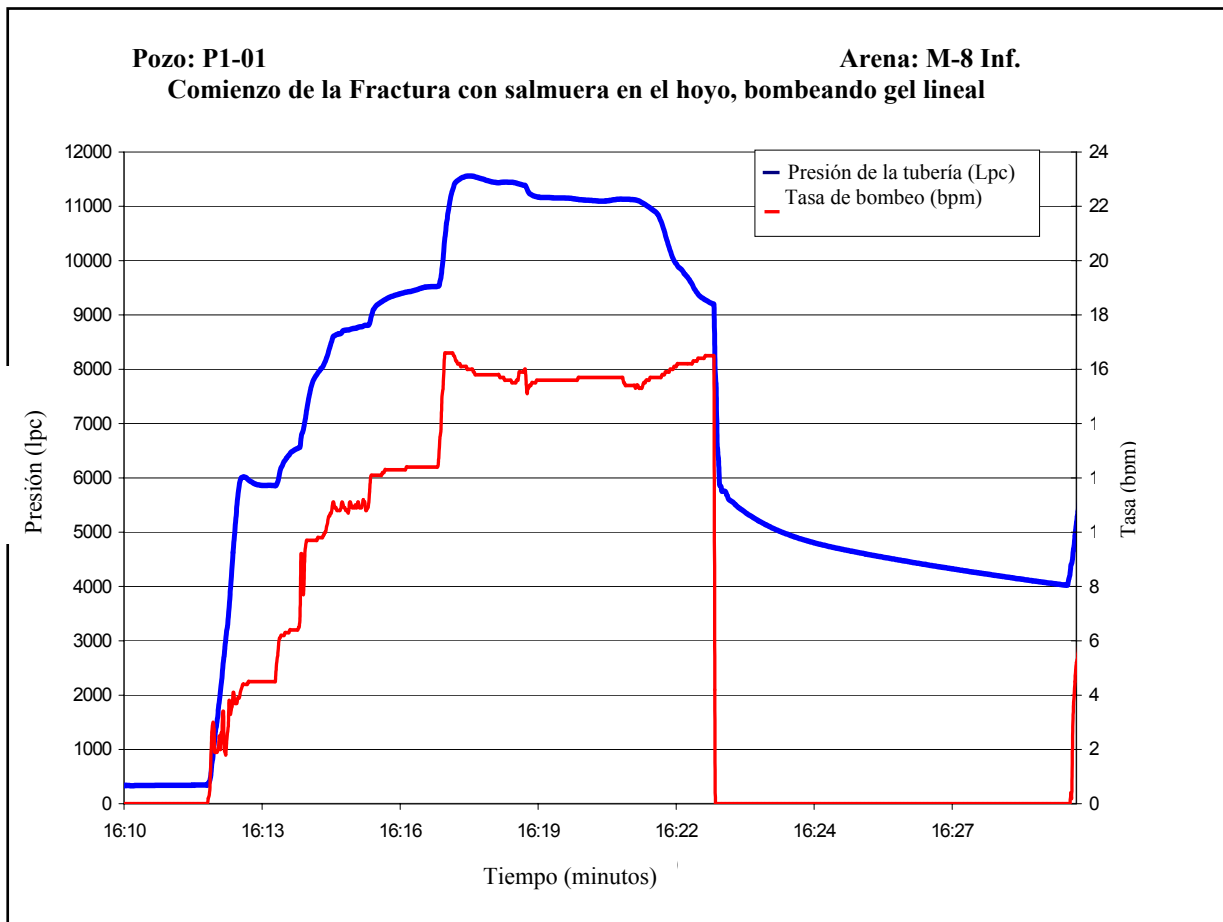


Figura 5.6 Comienzo de la Fractura

5.1.1.4 Diseño del Trabajo. Cotejo y Simulación

Descripción del Yacimiento para el Modelo de Fracturamiento Hidráulico.

Para predecir la geometría de la fractura fue usado un Programa 3D de Fracturamiento Hidráulico: Stimplan ®. Para evaluar la propagación de la fractura y geometría, se debe ingresar una descripción del yacimiento en el programa. Se realizó la siguiente descripción:

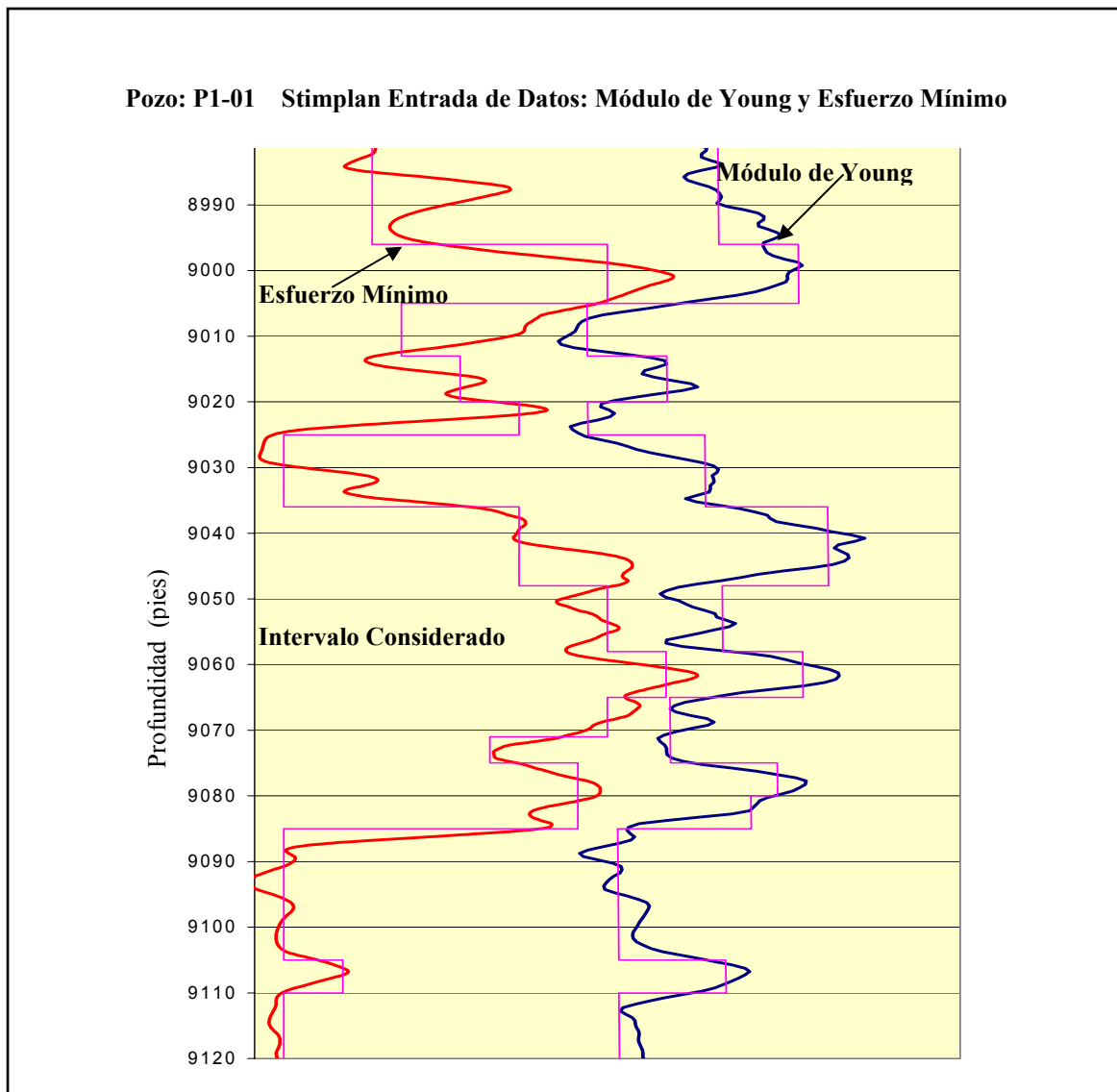


Figura 5.7 Comparación de gráficos de la descripción del yacimiento utilizada en el programa de fractura 3D y los datos observados o calculados con los registros

Tabla 5.3 Datos Introducidos al Programa

De (MD/RT) (pies)	Hasta (MD /RT) (pies)	Gradiente de Esfuerzo (lpc/pie)	Mínimo Esfuerzo (lpc)	Porosidad %	Módulo de Young Estático Calculado	Relaciónde Poisson	Permeabilidad (mD)	Des. de la Roca
8950	8996	0,8	9.845	0	4.0	3.8		Arena arcillosa
8996	9005	1,25	11.245	3	7	8	0,1	Arcilla
9005	9013	0,85	7.654	3	5	4.5	0,1	Arena
9013	9020	1	9.013			5.5		
9020	9025	0,85	7.667	0	2.5	6.5		Arena
9025	9036	1,07	9.656	0	7	2.5		Arena
9036	9048	1,3	11.746	3	8.2	6.5	0,1	Arena
9048	9058	1,11	9.952	3	9.5	8	0,1	Arena dura
9058	9065	1,25	11.322	3	8	9	0,1	Arena
9065	9071	1	9.065	3	8	8	0,1	Arena
9071	9075	1	9.071	3	6	6	0,1	Arena
9075	9080	1,2	10.890	5	7.5	7.5	0,5	Arena
9080	9085	1,15	10.442	4	7.5	7.5	0,3	Arena
9085	9105	0,9	8.176	4	2.5	2.5	0,3	Arena
9105	9110	1,1	10.015	3	2.5	3.5	0,1	Arena arcillosa
9110	9150	0,9	8.199	0	2.5	2.5		Arcilla
9150		0,95	8.640	0	2.5	2.5		Arcilla

- **Simulación del Minifrac: Cotejo del Modelo de Comportamiento Análisis de Stimplan**

Se hizo un esfuerzo para simular la presión observada durante la prueba inyección, usando un simulador 3D de fracturamiento Stimplan®.

El análisis se realizó en 2 pasos: El primer paso es analizar la declinación de presión y determinar los parámetros siguientes:

- La tensión mínima (se determina por el punto de cierre de fractura).

- Coeficiente de pérdida de fluido (también se determina en el tiempo que se observa el cierre de la fractura).

- **Cotejo 3D de la Presión**

Para simular las fracturas naturales, el coeficiente de pérdida fluido fue aumentado drásticamente (por un factor de 10) en las capas entre 9065 y 9080 pies para simular la fractura natural “leakoff”. Los siguientes datos fueron introducidos en el programa:

Tabla 5.4 Datos del Yacimiento para el Cotejo de la Presión

Desde (pies)	Hasta (pies)	Gradiente de Esfuerzo (lpc/pies)	Esfuerzo @ tope de la zona (lpc)	Módulo de Young (mm lpc)	Fluid loss Coefficient (pies/sqrt (min=	Spurt loss (gal/100 pies^2)
8.950	8.996	0,8	9.845	4,0	0	0
8.996	9.005	1,25	11.245	7	0	0
9.005	9.013	0,85	7.654	5	0	0
9.013	9.020	1	9.013		0	0
9.020	9.025	0,85	7.667	2,5		0
9.025	9.036	1,07	9.656	7	0,001	0
9.036	9.048	1,3	11.746	8,2	0,005	0
9.048	9.058	1,1	9.952	9.5	0,005	0
9.058	9.065	1,25	11.322	8	0,001	0
9.065	9.071	1	9.065	8	0,035	0
9.071	9.075	1	9.071	6	0,04	0
9.075	9.080	1,2	10.890	7,5	0,035	0
9.080	9.085	1,15	10.442	7,5	0	0
9.085	9.105	0,9	8.176	2,5	0	0
9.105	9.110	1,1	10.015	2,5	0	0
9.110	9.150	0,9	8.199	2,5	0	0
9.150		0,95	8.640	2,5	0	0

El resultado del cotejo de presión es el siguiente:

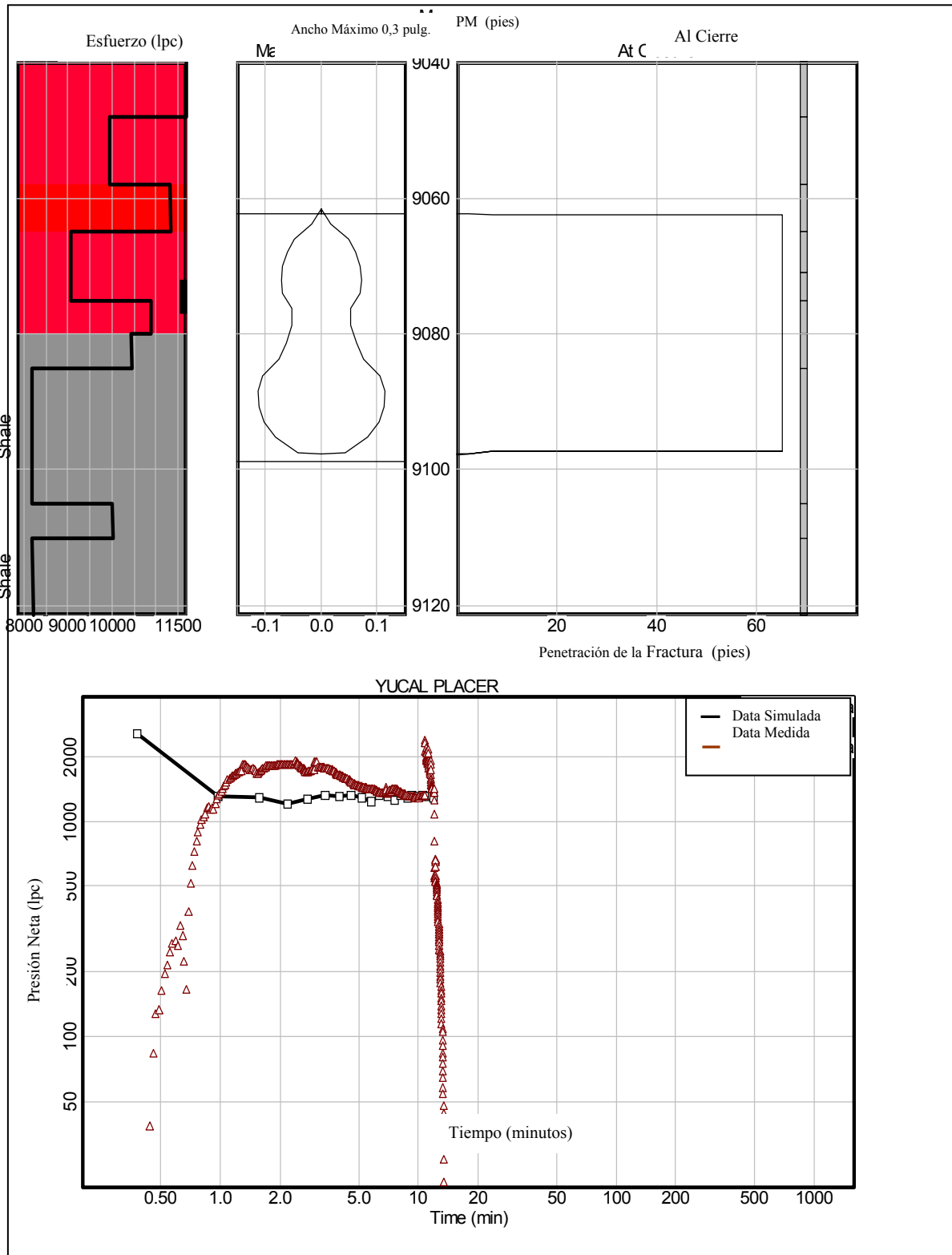


Figura 5.8 Resultado del Cotejo de la Presión

Del gráfico anterior se puede concluir que el modelo predice la conducta de presión. El crecimiento de Fractura según el modelo es desde 9061 pies.

- **Registro de Temperatura**

El uso de esta herramienta, consiste en hacer el registro antes del trabajo para tener una línea base, la cual se compara con el registro tomado después del minifrac, para evaluar la altura de propagación de la fractura. Se debe esperar de 6 a 8 horas, para que se calienten los niveles no inyectados y vuelvan cerca de su temperatura inicial y de esta manera obtener resultados más confiables.

En el pozo P1-01 este registro no fue tomado antes del minifrac, por lo cual no se tenía un registro base, para comparar. Se tomó el registro de temperatura, el cual indicó que el crecimiento superior de la fractura era aproximadamente a partir de 9056 pies (Figura 5.9).

Debe señalarse que la fractura se propagó en la arcilla como indica el registro de temperatura, y no fue posible ver la propagación hacia debajo de la fractura, puesto que se tenía una limitación por la presencia del cuello flotador.

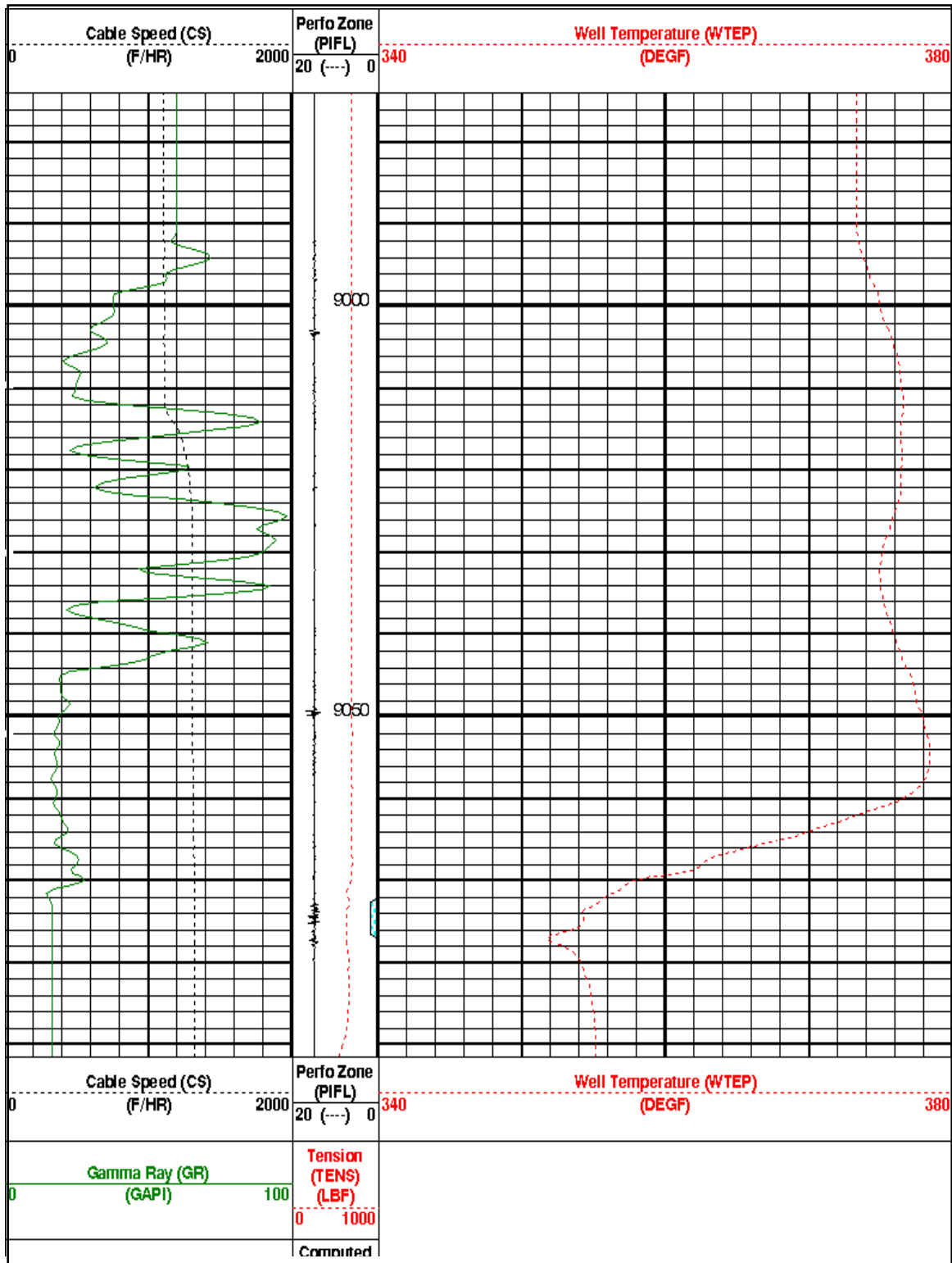


Figura 5.9 Registro de Temperatura. Pozo P1-01 Arena M-8 Inf.

- **Plan del Tratamiento Recomendado**

- Bombear una píldora de agente de soporte de malla 100 seguido por un 1 - 2 lpg de píldora de arena, reducir la tortuosidad, a través de: el taponamiento de fracturas naturales o la erosión de la cara de la fractura (muy difícil ya que la roca es muy dura).
- Seguido a este tapón con el gel lineal para crear un poco de longitud y evitar propagar la fractura con demasiada presión neta que reduciría la eficiencia del fluido.

Proporción de PAD: La proporción de pad se determina asumiendo que la pérdida de filtrado sólo depende de la presión, y asumiendo una eficiencia de gel entrecruzado superior que el gel lineal (alrededor de 40%).

La proporción del pad debe estar alrededor de 40% del volumen limpio total. No existe ninguna manera de evitar la propagación de la fractura en las arcillas debajo del yacimiento.

Se recomienda el siguiente tratamiento, (Tabla 5.5)

Tabla 5.5 Plan de Tratamiento Recomendado para el Tratamiento Principal

Tipo de Fluido	Volumen de Fluido (Limpio) (gal)	Volumen de Fluido (Sucio) (gal)	Concentración de Arena (lpg)	Agente de Soporte acumulado total (lb)
Xlink Gel	2.000	2.000	0	
Xlink gel with 1 ppg 100 mesh píldora	1.000	1.050	1	1.000
Xlink gel with 1-2 ppg sand píldora	1.500	1.600	1 – 2	2.250
Linear gel displacement	6.000	7.000		
Xlink gel	10.000	10.000		
Xlink gel + 1 ppg stage	4.000	4.130	1	4.000
X link gel + 2 ppg	3.000	3.190	2	10.000
X link gel + 3 ppg	3.000	3.290	3	19.000
X link gel + 4 ppg	4.000	4.520	4	35.000
X link gel + 5 ppg	4.500	5.230	5	57.500
Displacement (7 bbl – Underdisplacement)	7.000	7.000		
TOTAL	48.600			60.000

El análisis del minifrac indica a lo siguiente:

- La pérdida de filtrado depende de la presión, lo que indica la posible presencia de fracturas naturales
- La tensión mínima es alrededor de 9000 lpc en condiciones de fondo, lo que corresponde a 0.99 lpc/pies.
- La eficiencia del fluido es alrededor de 20% para el gel lineal y salmuera.

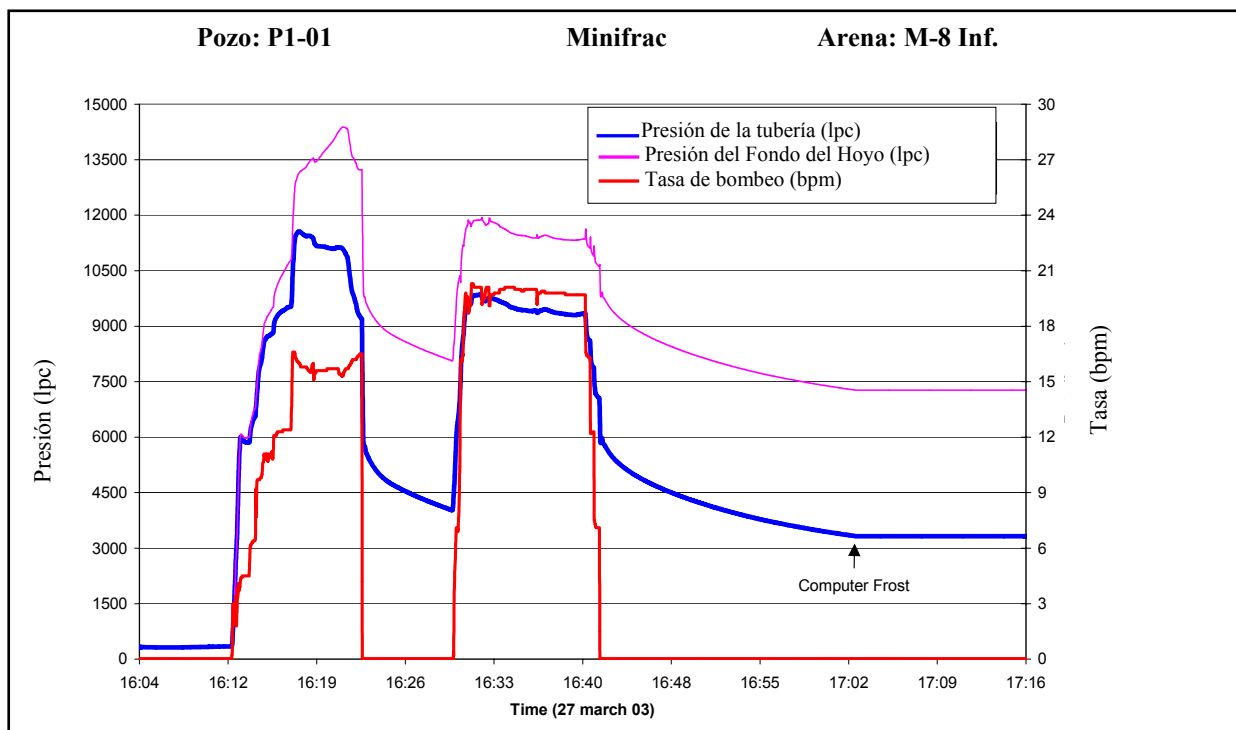


Figura 5. 10 Comportamiento de la Presión en el Minifrac

- **Pérdida de Presión cerca del “Wellbore” (NWBPL)**

NWBPL es la caída de poca presión de fricción en la región cercana al “wellbore” y tiene 2 causas posibles:

1. El área del cañoneo es insuficiente
2. La geometría de fractura es compleja cerca del “Wellbore” (Tortuosidad).

La magnitud de NWBPL se define como la diferencia entre la presión de bombeo final en el fondo del hoyo y la presión instantánea de cierre. La contribución relativa de la fricción del cañoneo y de la tortuosidad cerca del hoyo puede medirse a través del uso de un “step down test”.

Un NWBPL con una dependencia de tasa baja (por ejemplo $Q \wedge 0.5$) indica que la tortuosidad dominó NWBPL y una dependencia de tasa alta indica que las fricciones de la perforación dominó el NWBPL.

Un “step down test” (Figura 5.10) se realizó al final de la prueba del minifrac y se encontraron los siguientes datos:

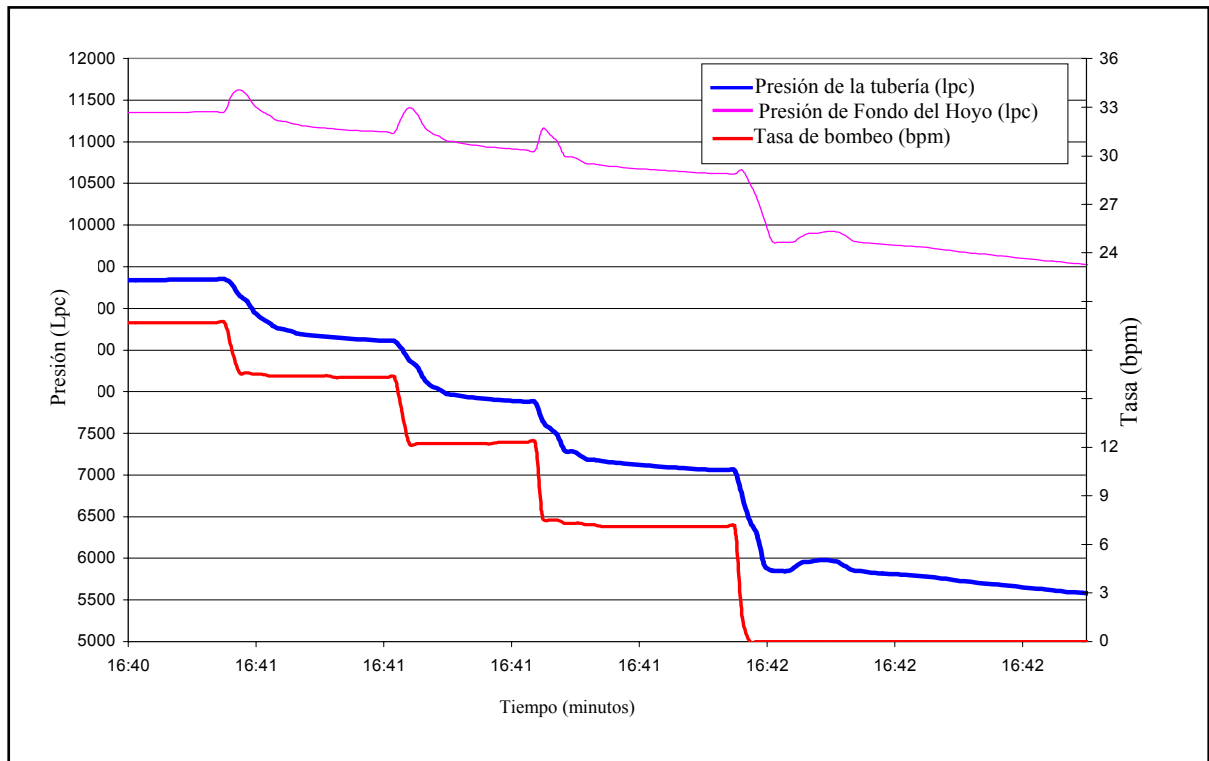


Figura 5.10 Prueba “Step Down Test”

Tabla 5.6 Resultados

Tasa (bpm)	WHP (lpc)	Presión de Fondo del Hoyo (lpc)	WHP Total Fricción (lpc)	Fricción de la Tubería por HALWIN (lpc)	Tortuosidad Calculada
19,7	9.347	11.361	3.463	1.400	2.000 lpc
16,3	8.614	11.119	2.730	1.000	1.700 lpc
12,3	7.882	10.900	1.998	800	1.200 lpc
7	7.058	10.615	1.174	400	750 lpc
0	5.884	9.860			

Este análisis indica que la subida está en el rango de 0.5 a 1, lo cual indica la fricción se debe principalmente a la forma de la fractura.

Hay 2 *sets* de datos para la fricción del hoyo calculada. Uno era calculado por la computadora que estaba adquiriendo los datos (PSW) y el otro era recalculado usando un programa separado (Halwin).

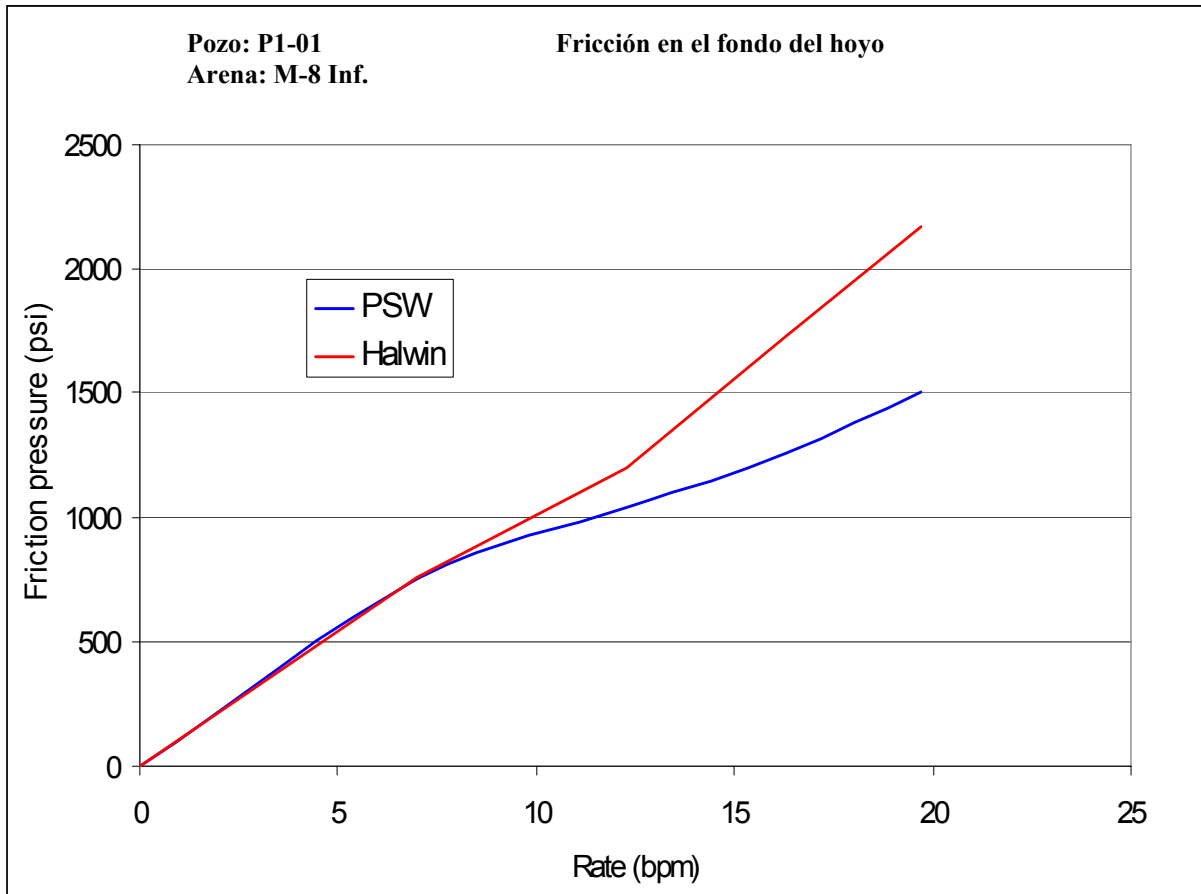


Figura 5. 11 Minifrac. Fricción en el Fondo del Hoyo

- **Eficiencia del Fluido**

Realizando un análisis de declinación de presión, el cierre a 5200 lpc se encuentra asociado a una eficiencia baja del fluido. Esto normalmente se llama “Pressure Dependant Leak-off” y se usa cuando se observan fracturas naturales.

La eficiencia del fluido se establece por una condición en la fractura, por ejemplo 20% al bombear 20 bpm para una presión neta dada.

En general la fractura hidráulica inducida se propaga perpendicular a la tensión horizontal mínima en-situ. Las fisuras naturales transversas se sostienen cerca de la acción de la tensión máxima. Como la presión trata de aumentar y acercarse a la tensión

horizontal máxima, las fisuras naturales retardan produciendo el aumento exponencial del coeficiente de “leakoff”.

- Cuando la presión del fondo del hoyo está por encima de 8876 lpc, el “Pressure Dependant Leak-off”, se observa, y se abren las fracturas naturales.
- La tensión mínima de la formación es alrededor de 8224 lpc (Equivalente a 0.82 lpc/pies) o menos. Esta tensión mínima o está delante de las perforaciones (Pressure Dependant Leak-off) o está en una capa sobre o debajo del intervalo cañoneado. En el caso del pozo P1-01 se cree que está debajo del intervalo cañoneado.

- **Plan de tratamiento principal**

El tratamiento de fractura principal se realizó a través de la tubería de completación, debido a los siguientes problemas operacionales:

- Disponibilidad de equipo 15.000 lpc
- El equipo de fractura de superficie fue mal diseñado
- La corrida de la sarta fue difícil
- Hubo fuga en la empacadura “Champ Packer IV” 7" 32 PPF)
- Falla del mezclador al momento de realizar la operación

Además, en la prueba del minifrac se descubrió que se podía hacer el trabajo de fracturamiento hidráulico a través de la sarta de completación (Figura 5.13), ya que ésta resistía la presión de fractura.

Se realizó el cálculo de volumen de desplazamiento, obteniendo lo siguiente:

- Mezclador a cabezal de pozo: 6.5 bbl
- Capacidad de la tubería de producción (4.5" - 12.75 #/ el pie) = 0.01522 bbl/pies
- Capacidad del Revestidor (7"- 32 #/pie) 0.0361 bbl /pie

- Volumen desde el cabezal de pozo hasta el tope de las perforaciones: 7310×0.01522
 $+ 1737 \times 0.0361 = 174 \text{ bbl}$

Se realizó el cálculo de las presiones máximas de trabajo, éstas son:

- Presión máx. del liner: 10.400 lpc
- Presión máx. de la tubería: 90% de la presión de estallido de la tubería de producción
- Presión máx. del anular: 5.000 lpc. (Durante el tratamiento se limitó a 4.500 lpc).

En consecuencia, la presión máxima de tubería que se puede alcanzar es de 12.500 lpc, por una presión máxima de 13.500 lpc con las bombas de fracturamiento hidráulico.

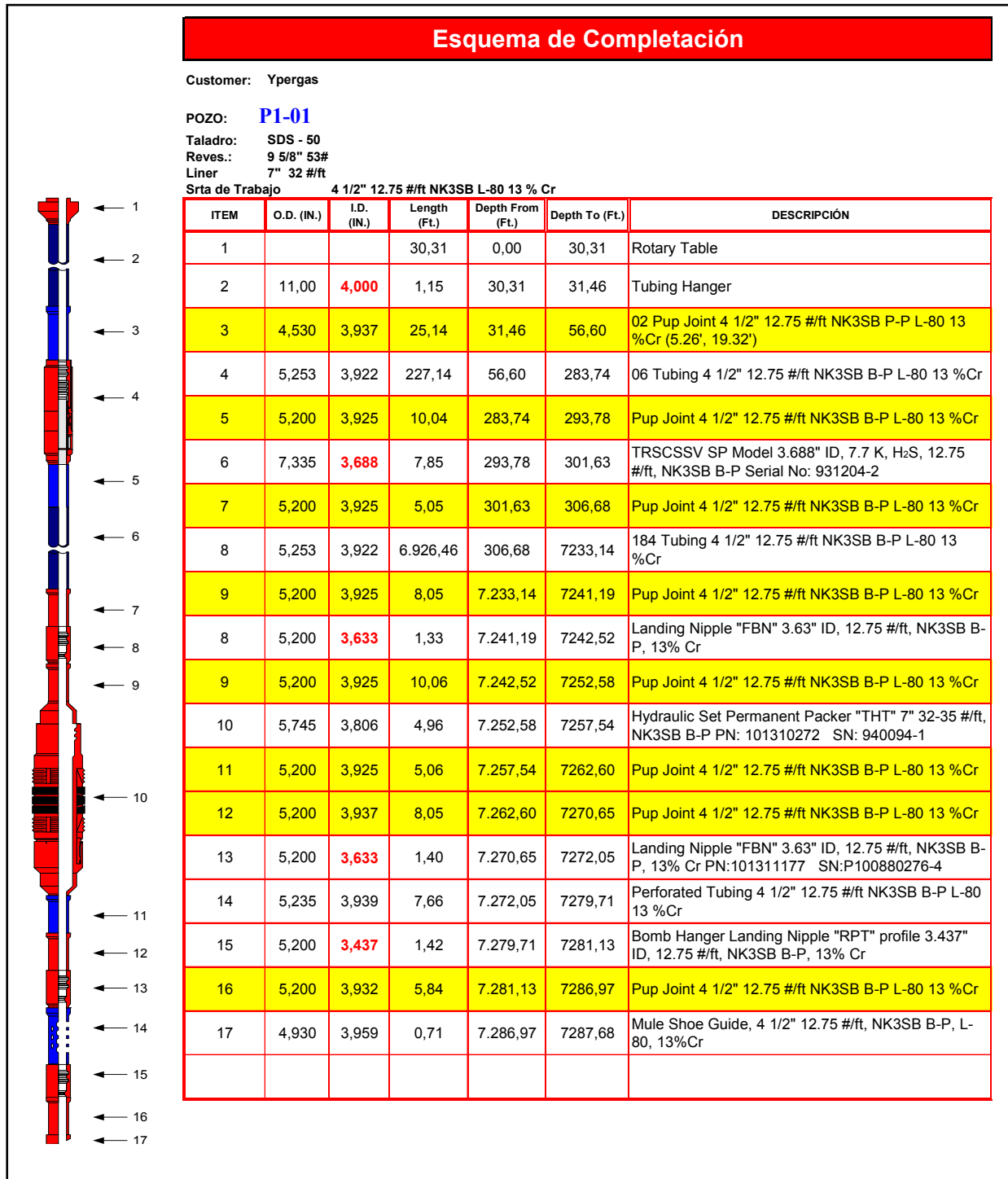


Figura 5.13 Esquema de Completación Pozo P1-01

5.1.2 RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

- **Tratamiento Principal de Fracturamiento Hidráulico**

El tratamiento se bombeó según el plan, sólo que las últimas 2 fases fueron rápidamente más cortas, debido a la subida de presión en el fondo del hoyo.

Tabla 5.7 Programa de Bombeo del Tratamiento Principal

Tipo de Fluido	Volumen de Fluido Planificado (gal)	Volumen de Fluido Observado (gal)	Etapas Planificadas para el agente de soporte (lb)	Etapas reales para el agente de soporte (lb)
Xlink Gel	2.000	2.000		
Xlink gel with 1 ppg 100 mesh píldora	1.050	742	1.000	866
Xlink gel with 1-2 ppg sand píldora	1.600	1.496	2.250	3.108
Linear gel displacement	7.000	6.011		
Xlink gel	10.000	10.094		
Xlink gel + 1 ppg stage	4.130	4.157	4.000	4.207
X link gel + 2 ppg	3.190	3.210	6.000	6.426
X link gel + 3 ppg	3.290	3.299	9.000	10.081
X link gel + 4 ppg	4.520	1.248	16.000	5.535
X link gel + 5 ppg	5.230	0	12.500	0
Displacement (7 bbl – Under displacement)	7.000	2.990		
TOTAL				48.148

Del tratamiento aplicado a la formación se puede hacer el siguiente análisis (Figura 5.14):

- No se apreció ningún cambio de presión cuando la primera píldora de la arena llegó a la formación (1 lpg de arena).
- La presión aumentó 250 lpc al tener una concentración de arena más alta de arena (1-2 lpg) en el fondo. Esto indicaba la existencia de alguna fricción cerca del hoyo.
- Al bombear el PAD, la presión inicialmente disminuyó de 400 lpc previo a la estabilización.
- Cuando el tratamiento principal a 1 lpg de (“X link Gel”) fue bombeado, la presión de fondo del hoyo empezó a aumentar y la siguiente ganancia se pudo observar:

100c se ganaron cuando la fase de 1 lpg alcanzó las perforaciones

450c se ganaron cuando la fase de 2 lpg alcanzó con las perforaciones

600c se ganaron cuando las 3 lpg alcanzaron las perforaciones

Arenamiento durante las 4 lpg que entraban a lo largo de las perforaciones

No fue posible predecir la fricción cerca del “wellbore”, mientras se bombeaba, por eso el arenamiento ocurrió.

Una vez que se dejó de bombear, la pérdida de presión era más lenta de lo que normalmente se observa durante un arenamiento cercano al “wellbore”:

- 3600 lpc estaban ligeramente perdidos en menos de 5 minutos. Esto indica que la fractura se condensó dentro de la formación con más de 1500 lpc.
- Después de 5 minutos, se empezó el flujo de retorno del pozo durante 1 hora, y fluyeron atrás alrededor de 100 bbl. No se observó arena en la superficie.
- En ese momento como la presión era menos de 5000 lpc, fue decidido sacar el protector del cabezal para hacer el flujo de retorno a través de la cabeza de flujo.
- Tomó 3 horas desarmar el protector del cabezal y quitar la manga de protección.

Entonces el pozo se abrió totalmente, y se observó que 18 000 lb de agente de soporte regresaban el flujo.

Cuando se realizó el flujo de retorno, lo siguiente debe señalarse:

- No era posible usar al receptor de arena debido a que el gel estaba tapando el filtro.
- Se recuperaron aproximadamente 600 bbl de agua cuando se realizó el flujo de retorno durante 16 horas.

200 bbl de 15:00 a 19:00

100 bbl de 20:00 a 21:30

100 bbl de 21:30 a 23:00

100 bbl de 23:00 a 3:00

100 bbl de 3:00 a 8:00

- Mientras se fluyó el pozo, ninguna medida de la tasa fue realizada. La tasa estimada era de 0.3 a 1 MM PCN/D. Después de 16 hrs de limpieza, todavía se estaba produciendo agua de manera intermitente.

- 1200 ppm de H₂S fueron medidos. Los volúmenes de CO₂ eran mayores a 25% , es por esta razón que no se pudo probar la productividad de este yacimiento, primero el riesgo humano que se corría y luego la metalurgia de la sarta no aguantaba estas cantidades de H₂S y CO₂.

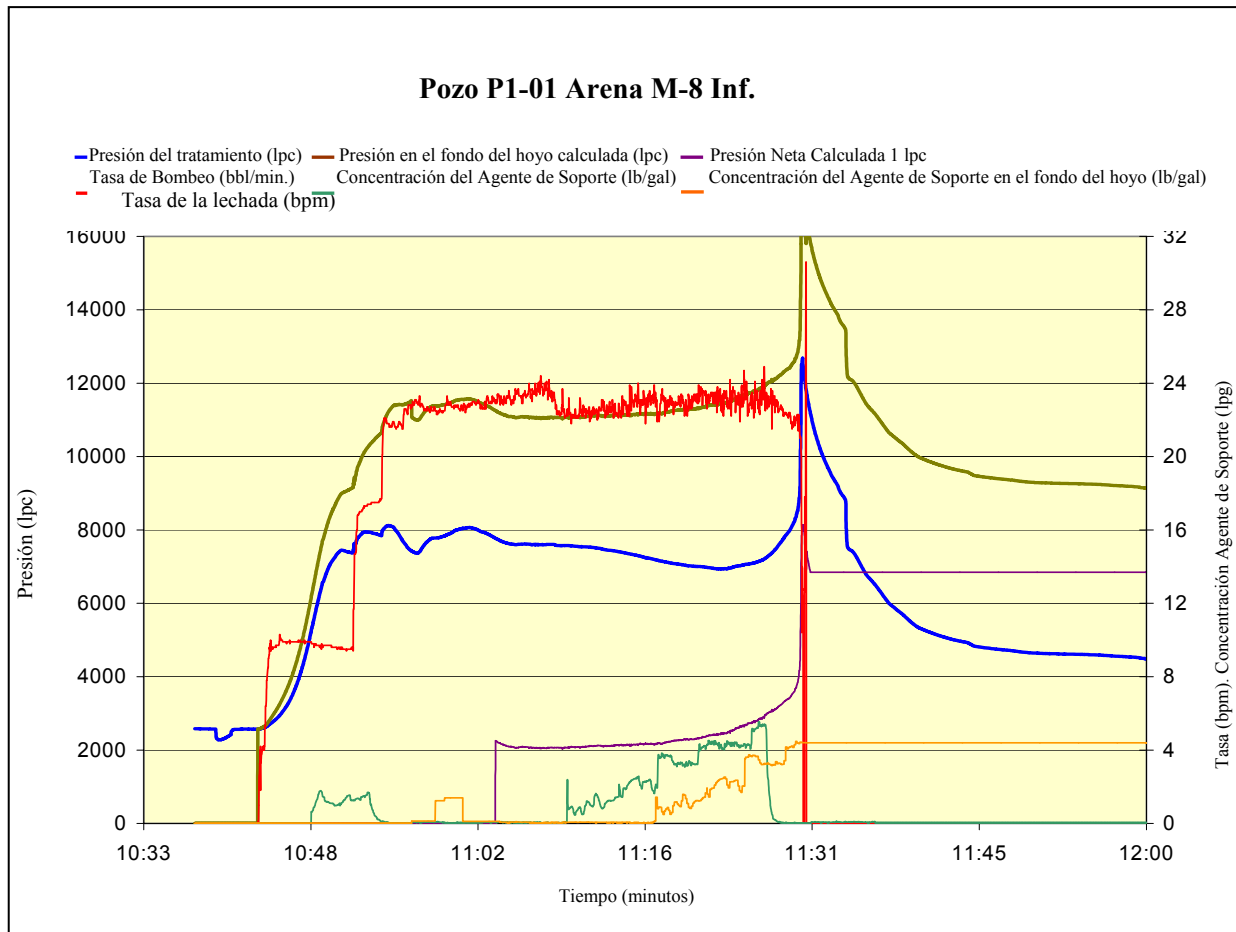


Figura 5.14 Comportamiento de los Parámetros durante le Tratamiento

- **Comparando La Presión de Diseño del Tratamiento de Fracturamiento Principal, Con La Observada Durante El Tratamiento**

Usando el simulador 3D, Stimplan® hizo una tentativa para comparar la presión observada durante el tratamiento principal con la basada en el modelo construido después del minifrac (Figura 5.15).

Fue posible igualar el aumento de presión inicial, pero no era posible igualar el arenamiento. Esto es probablemente debido a las siguientes causas:

- Deshidratación del gel en una fractura natural y todos los agentes de soporte detuvieron el movimiento
- Debido a la tortuosidad, la entrada era demasiado estrecha para aceptar el agente de soporte, y entonces el agente de soporte se atascó en este punto.

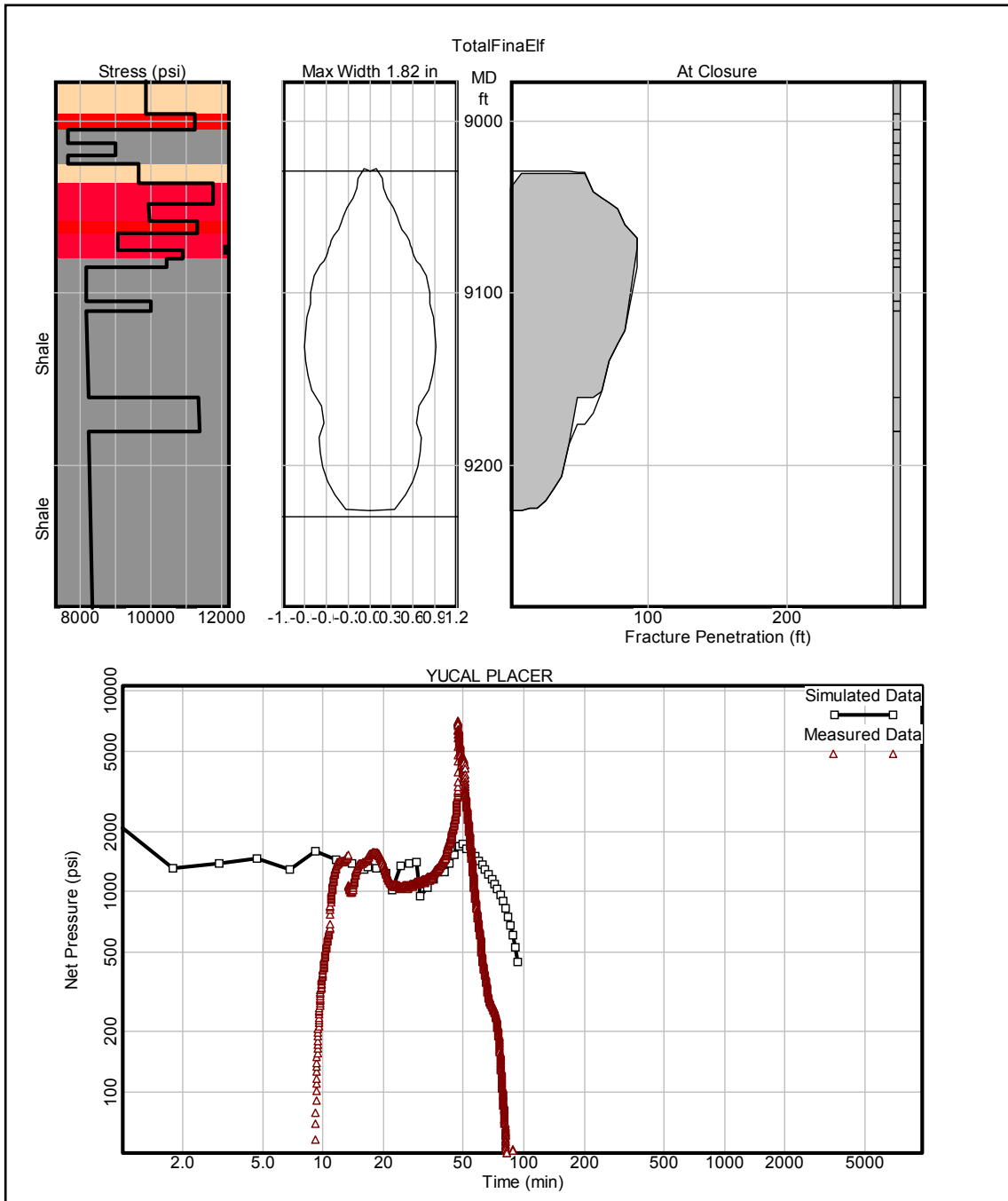


Figura 5.15 Comparación de las Presiones de Diseño y de Tratamiento

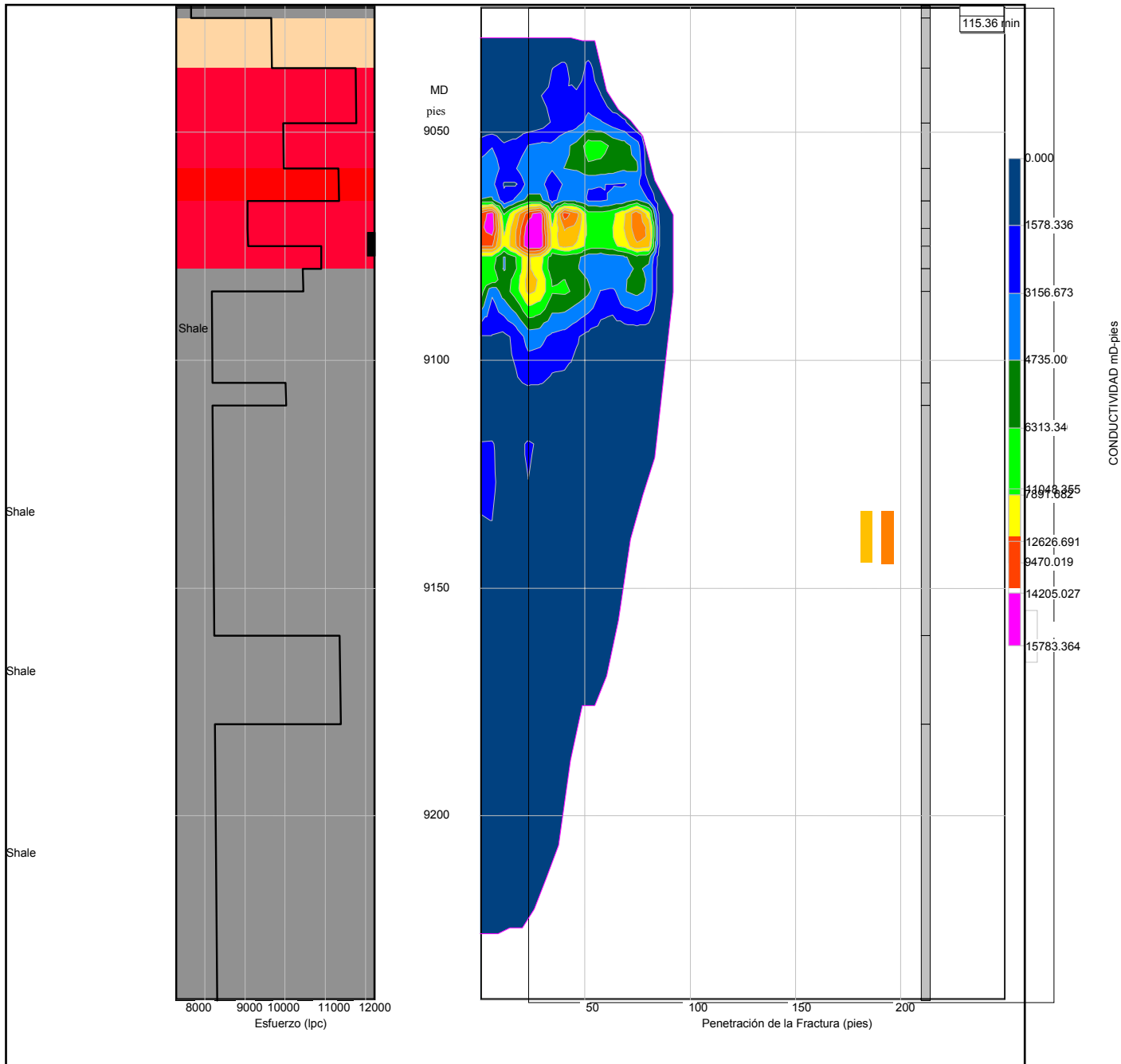


Figura 5.16 Extensión de la Fractura

De este gráfico, se pudo observar que la longitud de la fractura máxima es 80 pies La conductibilidad de la fractura en el yacimiento era de 6000 md.pies anterior que es más que suficiente La fractura se extendió de 9040 pies a 9220 pies.

5.2 POZO P1-02

5.2.1 METODOLOGÍA

La metodología utilizada en este pozo es igual a la que se siguió en el pozo P1-01, y se describe a continuación

5.2.1.1 Descripción del Pozo

La misma arquitectura que se uso en el pozo P1-01 fue utilizada en el pozo P1-02 (Figura 5.17). El pozo es vertical, y la desviación final es 2°.

Un resumen de las operaciones de perforación y la curva de progreso del pozo están detallados en el Apéndice C. El pozo se completó con una sarta de producción de 4 1/2 “. La metalurgia es 13% de cromo L80 de manera que resistiera tanto la corrosión por CO₂ como el craqueo por H₂S. Se usaron los mismos equipos de completación que para el pozo P1-01 y la misma configuración.

Revestidores		Pies MD/RT	Pies TVD/RT	Descripción	Arquitectura de Pozo	Diámetro Pulgadas	Tipo de Lodo
		0'	0'	Mesa Rotaria			Lodo
20" - 0.062" WT-X08-XLF	13-3/8" - 68# - N80 - BTC	30'	30'	Nivel del terreno		26"	Base Agua 9 lpg
175'	9-5/8" - 63.60W - C06 - SEC ST	184'	184'	20" Zapata		17-1/2"	Base Agua 9,4 - 9,8 lpg
	4-1/2" tubing 12.60W L80 13/C2 NCS5B	1530'	1530'	TRSCSSV at 300pies		12-1/4"	Base Aceite (Invertido) 75/25 12,2 - 12,4 lpg
1500'	7" liner 32W C06 SEC ST	7105'	7081'	13-3/8" Zapata		8-1/2"	Base Aceite (Invertido) 80/20
		9045'	9020'	9-5/8" Zapata			12,5 lpg
7087'				Profundidad Total			
9040'							

Figura 5.17 Arquitectura del Pozo

5.2.1.2 Arena M-8 Sup.

- **Determinación de las propiedades de la arena**

Registro Compuesto

El yacimiento objetivo durante el primer tratamiento de fracturamiento hidráulico era el yacimiento M-8 superior en el intervalo 8.840 - 8850 pies (Figura 5.17). La porosidad de este yacimiento es razonable entre 3 y 9%. La presión del yacimiento no se conoce bien pero se espera entre 4300 y 4600 lpc. La temperatura del yacimiento se espera que esté alrededor 365 °F, y se basó en el registro de temperatura realizado en el pozo P1-01.

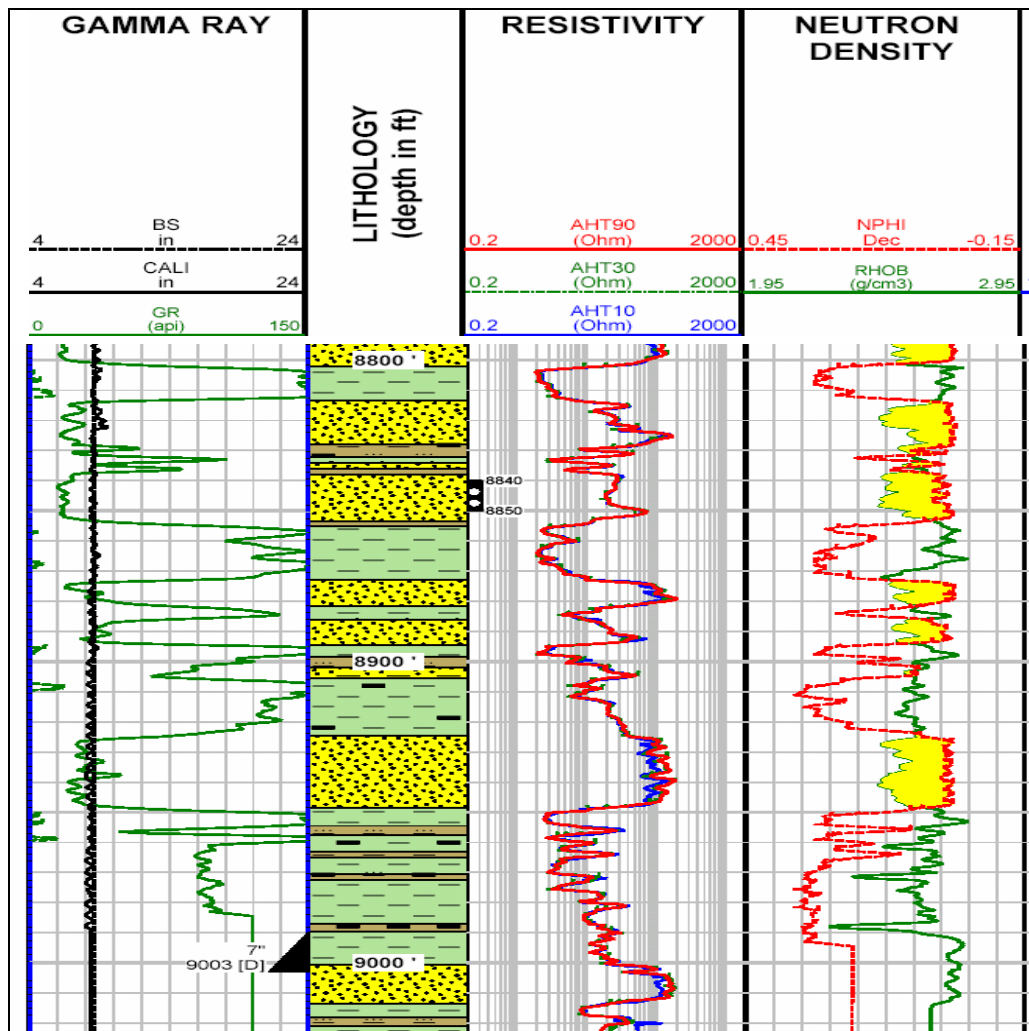


Figura 5.18 Registro Compuesto

Registro Imágen de Sónico Dipolar (DSI)

No se corrió ningún registro DSI en este pozo, en virtud de que el pozo es muy semejante al pozo P1-01. Por esta razón los resultados obtenidos en el DSI en el pozo P1-01 serán utilizados para realizar la simulación del modelo de fractura. (Refiérase a la sección 5.1.1.3 de este capítulo para la información relacionada al cálculo de los esfuerzos)

Registro de UBI (“Ultrasonic Borehole Imager”)

Un UBI se corrió, indicando que los resultados de la arena M-8 en esta sección del pozo P1-02 son muy semejantes a los que se observaron en el pozo P1-01 en M-8 Inf.

• Prueba del Minifrac

La prueba del minifrac se realizó a través de una sarta de fractura (Figura 5.19). 4-1/2" New VAM para no tener ninguna limitación por el H₂S ni tampoco tener un riesgo de daños en la completación definitiva.

Se realizó una operación de 3 horas sólo con gel lineal. El descenso de la presión se registró (figura 5.20), seguido de este minifrac, se intentó realizar un registro de temperatura, pero no era posible correrlo con el calibrador de temperatura porque probablemente la válvula TST no estaba completamente abierta.

Los siguientes datos se observaron en el minifrac:

- Presión de fractura en superficie: 4.600 lpc lo que corresponde a 8.990 lpc en el fondo del hoyo
- Gradiente de Fractura: 1,02 lpc/pie
- Presión de cabezal promedio durante la inyección: 8.480 lpc
- Presión del anular promedio durante la inyección: 4.118 lpc
- Tasa de bombeo promedio: 20.3 bpm

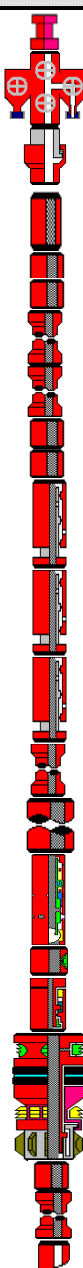
COMPAÑIA	YPERGAS	POZO	P1-02			
AREA	LAND	CAMPO	YUCAL - PLACER			
SERVICIO	DST/STE	BASE	MATURIN			
	DESCRIPCION	Caja	Pin	Long	OD (pul)	ID (pul)
	Lift Sub	5 3/4" Acme	5 3/4" Acme	4,00	5,00	3,00
	Test Tree	5 3/4" Acme	5 3/4" Acme	17,80	6,00	3,00
	5" Stiff Joint 4.75 4 Stub ACME	5 3/4" Acme	5 3/4" Acme	35,00	6,00	3,06
	X Over (Halliburton)	5 3/4" Acme	4 1/2" New Van	1,17	8,10	3,81
	X Over (Halliburton)	4 1/2" New Van	4 1/2" New Van	1,21	4,00	3,00
	Tubing 4 1/2" New Van 13.5 PPF	4 1/2" New Van	4 1/2" New Van	4423,62	4,50	3,83
	Tubing 4 1/2" New Van 13.5 PPF	4 1/2" New Van	4 1/2" New Van	3000,00	4,50	3,920
	X Over (Halliburton)	4 1/2" New Van	3 1/2" PH6	1,14	4,50	2,25
	X Over (Halliburton)	3 1/2" PH6	3 7/8" CAS	1,61	5,03	2,75
	Slip joint (5 Ft stroke)	3 7/8" CAS	3 7/8" CAS	15,00	5,03	2,25
	Slip joint (5 Ft stroke)	3 7/8" CAS	3 7/8" CAS	15,00	5,03	2,25
	Slip joint (5 Ft stroke)	3 1/2" IF	3 1/2" IF	19,91	5,03	2,25
	Heavy Weight 3 1/2" 21 tubos	3 1/2" IF	3 1/2" IF	643,09	4,69	2,38
	Drill Collar 4 3/4" 18 tubos	3 1/2" IF	3 1/2" IF	550,03	4,75	2,25
	OMNI Circulating Valve (6.5 W.T)	3 1/2" IF	3 7/8" CAS	21,40	5,03	2,25
	TST Valvula de Prueba de tuberia	3 7/8" CAS	3 7/8" CAS	4,00	5,03	2,25
	RTTS Safety Joint	3 7/8" CAS	3 7/8" CAS	3,66	5,03	2,25
	Champ Packer IV 7" 32 PPF	3 7/8" CAS	3 1/2" IF	9,20	5,85	2,37
	X Over (Halliburton)	3 1/2" IF	3 1/2" PH6	0,69	4,78	2,25
	1 Pup joint	3 1/2" PH6	3 1/2" PH6	13,22	3,50	2,75
Entry guide	3 1/2" PH6	-	1,46	5,00	2,25	

Figura 5.19 Sarta de Fractura

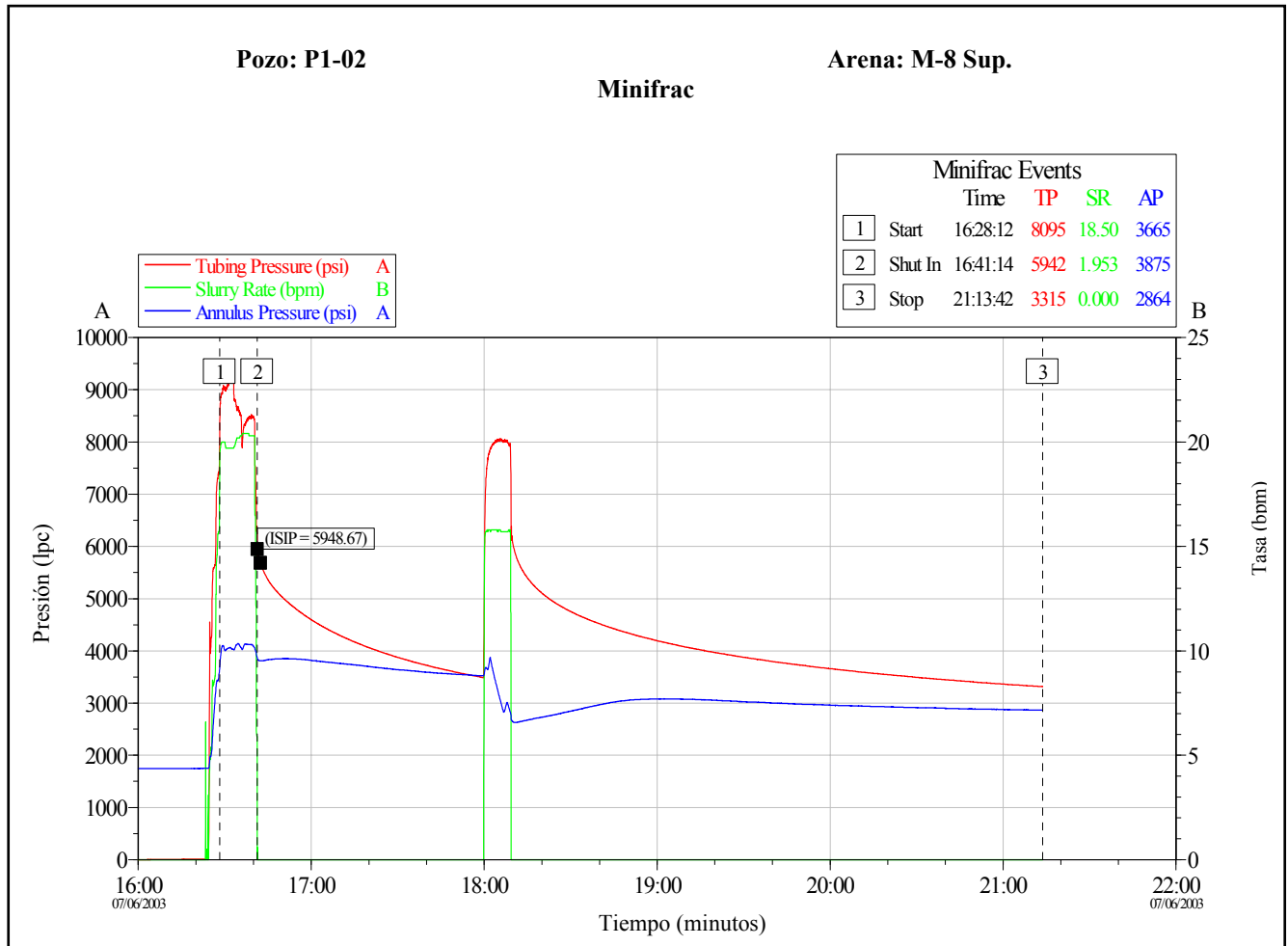


Figura 5.20 Minifrac

Se realizó un “step down test” después de esta prueba de inyección y se observó lo siguiente:

Tabla 5.8 Resultados del “Step Down Test”

TASA bpm	WHP lpc	Fricción de la Tubería lpc	Fricción total lpc	NWBPL lpc
20.4	8390	1571	2540	969
16.4	7480	1226	1630	404
12.2	6830	841	980	139
5.9	6235	335	385	50
0	5850	0		0

El “step down test” indicó lo siguiente:

1. La fricción cerca del “wellbore” está en un nivel de menos de 1.000 lpc @ 20 bpm)
2. La eficiencia del fluido es muy alta. (De 40 a 60%) dependiendo donde se tome el cierre.

-Presión de apertura de la fractura: 8.900 lpc (que corresponden a 1.0 19 lpc/pie)

-Presión de cierre: 8.400 lpc,(corresponden a 0,95 lpc/pie).

Estos 2 dos no son cotejados o comparados con los datos calculados por la compañía de servicio en el perfil del esfuerzos.

Una segunda prueba de inyección se realizó con gel lineal a 15 gpm. La idea era disminuir la tasa para minimizar la presión creada, y así el efecto de la fractura natural. Durante el segundo análisis del descenso de la presión, se encontró el siguiente resultado:

- Presión instantánea de cierre: 6.270 lpc (300 lpc más alto que minifrac previo)

- Fricción Total observada @ 15 bpm: 1.700 lpc (correspondiente a 400 lpc de la fricción de la tubería y 1.300 lpc de la fricción cerca del “wellbore”).

Se debe indicar que la fricción cerca del “wellbore” aumentó con gel lineal, en comparación al gel croslinkado. Esto indica que hay más tortuosidad con gel lineal, sin embargo, se debe considerar que la eficiencia del fluido es más grande con el gel croslinkado, y esto disminuye la fricción)

Se determinó la presión residual en la formación causada por el minifrac precedente, necesitaba una presión de inyección más grande,

Así se decidió no incluir la etapa de pre-pad de gel lineal durante el tratamiento principal.

- **Diseño del tratamiento principal y resultados.**

Los siguientes datos se encontraron en la eficiencia de fluido, y los que se aprendieron de las experiencias previas, se decidió bombear el siguiente programa para el tratamiento principal

Tabla 5.9 Plan de tratamiento principal de fractura

DESCRIPCIÓN DE LAS ETAPAS	Volumen de fluido planificado (gal)	CONCEN. DE AGENTE DE SOPORTE PLANIFICADA (PPG)	TOTAL AGENTE DE SOPORTE DURANTE LA ETAPA PLANIFICADA (LB)	Volumen slurry fluid planned (gal)	VOLUME SLURRY FLUID ACTUAL (GAL)	VOLUME AGENTE DE SOPORTE BOMBEO (lb)	VOLUME AGENTE DE SOPORTE EN LA FORMACIÓN (lb)
PAD	2 000			2000	2675		
PAD WITH 1 – 2 PPG SAND SLUG	1 000	1 – 2	1500	1160	2281	1130	
PAD	7 000			7 000	6746	4 800	1630
SAND RAMP 1: 1 – 4 PPG	16 000	1 – 4	40 000	17 300	15259	33640	20 530
SAND RAMP 2: 4 – 4 PPG	2 000	4 – 4	8 000	2 260			
DESPLAZAMIENTO	5300			5 300	4436	930	33 900

El fluido se premezcló durante la noche para que estuviera listo para realizar el tratamiento principal. El tratamiento principal empezó con 2.000gal de “pad. Cuando no era posible mantener la presión en el anular, el tratamiento se paró.

Se descubrió que el “Hydril” fugaba, como el compresor de aire fue cerrado, no era posible aumentar la presión en el “Hydril”, puesto que no había aire entre el panel de control y la bomba hidráulica.

El tratamiento se reinició y la última etapa de la arena del tratamiento no se bombeó (Tabla 5.10), puesto que se creyó que se iba hacia un arenamiento, y que la formación no tomaría tanto agente de soporte adicional.

Se llegó al arenamiento apenas al fin del desplazamiento puesto que la tasa fue reducida a 10 bpm.

Esto indica que la fractura creada era bastante estrecha, y que 15 bpm parecen ser una tasa mínima realizando un tratamiento en tal formación.

La cantidad total de agente de soporte en la formación fue alrededor de 33 000 lb, y la cantidad total de agente de soporte que se bombeó fue de 36 000 lb

Tabla 5.10 Resumen_1 de Parámetros del Tratamiento Principal

DESCRIPCIÓN DE LA ETAPA	Presión de tubería Avg / Max (lpc)	BH PRESIÓN Avg / Max	SLURRY RATE Avg / MAX	Conc de agente de soporte Avg / Max	BOTTOM PROP CONC Avg / Max
PAD	7537 / 9538	9650 / 11 963	11.8 / 18.5		
PAD WITH 1 – 2 PPG SAND SLUG	8365 / 9058	11 307 / 11960	14.8 / 14.9	0.97 / 1.67	
PAD	8532 / 8740	11596 / 11842	14.8 / 14.9		0.26 / 1.67
SAND RAMP 1: 1 – 4 PPG	78054 / 8519	11309 / 11525	14.8 / 15.3	2.25 / 3.79	1.25 / 2.94
SAND RAMP 2: 4 – 4 PPG					
DISPLACEMENT	7814 / 9380	11451 / 12807	13.4 / 15.6	0.61 / 3.85	3.34 / 3.70

Al finalizar el tratamiento de fractura, se abrió el pozo al separador de prueba. 400 bbl de fluido de fracturar retornaron por aproximadamente 12 horas. Algún gas asociado al fluido de fractura se produjo también, pero no era posible alcanzar un flujo continuo.

Después del flujo de retorno, se realizó la medida de presión, dando como resultado 3700 psi, En ese punto, se decidió realizar unas 12 horas de restauración de presión, el análisis indicó una permeabilidad promedio de 0.008 md, además de midieron niveles de CO2 de hasta 36% y H2S hasta 120ppm.

Se determinó que la arena es muy apretada, con una conductividad de $k \cdot H < 2$ mD.ft, y una permeabilidad de $k < 0.01$ mD)

- **Simulación del Minifrac: Cotejo del Modelo de Comportamiento. Análisis de Resultados**

Utilizando los resultados de los esfuerzos realizados por la compañía de servicio, y por los datos de mecánica de roca, se realizó un cotejo de la presión observada utilizando el software Stimplan[®], una simulación 3D del modelo de fractura.

- **Análisis del Minifrac:**

Se ajustaron las variables del esfuerzo basadas en la respuesta observada durante el minifrac.

La eficiencia del fluido durante el primer minifrac es alrededor de 50%, es posible igualar los parámetros, asumiendo que 200 pies de fractura larga se creó propagando sobre 60 pies.

Durante la primera prueba de inyección, aparentemente se creó la siguiente fractura:

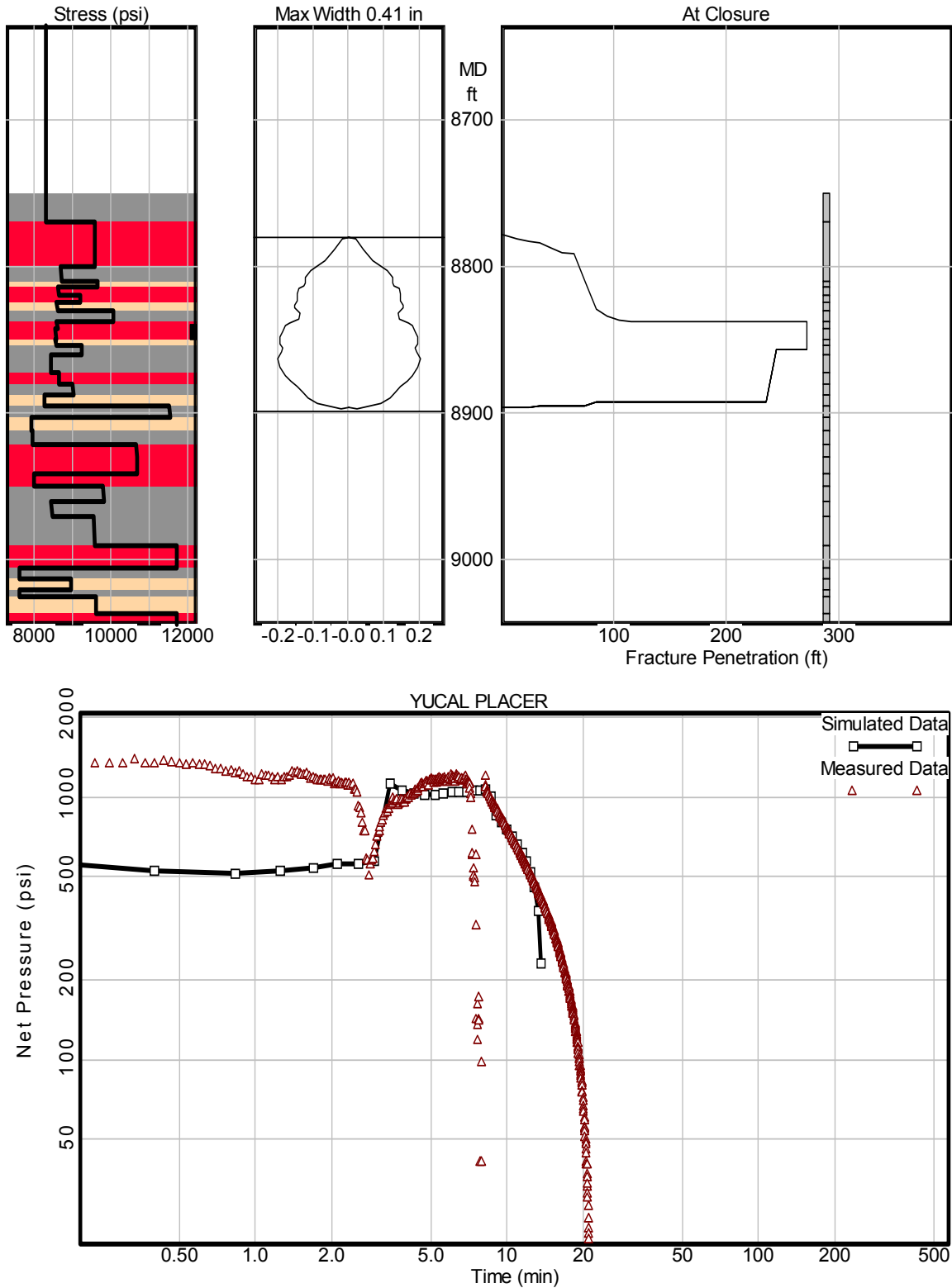


Figura 5.21 Primera prueba de inyección

Utilizando los datos de entrada al programa, se procuró igualar los segundos datos de Minifrac.

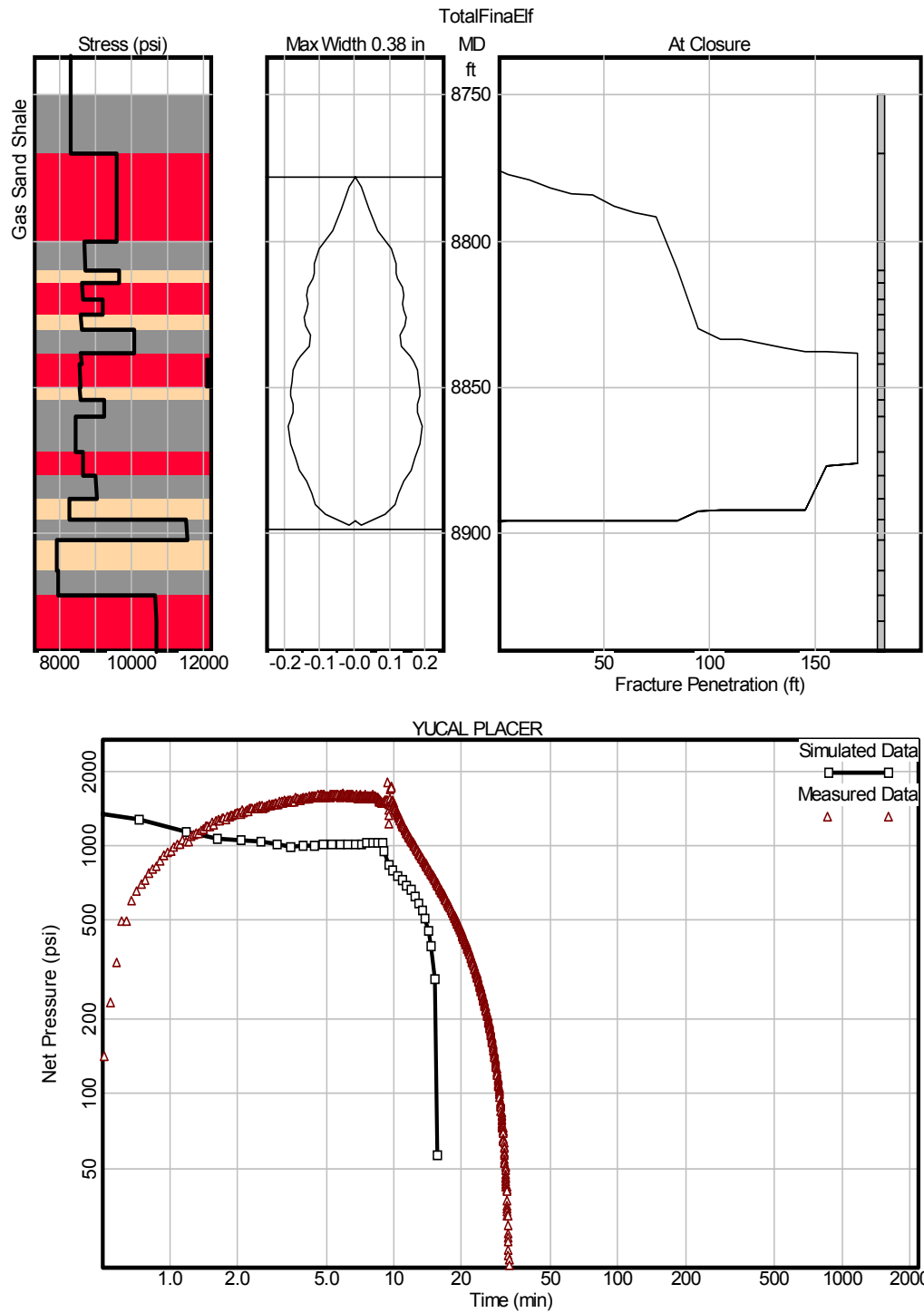


Figura 5.22 Cotejando la presión del Minifrac 2

Se observó y comparó el comportamiento de la presión durante el tratamiento principal intentando igualar las presiones, pero no era posible igualarlas, a menos que se hicieran algunos artificios, como introducir fracturas múltiples por ejemplo.

Analizando los resultados obtenidos, se puede decir que:

- Es posible crear una fractura en el yacimiento M-8 Sup del campo Yucal-Placer.
- Una fractura de 400 pies de longitud se creó, con una conductividad promedio de alrededor de 1.000 mD.pie.
- Según el modelo, la fractura se propagó de 8780 a 8920 pies (figura 5.23).

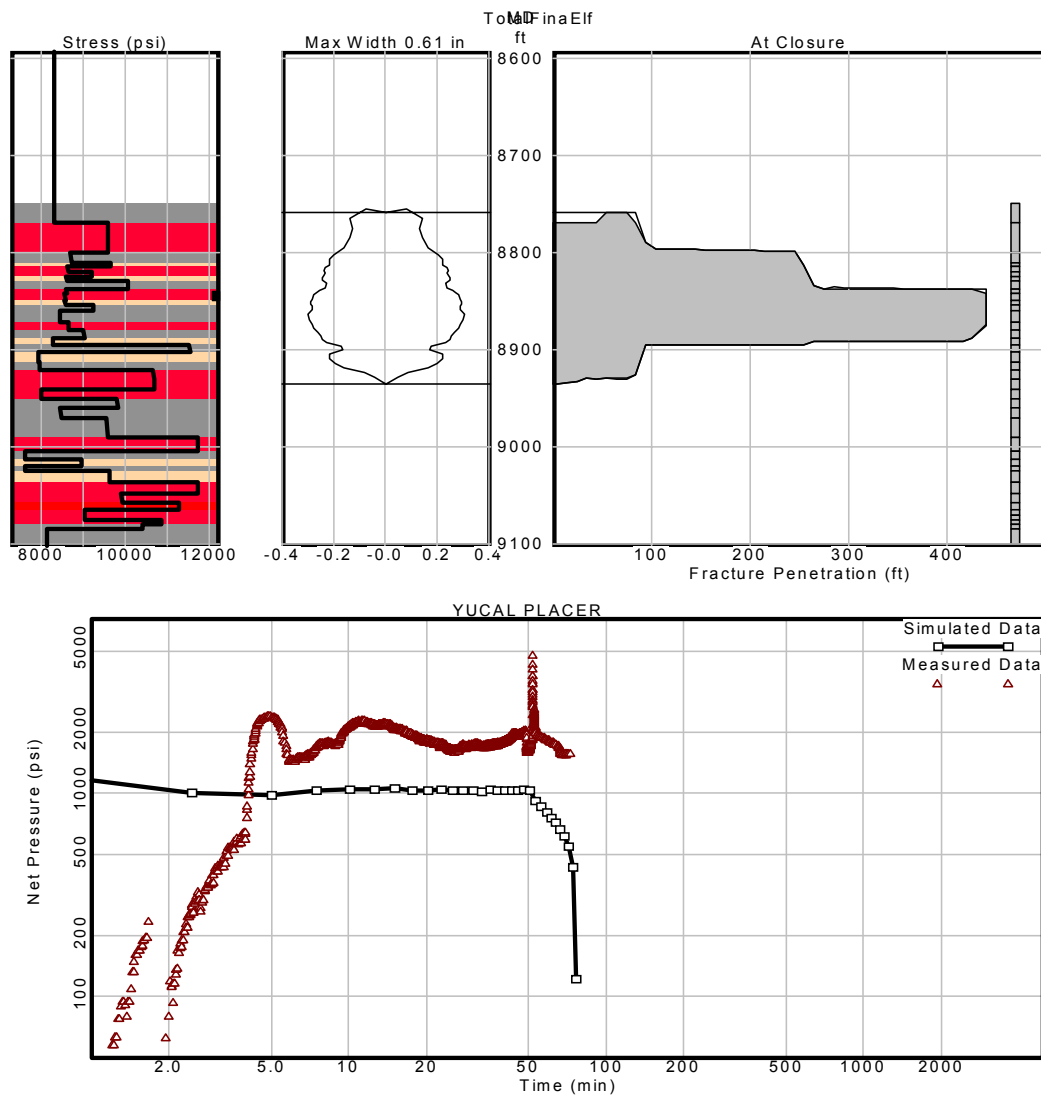


Figura 5.23 Propagación de la Fractura

5.2.1.3 Arena M-7

- **Determinación de las propiedades de la arena**

Registro Compuesto

El yacimiento objetivo durante el segundo tratamiento de fracturamiento hidráulico era el yacimiento M-7 en el intervalo 8.623 – 8.633 pies (Figura 5.25). La porosidad de este yacimiento es baja entre 3 y 4 %. La presión del yacimiento no se conoce bien pero se espera igual que para el yacimiento M-8 Sup. entre 4300 y 4600 lpc. La temperatura del yacimiento se espera que esté alrededor 355 °F, y se basó en el registro de temperatura realizado en el pozo P1-01.

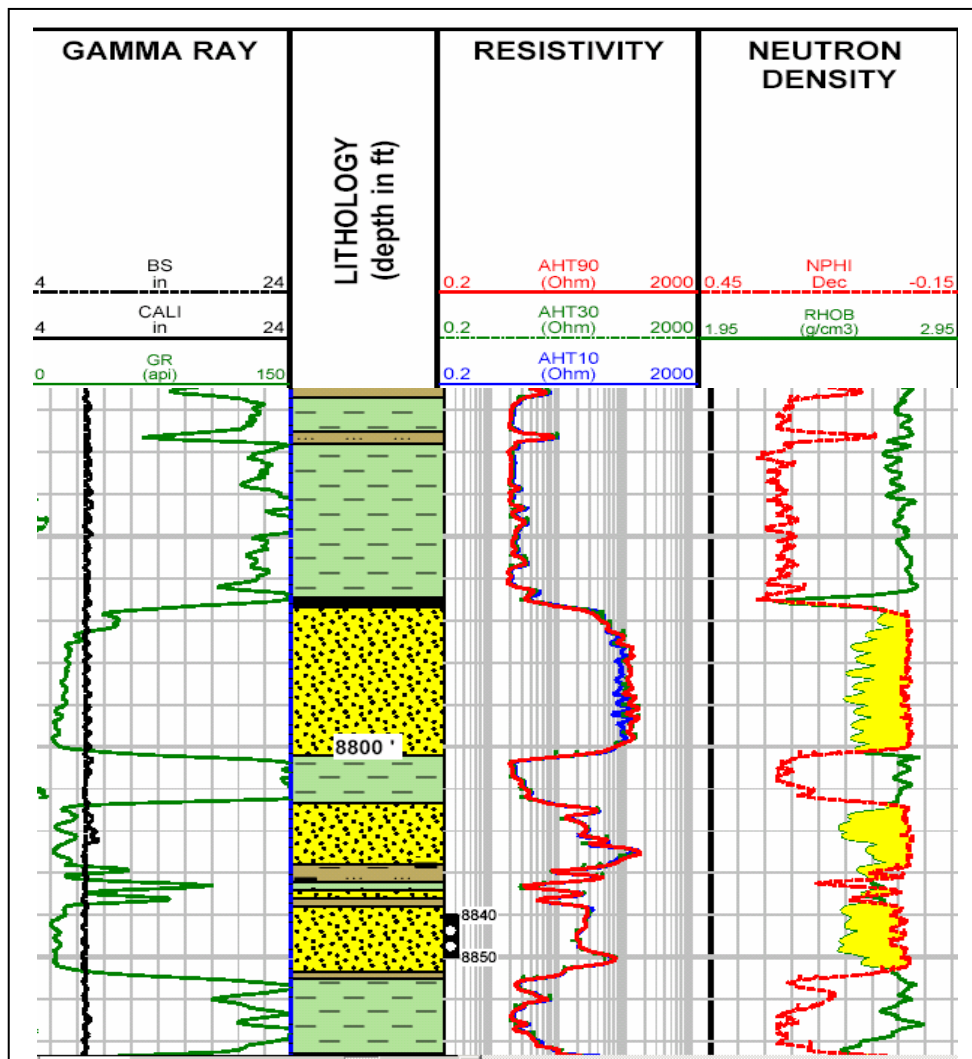


Figura 5.24 Registro Compuesto Pozo P1-02

Se realizó un análisis de núcleo obteniendo los siguientes resultados:

Relación Porosidad - Permeabilidad.

Los tapones de P7 se analizaron con un esfuerzo de 4500 lpc. La porosidad es muy baja, con valores de 0,36 a 5,4 % y la permeabilidad es generalmente más baja que 0,01mD.

Los núcleos y el análisis del UBI indican lo siguiente:

Alta densidad de fracturas naturales: 8.615 pies – 8.622 pies

8.635 pies – 8.638 pies

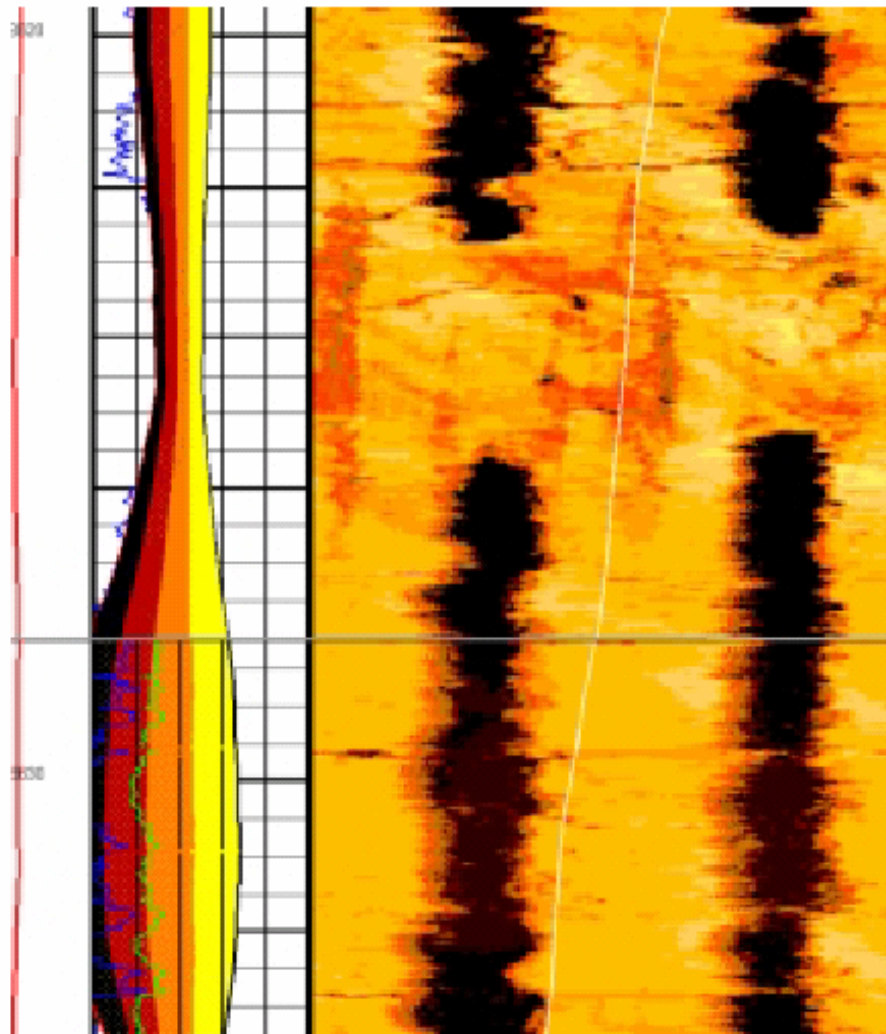


Figura 5.26 Registro UBI Arena M-7

- **Prueba del Minifrac**

Previo al tratamiento, el pozo se llenó con 4.600 gal de salmuera gelificada, para reducir la presión de ruptura.

Tabla 5.11 Resumen Minifrac Arena M-7

Tipo de Fluido	Vol. de Fluido Planificado (gal)	Vol. De Fluido Bombeado (gal)	Prom/Máx Tasa (bpm)	Prom/Máx Presión de Cabezal	Avg Calc BHP (lpc)
Linear Gel	2.000	2.034	8,8 / 14,8	8.318 / 9.540	11.377
Xlink gel	10.000	10.072	15,2 / 17,4	9.545 / 9.951	11.945
Linear Gel	5.600	5.601	16,5 / 17,3	9.097 / 9.321	11.894
Cierre					

- **Análisis del Minifrac**

El análisis del descenso de la presión de minifrac permitió obtener los siguientes:

- El cierre de la fractura
- Eficiencia del fluido
- Permeabilidad calculada.

Para realizar el análisis del minifrac, los datos son graficados en el gráfico siguiente:

Log (ISIP – WHP) Vs Log (t), La presión inicial de cierre fue tomada en 6.850 lpc.

- **Gráfico Log-Log**

Varios regímenes de flujo transitorios se pueden encontrar una vez que una fractura hidráulica se comienza a producir. Estos regímenes de flujo incluyen, el flujo lineal, el flujo bi lineal, flujo pseudoradial.

En el análisis del minifrac se utilizó el registro de ISIP menos la presión contra tiempo.

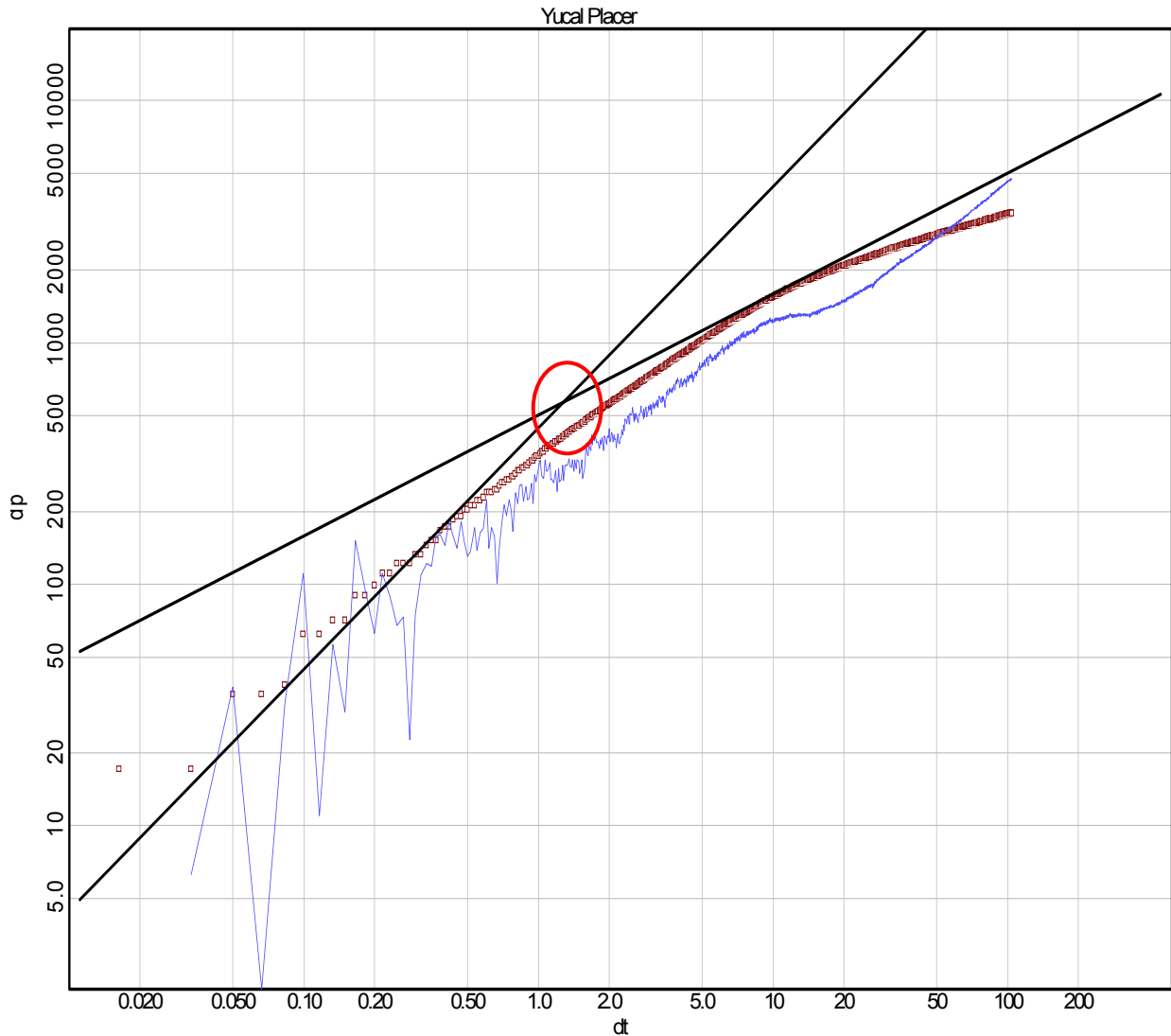


Figura 5.27 Log (ISIP-WHP) Vs Log (t)

El cruce de las 2 curvas indica cuando la fractura se empezó a cerrar. En el gráfico 5.29, el cierre inicial no está antes de 500 lpc debajo del ISIP.

Esto indica que la presión de cierre de la formación está entre 8.800 lpc y 9.000 lpc a 1.05 lpc/pie.

Se encontró una K. h de 0,008 mD

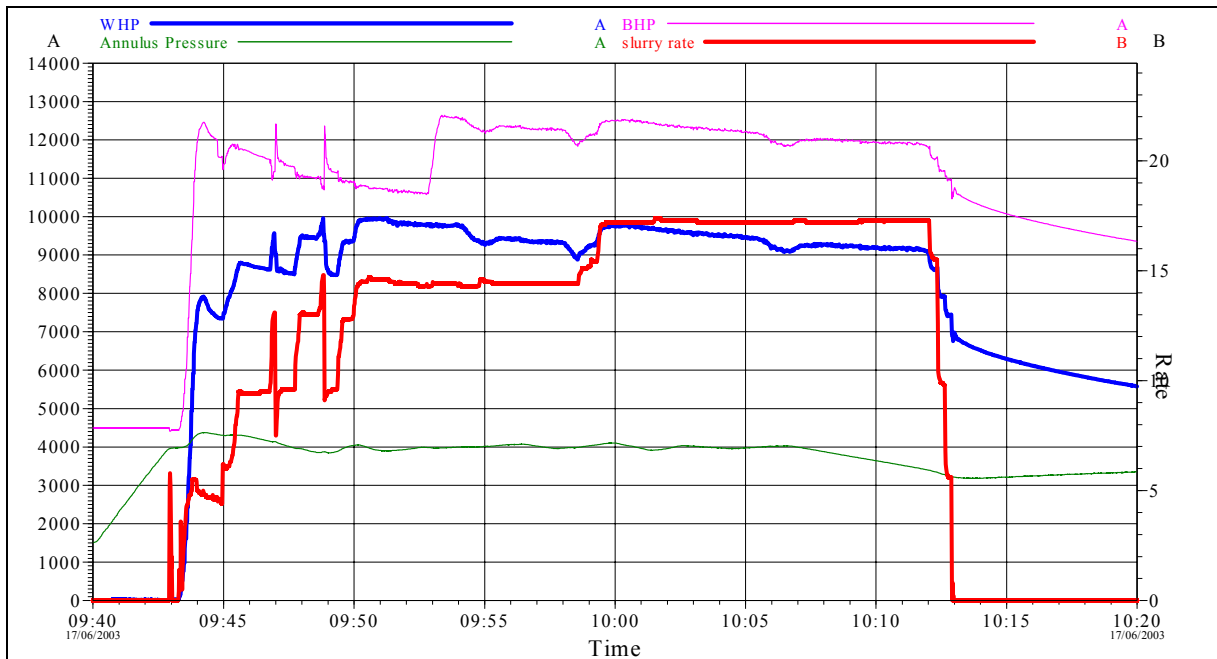


Figura 5.28 Minifrac Pozo P1-02 Arena M-7

Cuándo se realizó el cierre, una prueba de “step down test” (Figura 5.29) se realizó para evaluar la fricción. Las conclusiones del tratamiento son las siguientes:

- Presión de fractura: 7.804 lpc @ WHP o 12.000 lpc @ BHP.
- Gradiente de fractura: 1,4 lpc/pie
- Presión promedio de propagación: 9.200 lpc @ 17,2 bpm. Esto es equivalente a un BHP calculado de 1,35 lpc/pie
- Presión instantánea de cierre: 6.850 lpc. Esto es equivalente a un BHP calculado de 10.650 lpc de 1,23 lpc/pie
- Fricción cerca del “wellbore”: 970 lpc @ 17 bpm.
- Presión de cierre: cierre de la formación, 8.800 lpc, equivalente a 1.05 lpc/pie.
- Eficiencia del fluido: 32%

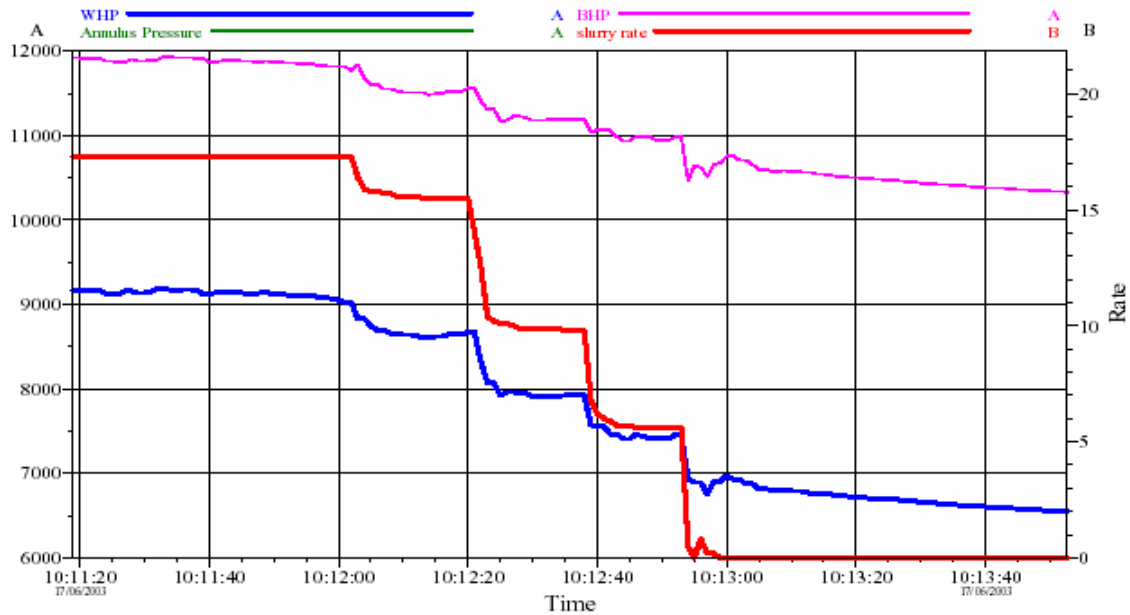


Figura 5.29 “Prueba de Step Down Test”

- **Simulación del minifrac utilizando un software de fracturamiento**

Usando el software Stimplan®, se realizó el cotejo del tratamiento del minifrac. Era posible encontrar un cotejo de la presión sin cambiar tanto los datos de entrada que obtuvimos del análisis del registro. Las únicas modificaciones hechas debían aumentar levemente el esfuerzo en las capas debajo de las perforaciones 8633 – 8640 pies, de 10.800 lpc a 11.200 lpc y en la capa 8648 – 8660 pies, de 10.600 a 900 lpc. En la siguiente figura se muestra el cotejo de la presión que se encontró:

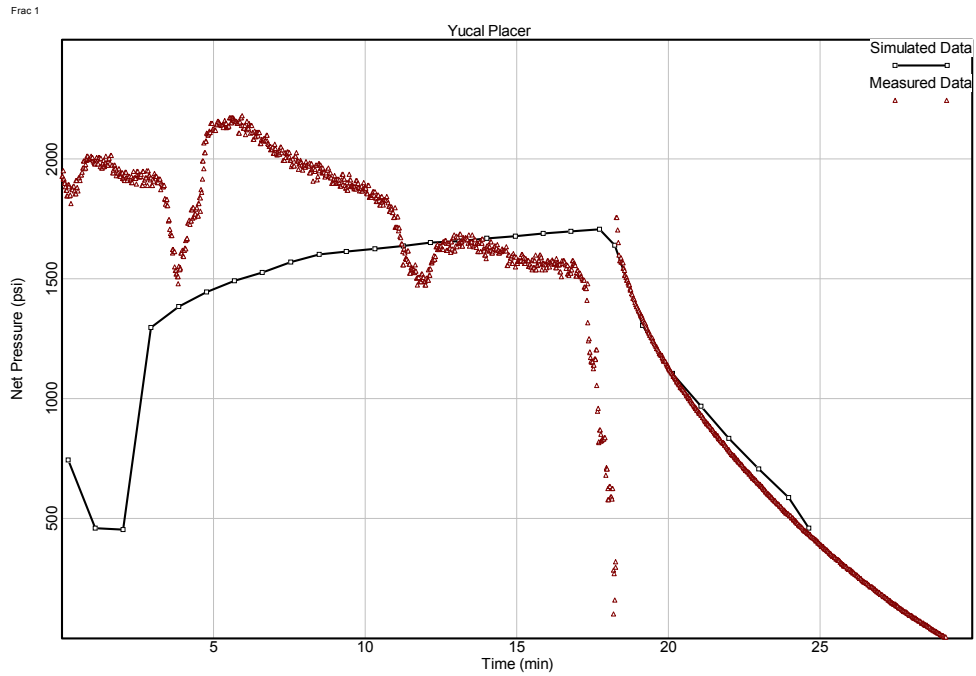


Figura 5.30 Cotejo de la Presión del Minifrac

Esto indica un cotejo razonable. Basado en este modelo, la fractura (figura 5.31) durante la prueba de inyección se extendió de 8580 pies a 8650 pies. Esto no está a la par con lo que se encontró en el registro de temperatura.

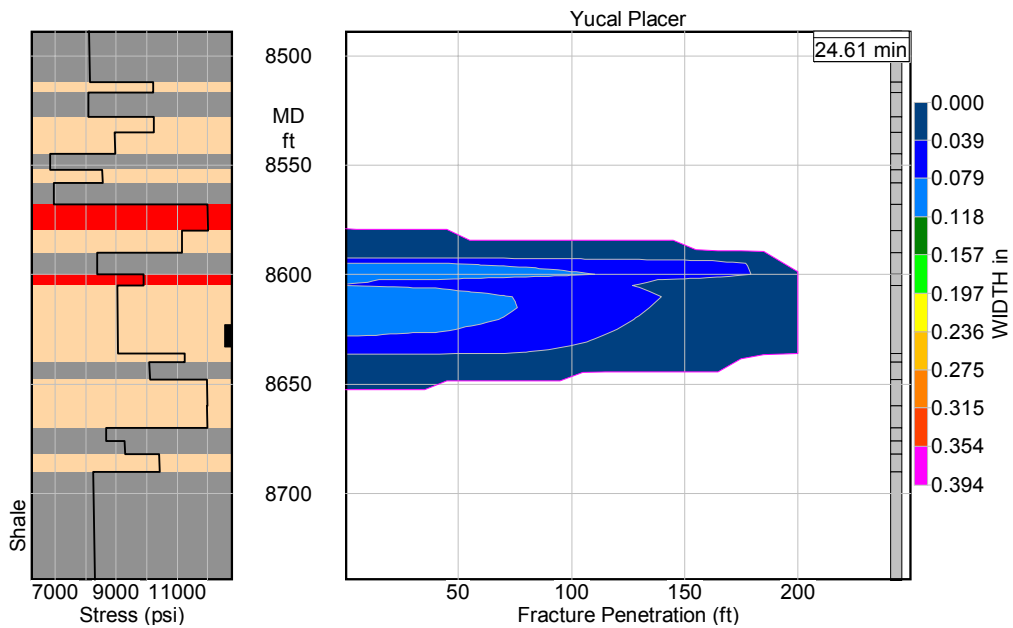


Figura 5.31 Extensión de la Fractura

- **Registro de temperatura**

De este registro de temperatura, la base de la fractura es alrededor de 8.628 pies. Aparentemente, la mayor parte del líquido entró por debajo del intervalo perforado a 8623 – 8633 pies. De este registro de la temperatura (figura 5.32), se puede apreciar que la base de la fractura está rededor 8650 pies.

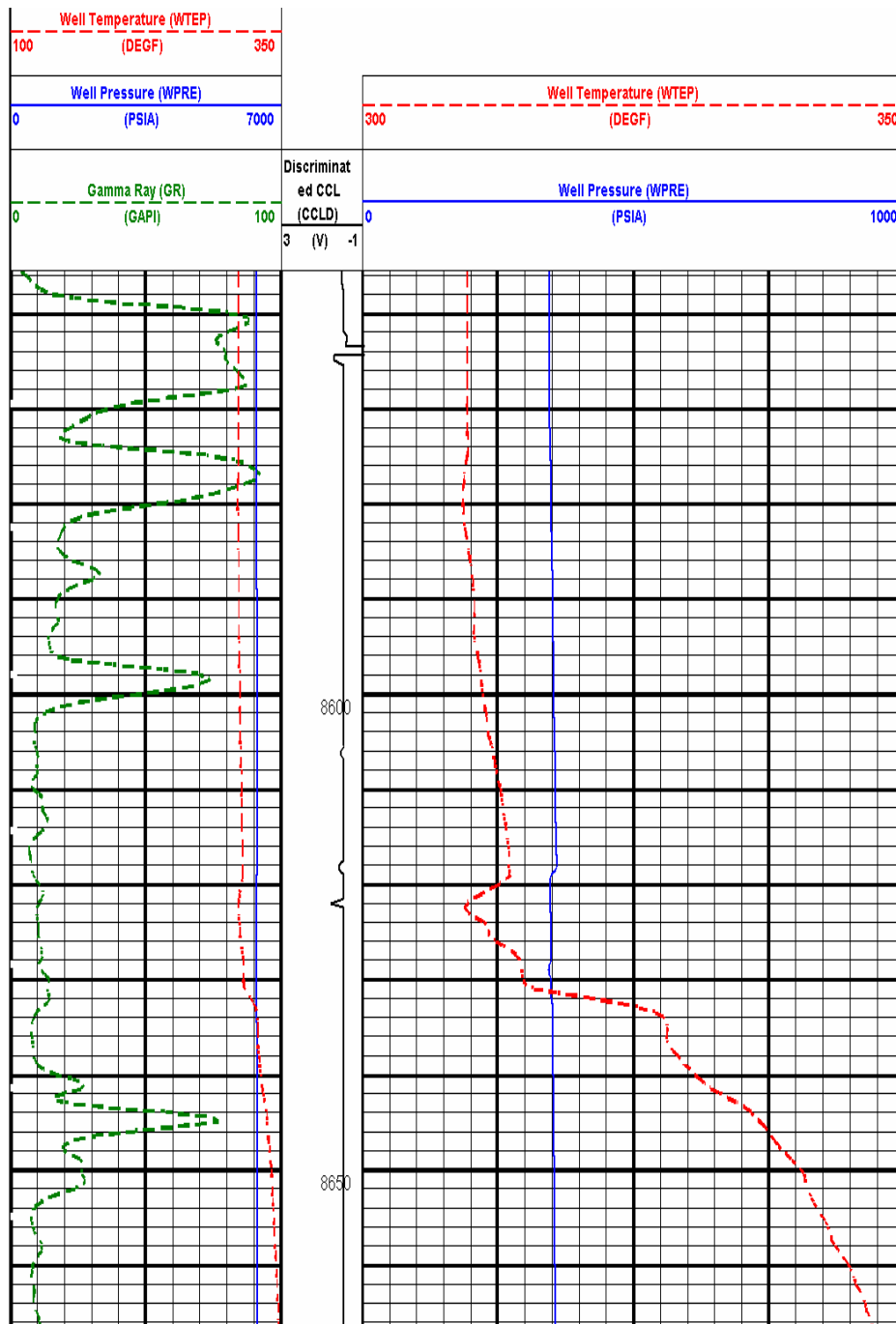


Figura 5.32 Registro de Temperatura

- **Diseño del Tratamiento Principal**

La regla empírica cuando se diseña un tratamiento de fracturamiento hidráulico es que la proporción del Pad debe ser relacionada a la eficiencia de fluido, como sigue:

$$\% \text{ PAD} = (1 - \text{EF}) / (1 + \text{EF})$$

En este caso, con una eficiencia del fluido de 30 %, la proporción de PAD debe ser 55%. Así el siguiente programa se sugiere:

Tabla 5.12 Programa de Tratamiento de Fractura Principal

Stage desc	Fluid's Name	Fluid clean vol	Rate	Proppant Conc	Proppant Stage volume	Proppant total Volume
Pre-pad Xlink slug.	80 # scirocco	2 000 gal	10 bpm	0		
PAD	40 # Scirocco	4 000 gal	10 bpm	0		
PAD	40 # Scirocco	14 000 gal	17 bpm	0		
1 ppg Stage	40 # Scirocco	3 000 gal	17 bpm	1	4000 lb	
1 ppg stage	35 # Scirocco	3 000 gal	17 bpm	1	3000 lb	7 000 lb
1 – 3 ppg stage	35 # scirocco	7 000 gal	17 bpm	1 – 3	14 000 lb	21 000 lb
3 – 4 ppg stage	35 # scirocco	4 000 gal	17 bpm	3 - 4	14 000 lb	35 000 lb
Displacement	Linear gel	4 500 gal	17 bpm			

Con este diseño, se espera obtener el siguiente resultado (Figura 5.33):

- Longitud de Fractura: 250 pies
- Ancho de Fractura: 80 pies
- Conductividad de Fractura > 1.000 mD.

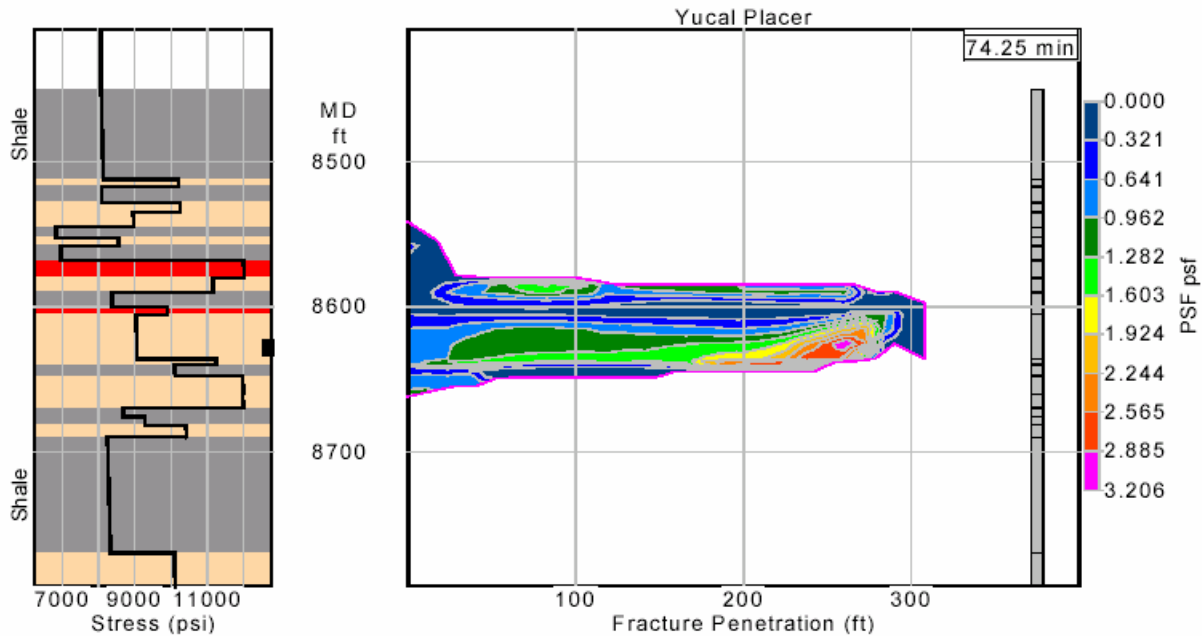


Figura 5.33 Simulación del Tratamiento de Fractura Principal

- **Resultado del Tratamiento Principal**

Se intento realizar el tratamiento pero al iniciar la fractura, en vez de observar una presión de fractura de alrededor de 7.800 lpc, la presión de fractura se estableció en 9.575 lpc @ 6.8 bpm. (Figura 5.34)

Esta presión está alrededor de 1.000 lpc más alta que lo que se observó previamente. Esto es principalmente debido a la sobrecarga en la formación. Se procuró hacer flujo de retorno en esta formación, para descargar la presión, pero no se tuvo éxito.

Sólo fluyeron 55 bbl, contra 220 bbl que se habían bombeado. Esta diferencia de aproximadamente 1.000 lpc posiblemente es creada por:

1. Fricción adicional cerca del “wellbore” y
2. Esfuerzo local más alto, probablemente debido a la presión de poro alta.

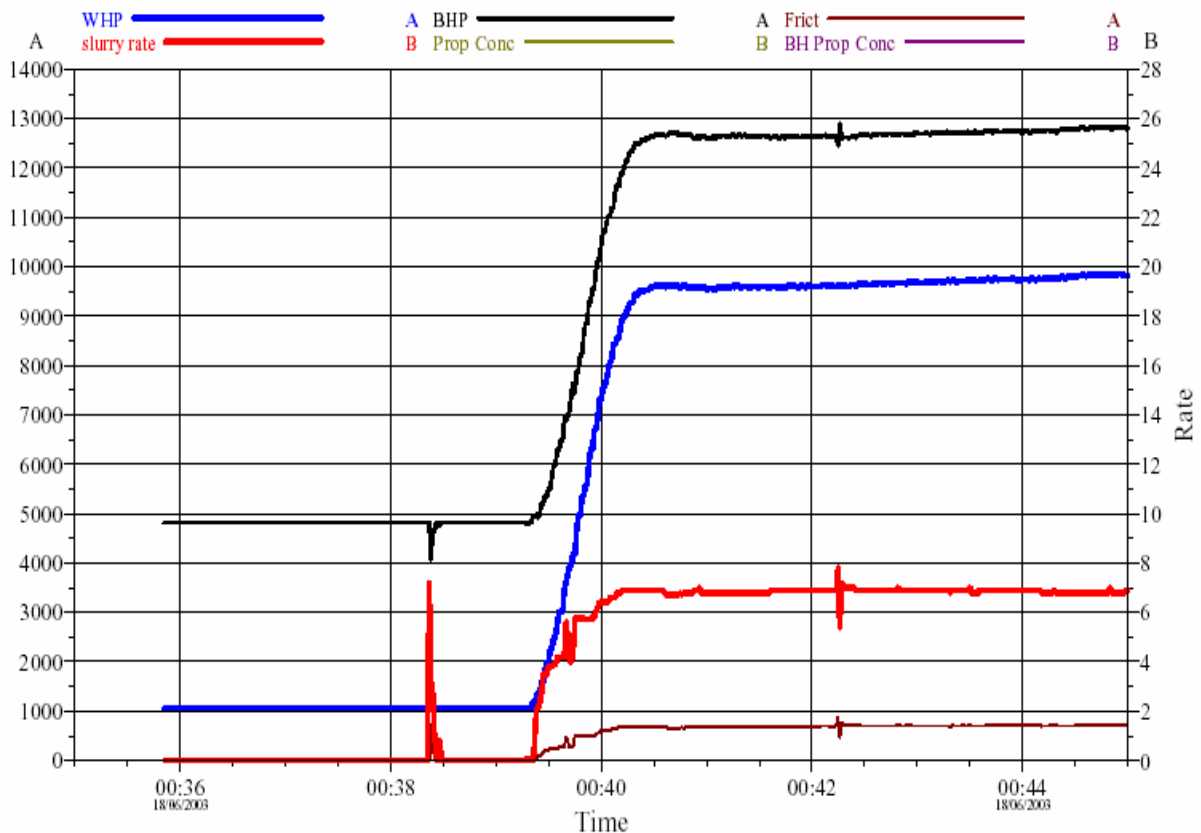


Figura 5.34 Inicio de la Fractura Principal

A pesar de esta presión más alta, se procuró bombear el tratamiento.

Cuando se tuvo conocimiento de este posible problema, se trató de anticiparlo, bombeando un tapón de gel de 60 # gel crosslinkado, que alcanzó una viscosidad muy alta, y debía permitir hacer la fractura tan ancha como fuera posible. Cuando el tapón alcanzó las perforaciones, la tasa aumentó de 7.5 a 12 bpm.

Al bombear el PAD, era posible aumentar la tasa hasta 17 bpm, al mantener la presión del cabezal de pozo por debajo de 10.000 lpc.

La presión en el fondo del hoyo cayó levemente de casi 12.900 a menos de 12.000 lpc.

2.000 gal de 60# gel croslinkado, seguido por 18.000 gal de 40 # gel croslinkado de PAD se bombeó. La etapa de 1 lpg empezó, así la presión de cabezal cayó debido al cambio hidrostático.

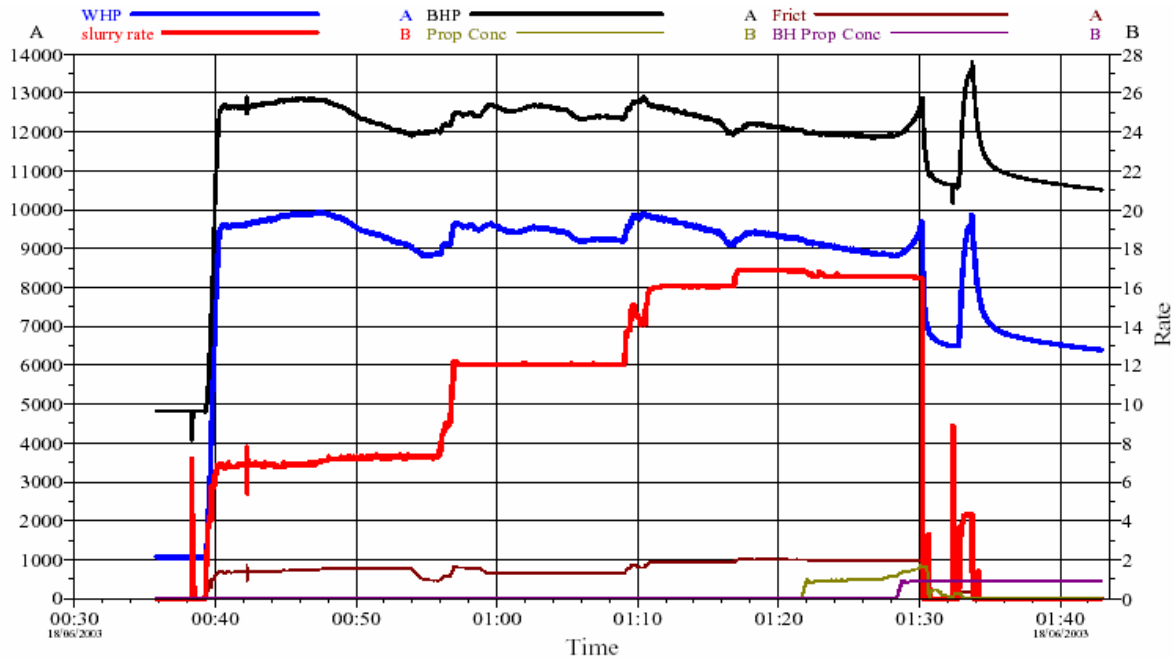


Figura 5.35 Tratamiento de Fractura Principal

Tan pronto como el agente de soporte alcanzó las perforaciones y golpeó la formación, un arenamiento se produjo. (Figura 5.36)

Este arenamiento instantáneo indica que el ancho de fractura no era suficiente para aceptar cualquier agente de soporte. Este asunto del ancho de fractura es probablemente debido a la presión muy alta que se observó al bombear y el hecho que un sistema complejo de fractura se desarrolló en el fondo del hoyo. La cantidad de agente de soporte en la formación fue alrededor 1.100 lb dejando alrededor de 5,000 lb de agente de soporte en el "wellbore".

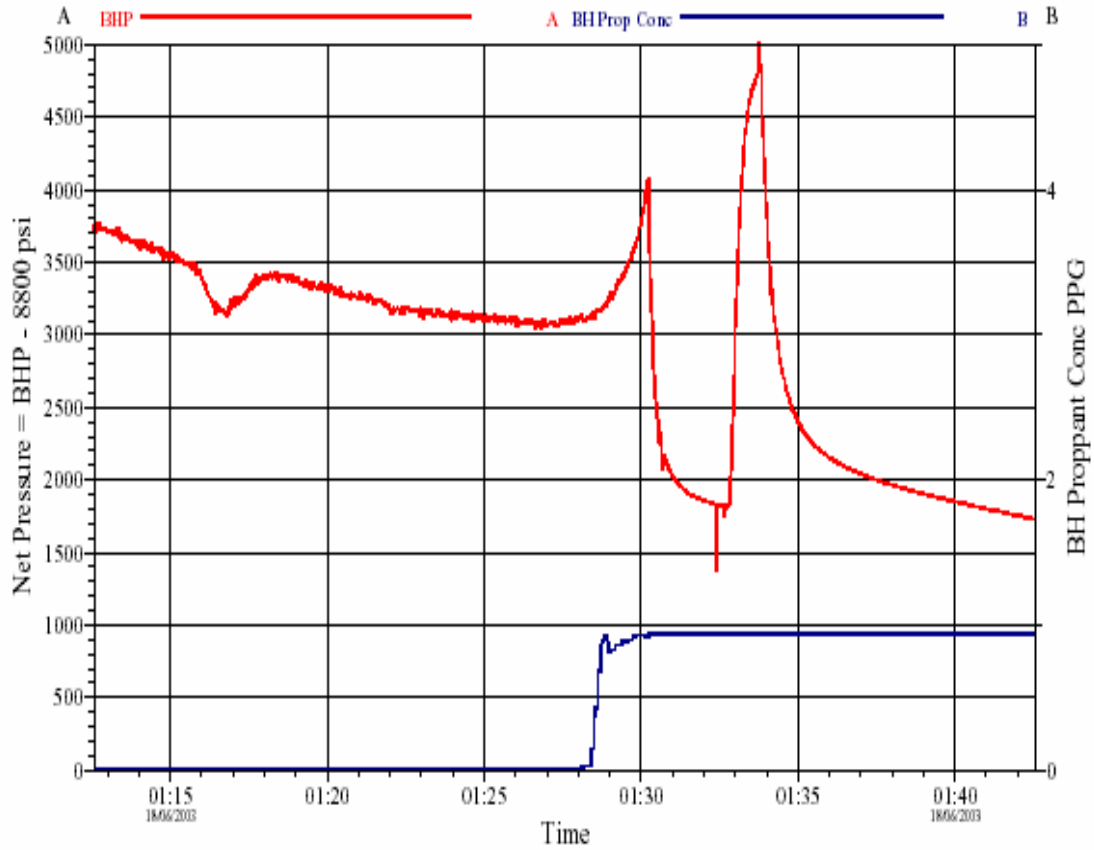


Figura 5.36. Arenamiento

- Resumen del Tratamiento

Tabla 5.13 Resumen del tratamiento

Stage desc	Fluid's Name	Fluid clean vol planned	Fluid stage vol pumped	Rate (avg / Max) bpm	WHP (avg / Max) psi	Calc Avg BHP	Avg Prop conc	Total proppant pumped
Pre-pad Xlink slug.	80 # scirocco	2 000 gal	1955 gal	6.6 / 7.8	9 022 / 9 916	12 066		
PAD	40 # Scirocco	18 000 gal	17 820	12 / 16.9	9 440 / 9 936	12 397		
1 ppg Stage	40 # Scirocco	7 000 gal	4 003	16.7 / 16.9	9 036 / 9 284	11 937	0.87	3400
1 ppg Stage	40 # Scirocco	3 000 gal	2 330	12.7 / 16.6	8 821 / 9 867	12 183	1.20	6150
1 - 3 ppg stage	40 # scirocco	7 000 gal						
3 - 4 ppg stage	40 # scirocco	4 000 gal						
Displacement	Linear gel	4 500 gal						

5.3 POZO P1-03

5.3.1 METODOLOGÍA

La metodología utilizada para la realización de la operación de fracturamiento hidráulico en el pozo P1-03, se describe a continuación:

- **Perfil del Pozo**

Este pozo, originalmente fue perforado verticalmente a una profundidad total de 8717 pies (Figura 5.37) y completado en el 21 de junio 1983. En este momento el pozo fue probado como un productor en el yacimiento M-4, el 26 de octubre 1983, produciendo 10.4 MMSCFD.

La intención de este re-trabajo era beneficiar la perforación profunda, para evaluar bien el yacimiento M-8. Debido a la baja permeabilidad del yacimiento, esta evaluación requería operaciones de fracturamiento hidráulico, puesto que la condición del revestimiento de producción era dudosa después que 15 años de suspensión, esto se hizo a través de una tubería de completación de 4-1/2", 12.75 lbs/pie cementada hasta la superficie.

La presión de cabezal durante el trabajo de fracturamiento tenía la limitación de 90% de la presión de estallido, que es 7500 lpc utilizando un protector del cabezal de 10.000 lpc.

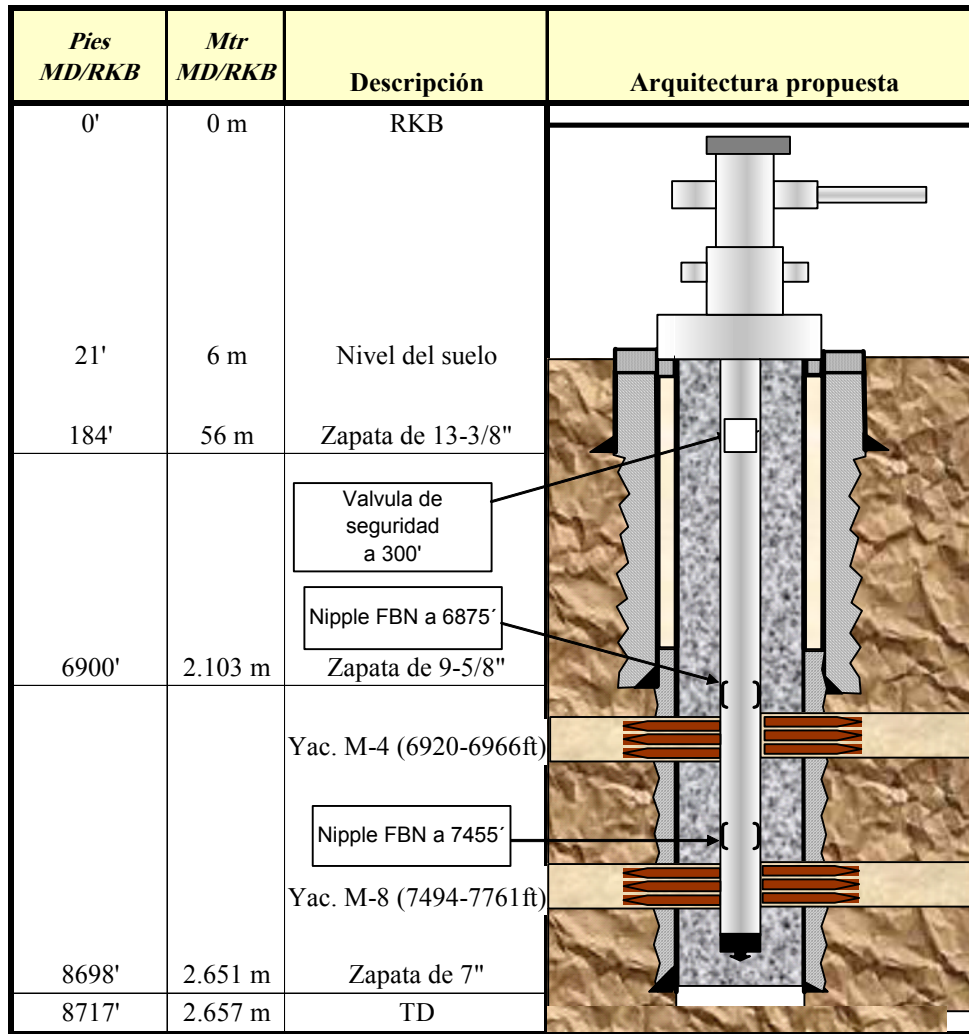


Figura 5.37 Arquitectura del Pozo P1-03

Tabla 5.14 Características de la Tubería de Completación

Ítem	Unidad	Descripción
Tamaño	pulgadas	4,5
Grado	tipo	L80, 13% Cr
“Drift”	pulgadas	3,8330
Capacidad	bbls/pie	0,0152
DI Tubería	pulgadas	3,9580
Peso	lbs/pies	12,75
Estallido	lpc	8.430
Colapso	lpc	7.500

- **Evaluación de los Registros “Caliper” y de “Cement Bond Logs” (CBL)**

El “caliper” (Figura 5.38) delante de las arcillas fue lavado, mostrando un hoyo de 14” a 16”. No obstante el calibrador delante de la zona de interés era bueno, en un hoyo estimado entre 10” y 12” como se muestra en el siguiente registro:

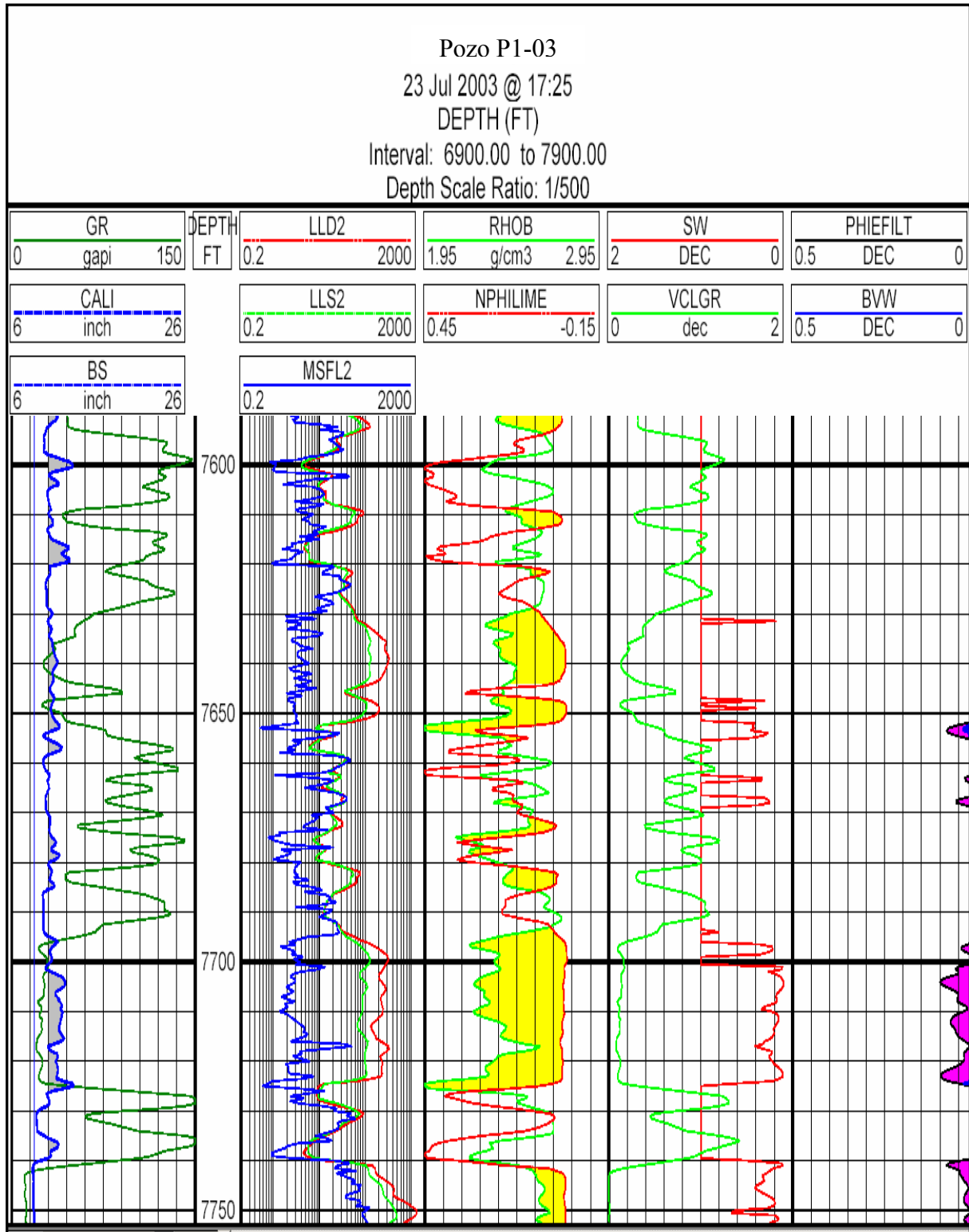


Figura 5.38 Registro Caliper

Antes de correr la tubería de completación, un registro de cementación se realizó en el revestimiento de producción de 7". El cemento detrás del 7" es bueno delante de la zona de interés (Figura 5.39)

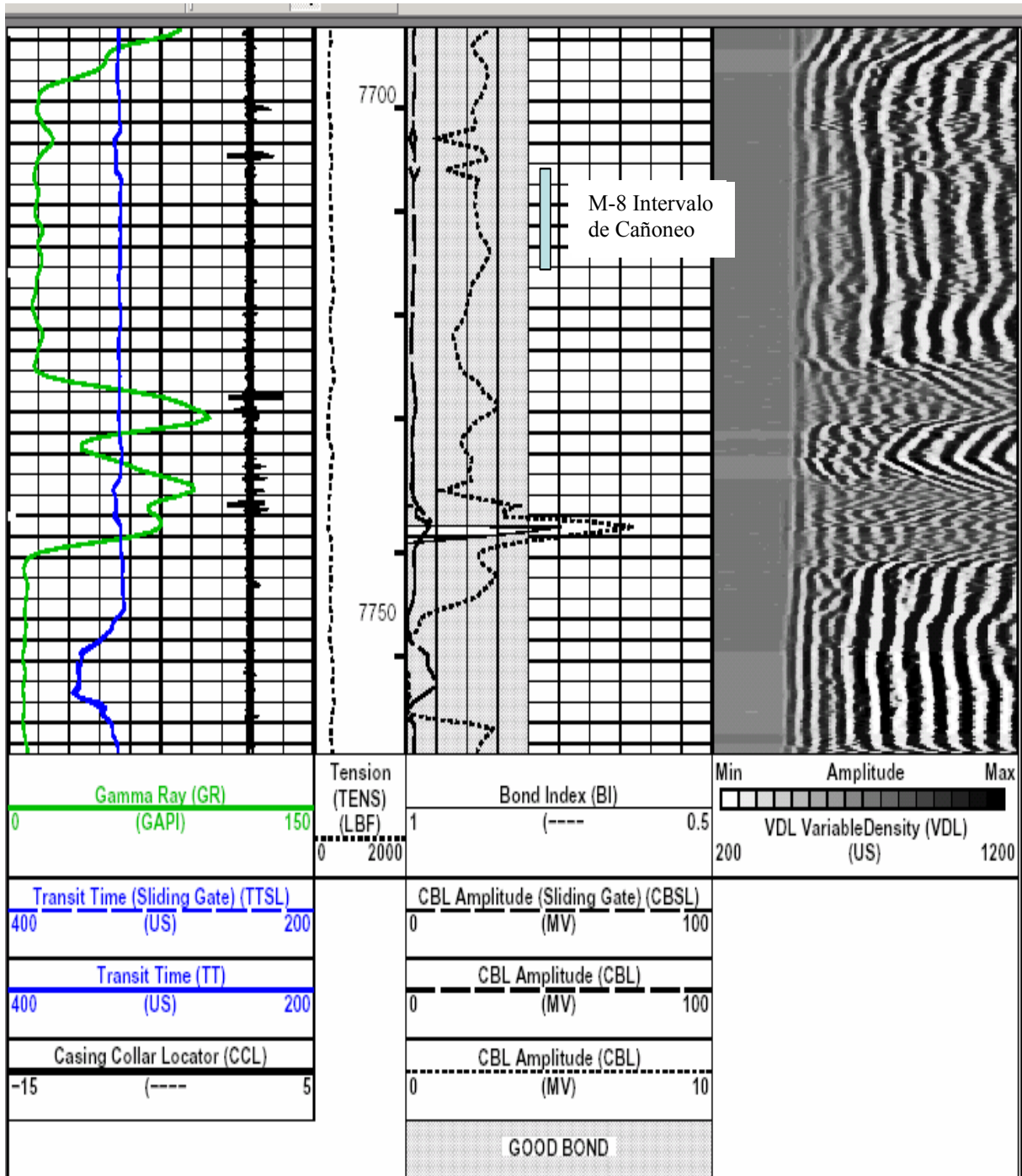


Figura 5.39 Registro “Cement Bond Logs” (CBL)

Después de la instalación de la completación de 4-1/2", un registro de cementación se realizó con el objeto de evaluar el cemento bombeado entre la tubería de 4-1/2" y el revestimiento de producción de 7". El CBL – VDL que se corrió tenía una limitación de temperatura a 300°F.

- **Descripción del Yacimiento M-8 en P1-03**

Las características del yacimiento se describieron basadas en los datos de los pozos P1-01 y P1-02 y los registros tomados.

- Porosidad por registros: 3 a 8%
- Porosidad Efectiva de núcleos: Desconocida
- Presión del Yacimiento: 4100 lpc
- Temperatura del Yacimiento: 345 °F
- Permeabilidad del Yacimiento: Desconocida (Esperada de 0.01 a 0.1 mD)
- Espesor del intervalo de interés: 30 pies

- **Resultados de UBI y Fracturas Naturales**

No se tiene ninguna información disponible de este registro.

- **Resultados del DSI y Análisis de los Esfuerzos**

Los datos calculados por la Compañía de Servicio se presentan en siguiente registro:

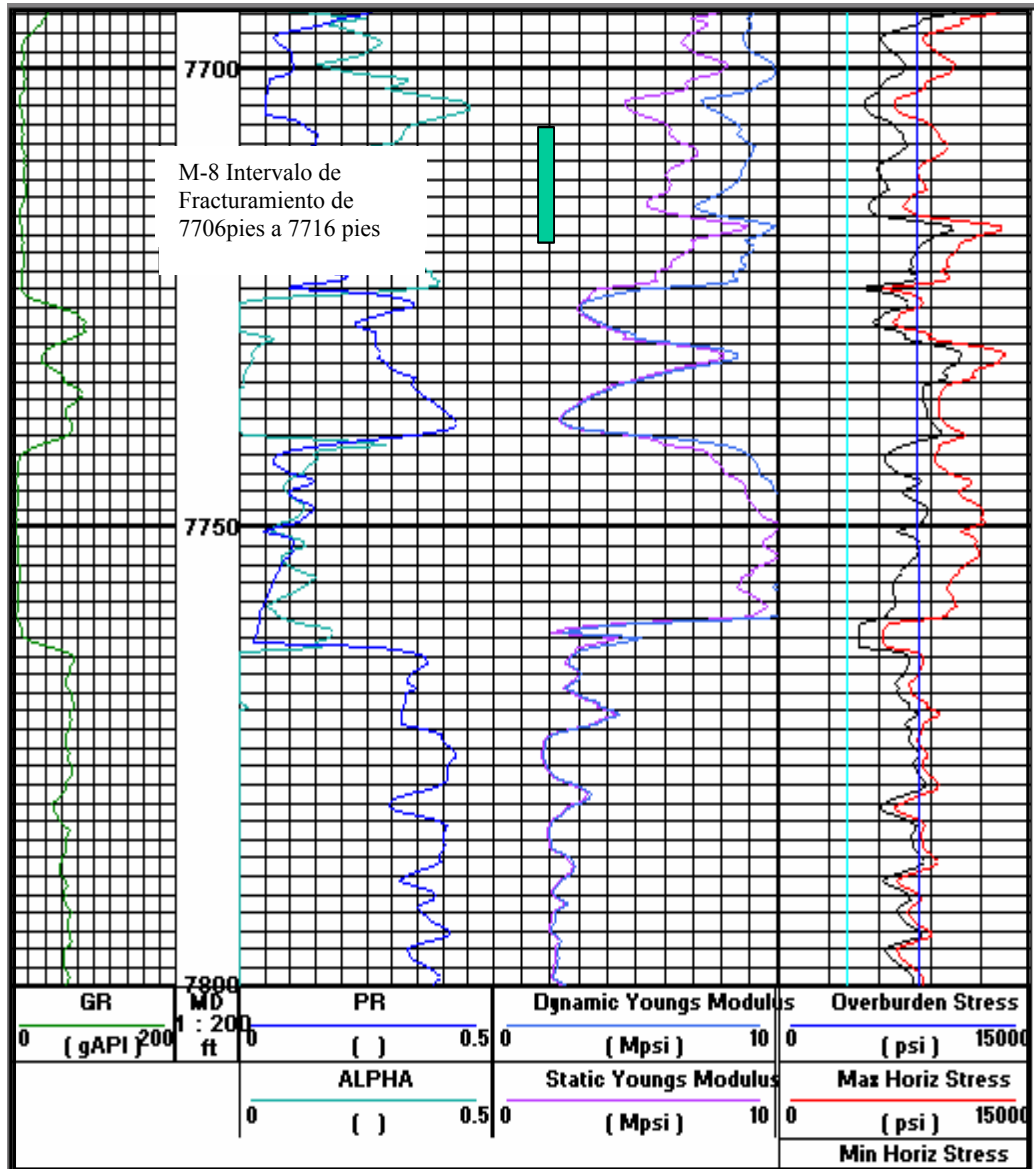


Figura 5.40 Registro de Datos para el Cálculo de los Esfuerzos

La presión del esfuerzo está cerca (y a veces más grande) al esfuerzo de sobrecarga y el valor que se estima es de 7.500 lpc a 12.000 lpc. Estos esfuerzos de presión debían ser validadas por el minifrac.

El pozo fue cañoneado en el nivel de interés con cañones 2-7/8" HMX (Apéndice C) en el intervalo (7706 a 7716 pies), La penetración total esperada era de 17", es decir 6" de penetración en la formación, ya que el hoyo a esta profundidad tenía un diámetro de 11" como lo observado en el caliper (Figura 5.38).

La simulación hecha tomando en cuenta las peores condiciones (2 revestidores separados por cemento de buena calidad), confirma una penetración en la formación suficiente para iniciar la fractura.

5.3.2 EJECUCIÓN DEL TRABAJO Y RESULTADOS

- **Prueba de inyección después del cañoneo**

Después que se dispararon los cañones no hubo ninguna indicación en la presión en la superficie. El agua fue desplazada por una salmuera de 11.2 lpg con "coiled tubing" para tener mejores condiciones para realizar una prueba de inyección.

No fue posible inyectar, si fue observada alguna fuga. La presión máxima calculada delante de las perforaciones era 11.500 lpc. Con una presión en la superficie limitada a 7.500 lpc (90% de la presión de estallido de la tubería que es de 8.500 lpc.). esta presión corresponde a un gradiente de 1,50 lpc/pie.

La tendencia de la prueba de inyección se muestra en la siguiente figura:



Figura 5.41 Prueba de Inyección

Después de este intento fallido de inyectar a la formación, se decidió disparar con cañones de alta penetración, conocidos como cañones “Stim Guns”, para estar seguros que el yacimiento se alcanzaría.

Los cañones “Stim Guns” crean una pequeña fractura. El intervalo de 7.706 a 7.716 pies fue recañoneado con “StimGuns” (Apéndice C) sin ninguna indicación de presión.

- **Prueba de inyección después del cañoneo con “Stim Guns”**

Después del cañoneo con “Stim Guns”, una nueva prueba de inyección se realizó para tratar de iniciar la fractura. Ninguna inyección era líquida.

La presión máxima de superficie era de 8.000 lpc, así la máxima presión en el fondo del hoyo era de 12.500 lpc, lo que corresponde a un gradiente de 1,62 lpc/pie.

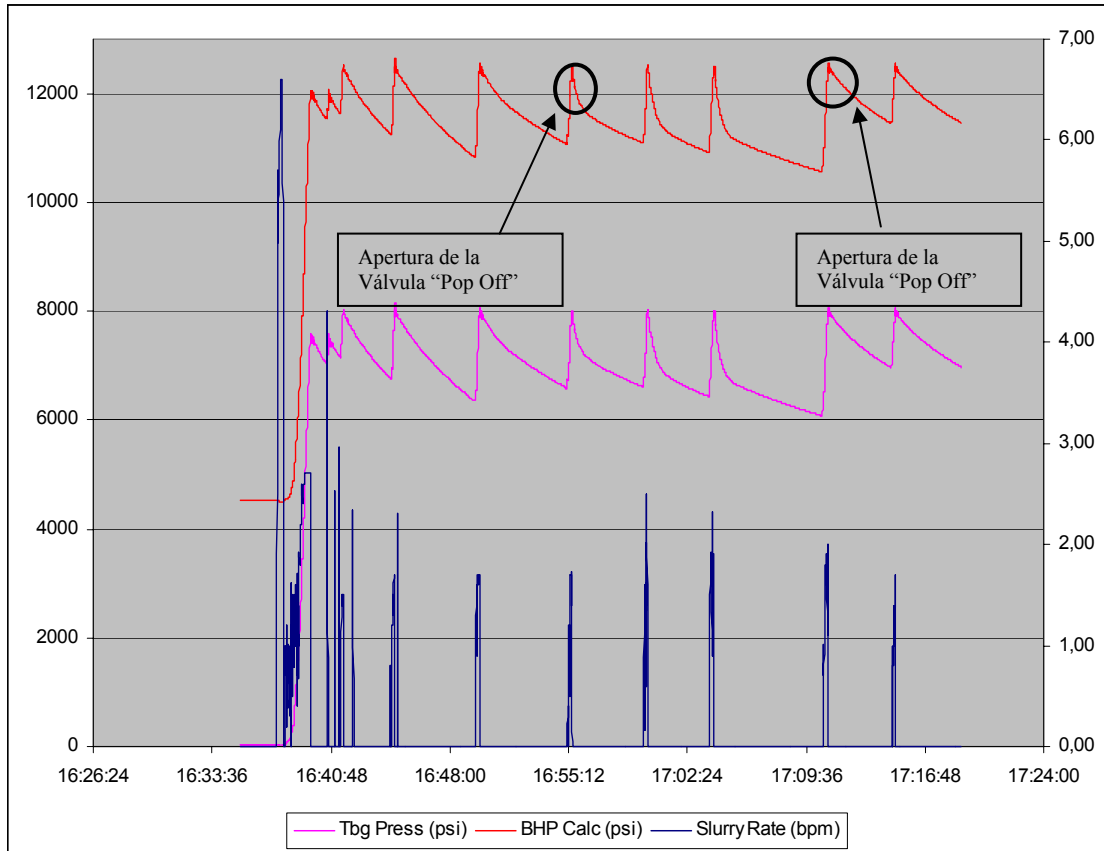


Figura 5.42 Prueba de Inyección después de cañonear con “Stim Guns”

De los resultados obtenidos de los intentos de prueba de inyección se puede hacer el siguiente análisis:

- La formación fue alcanzada
- La porosidad y permeabilidad no permiten ninguna fractura.
- La presión máxima para fracturarse no fue alcanzada con esta instalación y, en el caso de haber alcanzado la presión de fractura, una tasa de bombeo constante para fracturarse no era posible.

CONCLUSIONES

Después de realizar el tratamiento de fracturamiento hidráulico en los pozos P1-01, P1-02 y P1-03 y analizar los resultados obtenidos, se llega a las siguientes conclusiones:

Generalidades

- Se demostró la factibilidad técnica de realizar un fracturamiento hidráulico en las arenas compactadas del M-8.
- En formaciones de muy baja permeabilidad (por ejemplo P1-03), no es posible la inyección de fluido en la formación, sea cual fuere el tipo de cañoneo hecho para permitir esta inyección.
- La baja resistencia de las lutitas en comparación con la de las arenas puede ser un obstáculo para un buen crecimiento de la fractura.
- La baja permeabilidad de las arenas compactadas no permite una importante y rápida disipación de la presión.

Influencia de las fracturas naturales:

- La existencia de fracturas naturales se considera un problema para la realización de un fracturamiento hidráulico.
- En la presencia de fracturas naturales, una tasa de bombeo elevada puede ayudar a sostener una apertura de fractura suficiente.
- Resulta peligrosa la realización de un fracturamiento hidráulico en zonas con fracturas naturales.

En Particular

- La presión se desahoga en el flujo de retorno después del minifrac y del tratamiento principal.
- No se logró realizar un tratamiento de fracturamiento eficaz en la arena M-7 (Presencia de fracturas naturales?).
- En el pozo P1-03, aún cuando la arena M-8 fue penetrada al cañonear, la permeabilidad es tan baja que no permitió inyectividad.

RECOMENDACIONES

- Hacer un tratamiento de fractura hidráulica en presencia de fracturas naturales no es recomendado.
- Realizar el estudio del registro UBI, ya que puede ayudar en la determinación de las zonas en las cuales el fracturamiento hidráulico puede ser impedido por fracturas naturales.
- Organizar las operaciones conjuntamente con la compañía de servicio, para optimizar futuros trabajos de estimulación en el campo.
- Utilizar como referencia los esfuerzos calculados a través del registro de DSI para predecir la forma de fractura.
- Seleccionar la zona a estimular considerando una altura importante de arenas sin intercalaciones de lutitas.
- Realizar un estudio geomecánico que puede ayudar a reducir la incertidumbre en cuanto al plano de esfuerzos.

BIBLIOGRAFÍA

1. **ECONOMIDES, MICHAEL J., KENNETH G. NOLTE.** “Reservoir Stimulation”. Segunda Edición, Schlumberger Educational Services, Prentice Hall, Englewood Cliffs, (1989),
2. **ECONOMIDES, MICHAEL J., OLIGNEY, RONALD., VALKÓ, PETER.** “Unified Fracture Design”. (2002).
3. **GOZETA, ROSALÍA.** “Técnicas de Estimulación”. (2003). Pozos II . Guía de estudio
4. **HALLIBURTON MANAGEMENT SYSTEM.** “EIT Manual”. (1999). P
5. **HOLDITCH, STEPHEN A. SPE President.** “Benefits, Challenges and Results of Hydraulic Fracturing in Petroleum Industry”. (2002). Schlumberger.
6. **INTEVEP,** “Fracturamiento Hidráulico”.
7. **VALKÓ, PETER, NORMAN, LEWIS, DANESHY, ALI A.,** “Well Stimulation” Texas A&M University and Halliburton Energy Services. Capítulo 17
8. **RESERVOIR WELLBORE INTERFACE TEAM.** “Hydraulic Fracturing in tight gas formation. Best Practices”, TOTAL. Exploración y Producción (2003),

GLOSARIO DE TÉRMINOS

- **Blender:** Máquina mezcladora.
- **Borehole:** hoyo perforado
- **Breackdown:** fractura
- **Build Up:** Restauración de presión
- **Crosslinker:** Croslinqueado
- **Deeping:** profundizando
- **Densidad:** Dimensión de la materia según su masa por unidad de volumen; se expresa en libras por galón (lbs/gal), o también en libras por pie cúbico (lbs/pie³).
- **Downhole:** Bajo el hoyo.
- **Flow Back:** Flujo de retorno
- **Flowmeter:** Medidor de Flujo
- **In Situ:** En sitio
- **Leakoff:** Pérdida de filtrado
- **Lodo:** fluido circulante que se utiliza en la perforación para desempeñar algunas de las varias funciones requeridas durante el proceso; principalmente para hacer circular los recortes de formación hacia fuera.

- **M.D.:** Es la profundidad en el pozo horizontal o direccional, que se hace con la medición de la tubería de perforación.
- **Match:** cotejar
- **Medio Anisotrópico:** Es aquel medio cuya propiedad es diferente en todas las direcciones del flujo a lo largo de los diferentes ejes coordenadas.
- **Medio Isotrópico:** Es aquel medio cuya propiedad es igual en todas las direcciones del flujo a lo largo de los diferentes ejes coordenadas.
- **Overburden:** sobrecarga
- **Pad:** relleno
- **Pashing:** Ajuste de fase.
- **Peso:** En terminología de Iodos, peso se refiere a la densidad de un fluido de perforación.
- **Proppant:** Agente de soporte.
- **Screen-Out:** Arenamiento
- **Sección Tangencial:** Es la parte del hoyo, después del ángulo de desvío, donde dicho ángulo y la dirección se mantienen constantes.
- **Sidetrack:** Desviación que se realiza paralelo al pozo para evitar un pez dentro del hoyo.
- **Step Down Test:** Prueba de tasa variable

- **Stim Guns:** Nueva tecnología de cañones de alta penetración
- **Tasa de Circulación:** Son los galones o barriles por minuto que desplazan las bombas de lodo.
- **Tortuosidad:** medida de la restricción que consigue el fluido de fractura al penetrar la formación.
- **Wellbore:** Hoyo
- **X link Gel:** Gel Entrecruzado

NOMENCLATURA

μ_a ... Viscosidad aparente del fluido en el lado bajo del hoyo. (cp)

ρ_a ...Densidad del fluido

BHA... “Bottom Hole Assembly” - Ensamblaje de Fondo

gal... Galones

gpm...Galones Por Minuto

MD...”Measured Depth” - Profundidad medida

P... Presión (lpc)

Ph...Presión Hidrostática

Pf...Presión de fricción de la tubería

Ppf...Presión de fricción de perforación

pph... Pies por hora

BHTP... “Bottom hole treating pressure”- Presión del tratamiento en el fondo del hoyo.

WHTP...“Wellhead treating pressure” – Presión de tratamiento en el cabezal del pozo

BHRP...”Bottom hole reservoir pressure” - Presión en el fondo del yacimiento (la presión del

PP...”Pore Pressure” – Presión de Poro

BHP...”bottom hole” – Presión en el fondo del hoyo

ISIP...”Instantaneous shut in Pressure” –Presión de cierre instantáneo

FE...”Frac Fluid Efficiency” – Eficiencia del fluido de fractura

FG...”Frac Gradient” – Gradiente de fractura

TVD... "True Vertical Depth" – Profundidad vertical Verdadera

R_D... Radio de Drenaje

DSI... "Dipole Sonic Imagin" – Imagen de Sónico Dipolar

UBI... Ultrasonic Borehole Imager

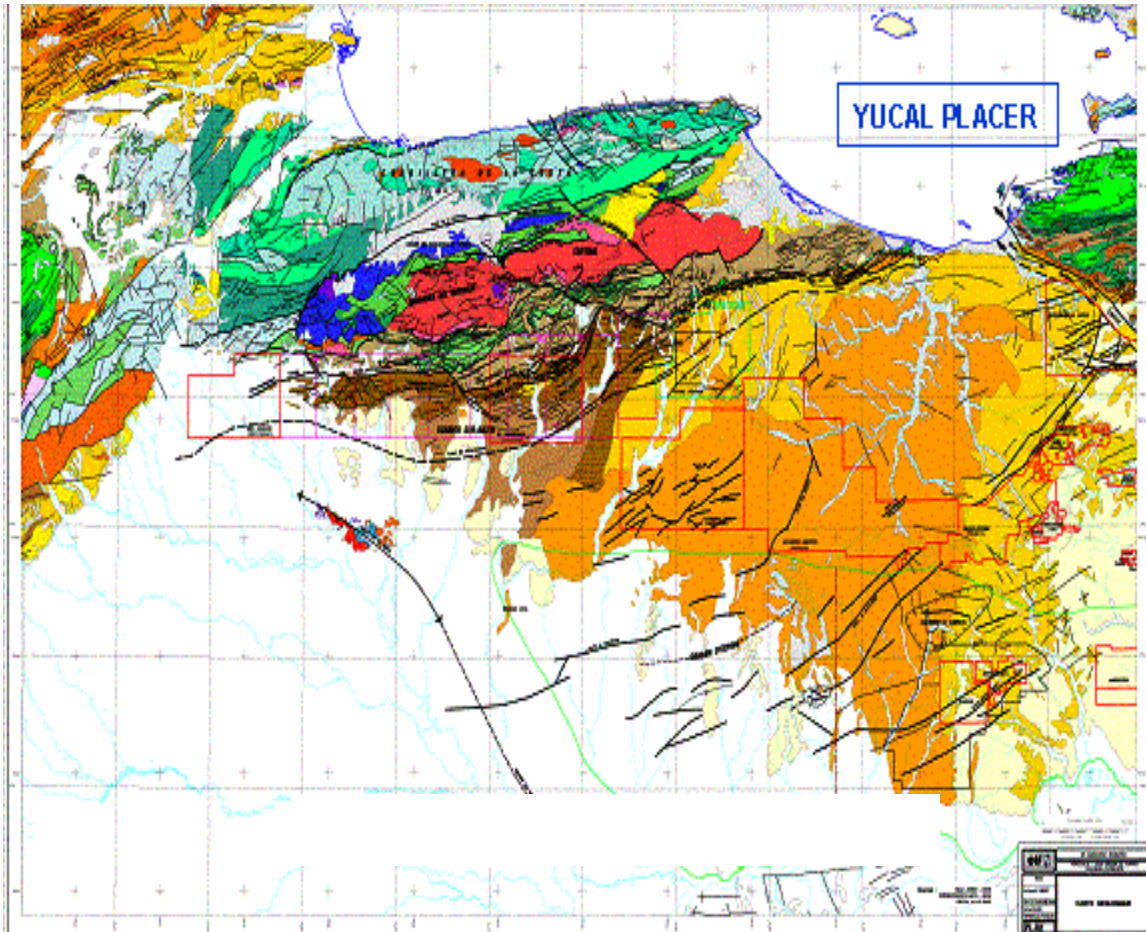
IP... "Productive Index" – Indice de Productividad

Build Up... Restauración de Presión

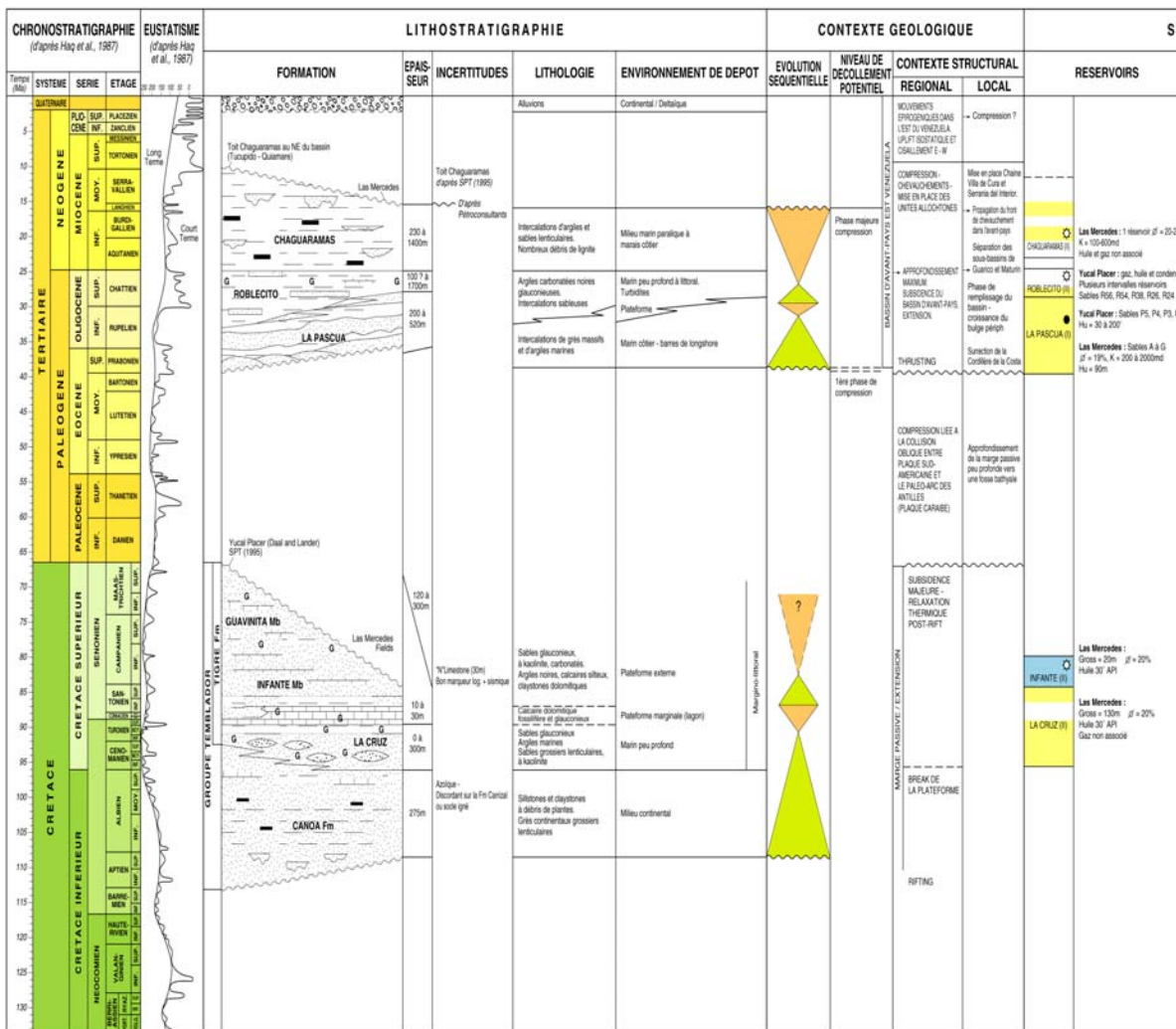
NWBPL... Bnear Wellbore Pressure Loss

APÉNDICE A. MAPA Y LITOESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO

A.1 MAPA DE GEOLOGÍA REGIONAL



A.2 LITOESTRATIGRAFÍA Y ESTRATIGRAFÍA SECUENCIAL



APÉNDICE B. RESUMEN DE OPERACIONES / CURVA DE PROGRESO

B.1 RESUMEN DE OPERACIONES DE PERFORACIÓN POZO P1-01

Actividad Resumen del Pozo.

P1-01

Date	Event
28/12/2002	Road Cond: MOVILIZACIÓN; Planned ops: CONTINUA SOLDADURAS. PRUEBAS DE EQUIPO.; Hole Cond: FABRICANDO LA LINEA DE DIVERTER; 6am Status: SOLDADURA EN GENERAL
28/12/2002	FABRICANDO LA LINEA DE DIVERTER; VESTIDO 99%. CONTINUA TRABAJO EN TOP DRIVE
29/12/2002	Road Cond: MOVILIZACIÓN; Planned ops: Complete tests. Spud well.; 6am Status: Acceptance test in progress
29/12/2002	TRABAJANDO EN TOP DRIVE
30/12/2002	Road Cond: MOVILIZACIÓN; Planned ops: CONTINUAR PRUEBAS Y TRABAJO EN TDS.; 6am Status: TRABAJANDO EN EL TOP DRIVE
30/12/2002	TRABAJO EN TOP DRIVE
31/12/2002	Road Cond: MOVILIZACIÓN; Planned ops: CONTINUAR PRUEBAS Y TRABAJO EN TDS. COMENZAR LA PERFORACION; Hole Cond: TRABAJOS DE SOLDADURA
31/12/2002	TRABAJOS DE SOLDADURA.; TRABAJO EN TOP DRIVE
01/01/2003	Depth Progress: 113.0; Road Cond: 26"; Planned ops: CEMENTAR EL REVESTIDOR 20"; 6am Status: BAJANDO STINGER DE CEMENTACION
01/01/2003	Road Cond: MOVILIZACIÓN; Hole Cond: TRABAJOS DE SOLDADURA
01/01/2003	PERFORACIÓN DE LA FASE 26"
01/01/2003	TRABAJOS DE SOLDADURA; TRABAJO EN TOP DRIVE
02/01/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: 26"; Planned ops: TERMINAR LA INSTALACIÓN DE LA LINEA DEL DESVIADOR Y MONTAR EL ENSAMBLAJE DE FONDO 17 1/2"; 6am Status: INSTALANDO LA "FLOWLINE"
02/01/2003	BAJADO Y CEMENTADO EL REVESTIDOR DE 20"
03/01/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: 26"; Planned ops: PERFORAR LA FASE 17.1/2"; 6am Status: CAMBIANDO EL TRIPLE DE HWDP POR EL DE DC DE 8"
03/01/2003	VISTIENDO FLOW LINE Y LINEAS DEL DESVIADOR
04/01/2003	Depth Progress: 285.0; Road Cond: 17 1/2"; Planned ops: PERFORAR HASTA EL FIN DE LA FASE; Hole Cond: PERFORADO HASTA 465"; 6am Status: PERFORANDO A LOS 606'
04/01/2003	PERFORADO HASTA 465"; SE PERFORO ZAPATA DE 20" Y FORMACIÓN HASTA 419'
05/01/2003	Depth Progress: 583.0; Road Cond: 17 1/2"; Planned ops: PERFORAR HASTA LA FIN DE LA FASE; Hole Cond: Y PROBLEMAS ELECTRICOS CON LAS BOMBAS.; 6am Status: CAMBIANDO LOS DIENTES DEL TDS
05/01/2003	Y PROBLEMAS ELECTRICOS CON LAS BOMBAS.; PERFORANDO DESDE 465' HASTA 1048'
06/01/2003	Depth Progress: 370.0; Road Cond: 17 1/2"; Planned ops: VIAJE DE LIMPIEZA Y BAJAR REVESTIDOR.; 6am Status: BAJANDO ENSAMBLAJE DE FONDO
06/01/2003	PERFORANDO DESDE 1048' HASTA 1418'
07/01/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: 17 1/2"; Planned ops: DESMONTAJE DEL DESVIADOR. INSTALACION DEL CABEZAL 13.5/8"; Hole Cond: VIAJE DE LIMPIEZA. LODO Y CEMENTO. REVESTIDOR; 6am Status: REALIZANDO CORTE BRUTO DEL REVESTIDOR 13 3/8
07/01/2003	VIAJE DE LIMPIEZA. LODO Y CEMENTO. REVESTIDOR; SE SACO BHA HASTA SUPERFICIE
08/01/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: 17 1/2"; Planned ops: PRUEBA DEL BOP Y ALINEAMIENTO DEL TOP DRIVE; Hole Cond: SE INSTALO EL 13.5/8" BOP.; 6am Status: SE INSTALARON LAS CHOCKE LINES
08/01/2003	SE INSTALO EL 13.5/8" BOP.; SE SACO EL DESVIADOR
09/01/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: 17 1/2"; Planned ops: ALINEACION DEL TOP DRIVE. PRUEBA DEL KOOMEY UNIT.; Hole Cond: PRUEBA DE PRESION DEL BOP EN PROGRESO.; 6am Status: SE BAJO TAPON DE PRUEBA. CONECTO LINEAS
09/01/2003	PRUEBA DE PRESION DEL BOP EN PROGRESO.; INSTALACION DEL BOP. NIPPLE CAMPANA. FLOW LINE
10/01/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: 17 1/2"; Planned ops: PERFORAR CEMENTO Y ZAPATA. LOT. PERFORAR; Hole Cond: SE LEVANTO LA BHA 12 1/4" EN PROGRESO.; 6am Status: TOCAR CEMENTO @ 1356'
10/01/2003	SE LEVANTO LA BHA 12 1/4" EN PROGRESO.; PRUEBAS DE PRESION DEL BOP Y KOOMEY UNIT.
11/01/2003	Depth Progress: 1.215.0; Road Cond: 12 1/4"; Planned ops: PERFORAR HASTA 4000'; HACER VIAJE CORTO, RETOMAR PERFORACION HASTA TD; Hole Cond: SE PERFORO FASE 12 1/4" HASTA 2615'; 6am Status: PERFORANDO @ 3295'
11/01/2003	SE PERFORO FASE 12 1/4" HASTA 2615'; SE BAJO BHA HASTA FC. PRUEBA DEL REVESTIDOR
12/01/2003	Depth Progress: 1.959.0; Road Cond: 12 1/4"; Planned ops: PERFORAR HASTA 4000'; HACER CORTO VIAJE, RETOMAR PERFORACION HASTA TD; Hole Cond: SE PERFORO FASE 12 1/4 HASTA 2615'; 6am Status: PERFORANDO @ 3295'
12/01/2003	SE PERFORO FASE 12 1/4 HASTA 2615'; SE BAJO BHA HASTA FC. PRUEBA DEL REVESTIDOR
13/01/2003	Depth Progress: 1.008.0; Road Cond: 12 1/4"; Planned ops: BAJAR TUBERIA HASTA EL FONDO Y AUMENTAR EL PESO DEL LODO; Hole Cond: HASTA 3857"; 6am Status: BAJANDO TUBERIA CON "REAMING" @3800'
13/01/2003	HASTA 3857"; SE PERFORO HASTA 5600'. SE INCREMENTO EL PESO DEL
14/01/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: 12 1/4"; Planned ops: VIAJE DE CONTROL. HASTA EL FONDO. CIRCULAR. SACAR Y BAJAR EL REVESTIDOR; Hole Cond: INCREMENTO PESO DEL LODO A 13.3LPG. SACO HASTA 781"; 6am Status: PROBLEMAS CON LOS MOTORES
14/01/2003	INCREMENTO PESO DEL LODO A 13.3LPG. SACO HASTA 781"; SACO TUBERIA HASTA 3105'. ABUNDANTE DERRUMBEE
15/01/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: 12 1/4"; Planned ops: CONTROLAR Y LIMPIAR EL HOYO. SACAR BHA Y BAJAR EL REVESTIDOR DE 9.5/8"; Hole Cond: LA MISMA HASTA SUPERFICIE. 6am Status: REPASANDO CON BOMBAS Y ROTACION HASTA 2200'
15/01/2003	LA MISMA HASTA SUPERFICIE. SE SACO LA TUBERIA HASTA LA SUPERFICIE
16/01/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: 12 1/4"; Planned ops: REPASAR HASTA EL FONDO. SACAR TUBERIA. CORRER REVESTIDOR 9.5/8"; 6am Status: REPASANDO @ 5308'
16/01/2003	REPASO EL POZO HASTA 5054' CON BHA DE CONTROL
17/01/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: 12 1/4"; Planned ops: CORRER REVESTIDOR 9.5/8"; 6am Status: SE SACO EL BHA DE CONTROL @ 200'
17/01/2003	SE REPASO Y SE LIMPIO EL POZO HASTA EL FONDO
18/01/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: 12 1/4"; Planned ops: BAJAR Y CEMENTAR REVESTIDOR 9.5/8"; 6am Status: BAJANDO REVESTIDOR 9.5/8" @ 4232'
18/01/2003	SE SACO EL BHA DE CONTROL HASTA LA SUPERFICIE
19/01/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: 12 1/4"; Planned ops: VIAJE DE CONTROL CON MECHA DE 12 1/4" ANTES DE BAJAR DENUEVO EL REVESTIDOR.; Hole Cond: POR INSTABILIDAD DEL HOYO.; 6am Status: DESVISTIENDO Y SACANDO TUBOS CON CUELLO Y ZAPATA
19/01/2003	POR INSTABILIDAD DEL HOYO.; SE BAJO EL REVESTIDOR DE 9.5/8" HASTA 4317'
20/01/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: 12 1/4"; Planned ops: REALIZAR TAPONES DE CEMENTO PARA UN SIDETRACK; 6am Status: RECUPERANDO EL GYRO DATA Y QUEBRANDO LA MECHA
20/01/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: 12 1/4"; Planned ops: REALIZAR UN SIDETRACK; Hole Cond: SE REALIZARON TAPONES DE CEMENTO PARA UN SIDETRACK; 6am Status: BAJANDO BHA @ 568'
21/01/2003	SE REALIZARON TAPONES DE CEMENTO PARA UN SIDETRACK
22/01/2003	Depth Progress: 4.050.0; Road Cond: 12 1/4"; Planned ops: COLOCAR TAPON DE CEMENTO. RE-INICIO DE SIDETRACK; Hole Cond: REALIZANDO SIDETRACK DESDE 1537' HASTA 1550'; 6am Status: REPARANDO TOP DRIVE
22/01/2003	REALIZANDO SIDETRACK DESDE 1537' HASTA 1550'; SE TOCO TAPON DE CEMENTO CON TRICONE
23/01/2003	Depth Progress: 26.0; Road Cond: 12 1/4"; Planned ops: TOCAR TAPON DE CEMENTO. SIDETRACK; Hole Cond: SIDETRACK SIN EXITO. REALIZO TAPON DE CEMENTO#3.
23/01/2003	SIDETRACK SIN EXITO. REALIZO TAPON DE CEMENTO#3.

Actividad Resumen del Pozo.

P1-01

Date	Event
24/01/2003	Depth Progress: 83.0; Road Cond: 12"1/4; Planned ops: SACAR BHA DE SIDETRACK Y BAJAR BHA DE PERFORACION.; Hole Cond: BAJO BHA DE SIDETRACK.; 6am Status: PERFORANDO SIDE TRACK @ 1483' (40% DE CEMENTO)
24/01/2003	BAJO BHA DE SIDETRACK.; SE PROBO 13 3/8" BOP. LIMPIO CEMENTO HASTA 1457'
25/01/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: 12"1/4; Planned ops: PERFORAR HOYO DE 12.1/4"; Hole Cond: SE SACO TUBERIA PARA CAMBIAR EL BHA.; 6am Status: PERFORANDO EL HOYO DE 12.1/4" @ 1711'
25/01/2003	SE SACO TUBERIA PARA CAMBIAR EL BHA.; SE PERFORO SIDETRACK H/1639'
26/01/2003	Depth Progress: 641.0; Road Cond: 12"1/4; Planned ops: PERFORAR HOYO DE 12.1/4" Y REALIZAR VIAJE CORTO.; Hole Cond: SE PERFORO DESDE 1639' HASTA 2280'; 6am Status: PERFORANDO EL HOYO DE 12.1/4" @ 2485'
26/01/2003	SE PERFORO DESDE 1639' HASTA 2280'
27/01/2003	Depth Progress: 246.0; Road Cond: 12"1/4; Planned ops: REALIZAR FPI Y BACK OFF; Hole Cond: SE TRABAJO TUBERIA SIN PROGRESO.; 6am Status: SE TRABAJO TUBERIA SIN PROGRESO.
27/01/2003	SE TRABAJO TUBERIA SIN PROGRESO.; SE PERFORO DESDE 2280' HASTA 2526'
28/01/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: 12"1/4; Planned ops: SE TRABAJO LA TUBERIA.; Hole Cond: SE BAJO BHA DE PESCA.; 6am Status: SE TRABAJO PESCADO. SE USÓ MARTILLO HACIA ARRIBA.
28/01/2003	SE BAJO BHA DE PESCA.; SE REALIZO FPI Y BACK OFF A 1380'
29/01/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: 12"1/4; Planned ops: SACAR WASHOVER PIPE HASTA LA SUPERFICIE Y BAJAR EL BHA DE PESCA.; Hole Cond: HUBO SE DESCONECTO Y SE SACO BHA DE PESCA.; 6am Status: SACANDO TUBERIA IN CURSO A 1300'
29/01/2003	HUBO SE DESCONECTO Y SE SACO BHA DE PESCA.; SE PESCO BHA DE PERFORACION Y TRABAJO PESCADO.
30/01/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: 12"1/4; Planned ops: LIMPIAR LOS TANQUES (ACTIVE) CONTROLAR EL HOYO Y BOMBLEAR OBM.; Hole Cond: SE BAJO BHA PARA CONTROLAR EL HOYO EN CURSO.; 6am Status: EL BHA A LA ZAPATA
30/01/2003	SE BAJO BHA PARA CONTROLAR EL HOYO EN CURSO.; SE LIMPIO PESCADO CON WASHOVER PIPE.
31/01/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: 12"1/4; Planned ops: BAJAR HASTA 2053' DESPLAZAR LODO BIAGUA POR LODO INVERTIDO; Hole Cond: LA TUBERIA @ 1328'; 6am Status: TANQUES 100% LIMPIOS TRANSFERENCIA DEL LODO INVERT
31/01/2003	LA TUBERIA @ 1328'. SE BAJO LA TUBERIA CON BOMBAS @ 2083' CIRC SE SACO
01/02/2003	Depth Progress: 6.0; Road Cond: 12"1/4; Planned ops: BAJAR HASTA 2532'. REANUDAR PERFORACION; Hole Cond: SACO C/ARRASTRES SE VOLVIO AL FONDO SE SACO H/2003; 6am Status: BAJANDO MECHA 12 1/4" HASTA 1240'
01/02/2003	SACO C/ARRASTRES SE VOLVIO AL FONDO SE SACO H/2003; SE BAJO H/1862' DESP LODO, REPASO H/2532'; SE CIRCU
02/02/2003	Depth Progress: 1.020.0; Road Cond: 12"1/4; Planned ops: PERFORAR HASTA +/- 4000' CIRCULAR Y REALIZAR V.C. HASTA LA ZAPATA, CONTINUAR PERFORANDO HASTA 5600'; 6am Status: PERFORANDO A 3992'. OPERACION NORMAL
02/02/2003	SE BAJO H/1862' DESP LODO, REPASO H/2532'; SE CIRCU
03/02/2003	Depth Progress: 1.094.0; Road Cond: 12"1/4; Planned ops: CONTINUAR PERFORANDO HASTA 5600'; Hole Cond: 1921'. PERFORO S/P INTERVALO 3992' -4648'; 6am Status: PERFORANDO HOYO DE 12 1/4" @ 4724'. 78' :13 PPH
03/02/2003	1921'. PERFORO S/P INTERVALO 3992' -4648'; PERFORO INTERVALO 3552'-3992'. VIAJE CORTO HASTA
04/02/2003	Depth Progress: 954.0; Road Cond: 12 1/4"; Planned ops: PERFORAR HASTA 6800'. SACAR SARTA Y CORRER REGISTROS; Hole Cond: MECHA BAJO H/ 4724'. PERF H/ 5600'; 6am Status: PERFORANDO @ 6265'.
04/02/2003	MECHA BAJO H/ 4724'. PERF H/ 5600'. PERFORO 4648'-4724' SACO TUB. H/SUPERF. SE CAMBIO LA
05/02/2003	Depth Progress: 1.352.0; Road Cond: 12 1/4"; Planned ops: SACAR H/SUPERFICIE. CORRER REGISTROS PROGRAMADOS. REALIZAR VIAJE DE CALIBRACION PARA BAJAR REVISTIDOR; Hole Cond: SACO MECHA HASTA 350'; 6am Status: -REALIZA 1 ER SET REGISTROS. NO PASO DE 4978'.
05/02/2003	SACO MECHA HASTA 350'. PERFORO DESDE 5600' HASTA 6932' (TD). CIRCULO Y
06/02/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: 12 1/4"; Planned ops: BAJAR H/8932'. CIRCULAR H/ RETORNO LIMPIO. SACAR TOMANDO GYRO. BAJAR REV. 9 5/8"; Hole Cond: SACO MECHA HASTA 350'; 6am Status: DESPLAZA HERRAMIENTA GYRO.
06/02/2003	SACO MECHA HASTA 350'. PERFORO DESDE 5600' HASTA 6932' (TD). CIRCULO Y
07/02/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: 12 1/4"; Planned ops: BAJAR H/8932'. CIRCULAR. REALIZAR CEMENTACION SEGUN PROGRAMA.; Hole Cond: 9-5/8" HASTA 3839'; 6am Status: BAJANDO REVISTIDOR DE 9 5/8" @ 6649' (144 JUNTAS)
07/02/2003	9-5/8" HASTA 3839'; SACO MECHA H/SUPERFICIE. PREPARO Y BAJO REVISTIDOR
08/02/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: 12 1/4"; Planned ops: PROBAR SECCION. INSTALAR Y PROBAR BOPS INICIAR SECCION 8 1/2"; Hole Cond: CEMENTO SEGUN PROGRAMA. ESPERA FRAGUADO DE CEMENTO; 6am Status: INSTALANDO SECCION "B"
08/02/2003	CEMENTO SEGUN PROGRAMA. ESPERA FRAGUADO DE CEMENTO; BAJO REVISTIDOR H/8903'. SACO H/6882'. CIRCULO Y
09/02/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: 12 1/4"; Planned ops: BAJAR BHA. LIMPIAR CEMENTO. ROMPER CF Y ZAPATA. PERFORAR SECCION 8 1/2"; Hole Cond: SECCION "B" Y PROBO. OK. INSTALO Y PROBO BOPS.; 6am Status: ARMANDO BHA PARA SECCION 8 1/2"
09/02/2003	SECCION "B" Y PROBO. OK. INSTALO Y PROBO BOPS. TENSIONO 200 KLBS. COLGO REVISTIDOR. INSTALO
10/02/2003	Depth Progress: 405.0; Road Cond: 8 1/2"; Planned ops: PERFORAR HASTA +/- 7510' SACAR Y BAJAR. TOMAR 60' NUCLEOS EN ARENA R-56.; Hole Cond: 6781' DESPLAZO LODO. PIF @ 8947'. PERF H/7337'; 6am Status: PERFORANDO @ 7427'
10/02/2003	6781' DESPLAZO LODO. PIF @ 8947'. PERF H/7337'; QUEBRO BHA PARADO. ARMO Y BAJO BHA NUEVO Y BAJO H/
11/02/2003	Depth Progress: 112.0; Road Cond: 8 1/2"; Planned ops: PERFORAR HASTA TOPE ARENA R-56. SACAR Y BAJAR A TOMAR 70' DE NUCLEOS.; Hole Cond: DSX66D Y BAJO H/7429' PERFORO H/7449'; 6am Status: SACANDO BHA DE 8 1/2" A 4528'
11/02/2003	DSX66D Y BAJO H/7429' PERFORO H/7449'; PERF. H/7429'. SACO POR BAJA ROP. CONECTO MECHA
12/02/2003	Depth Progress: 36.0; Road Cond: 8 1/2"; Planned ops: PERFORAR HASTA TOPE DE ARENA R-56. SACAR Y BAJAR A TOMAR 70' DE NUCLEOS.; Hole Cond: TRICONICA. EHP53. BAJO H/7460' PERFORO H/7485'; 6am Status: PERFORANDO HOYO 8 1/2" @ 7497'.
12/02/2003	TRICONICA. EHP53. BAJO H/7460' PERFORO H/7485'; PERF. H/7460'. SACO POR BAJA ROP. CONECTO MECHA
13/02/2003	Depth Progress: 135.0; Road Cond: 8 1/2"; Hole Cond: TRICONICA. EHP53. BAJO H/7460' PERFORO H/7485'; 6am Status: SACANDO MECHA Y BHA A 2400'.
13/02/2003	TRICONICA. EHP53. BAJO H/7460' PERFORO H/7485'; PERF. H/7460'. SACO POR BAJA ROP. CONECTO MECHA
14/02/2003	Depth Progress: 7.0; Road Cond: 8 1/2"; Planned ops: TOMAR 80' DE NUCLEOS. SACAR Y CONTINUAR PERFORACION DE FASE 8 1/2"; Hole Cond: TOMA NUCLEOS. BAJO H/7622'. TOMO NUCLEO H/7627'; 6am Status: TOMANDO NUCLEO @ 7637'
14/02/2003	TOMA NUCLEOS. BAJO H/7622'. TOMO NUCLEO H/7627'; PERF. H/7622'. CIRCULO. SACO H/SUPERFICIE ARMO BHA
15/02/2003	Depth Progress: 55.0; Road Cond: 8 1/2"; Planned ops: TOMAR NUCLEO HASTA +/- 7704'. SACAR BHA Y RECUPERAR NUCLEOS. CONTINUAR PERFORACION DE FASE 8 1/2"; Hole Cond: TOMO NUCLEO HASTA 7682'; 6am Status: TOMO NUCLEO @ 7696'. CORTA NUCLEO.
15/02/2003	TOMO NUCLEO HASTA 7682'.
16/02/2003	Depth Progress: 18.0; Road Cond: 8 1/2"; Planned ops: BAJAR CON MECHA IMPREGNADA Y TURBINA H/ 7700'. CONTINUAR PERFORACION DE LA FASE DE 8 1/2"; Hole Cond: ARMO Y BAJO MECHA IMPREGNADA CON TURBINA H/ 1604'. 6am Status: REPARANDO TOP DRIVE.
16/02/2003	ARMO Y BAJO MECHA IMPREGNADA CON TURBINA H/ 1604'. TOMO NUCLEO HASTA 7700'. SACO Y RECUPERO 100%
17/02/2003	Depth Progress: 14.0; Road Cond: 8 1/2"; Planned ops: SACAR MECHA IMPREGNADA Y TURBINA. BAJAR MECHA PDC M-16. CONTINUAR PERFORACION. Hole Cond: HASTA 7899'. PERFORO HASTA 7714'. 6am Status: SACO MECHA HASTA SUPERFICIE. QUEBRANDO BHA.
17/02/2003	HASTA 7899'. PERFORO HASTA 7714'. BAJO BHA CON TURBINA Y MECHA IMPREGNADA 8 1/2"
18/02/2003	Depth Progress: 83.0; Road Cond: 8 1/2"; Planned ops: CONTINUAR PERFORACION FASE DE 8 1/2"; Hole Cond: BAJO HASTA 7716'. PERFORO HASTA 7797'; 6am Status: SACANDO MECHA Y BHA A 6880'.

Actividad Resumen del Pozo.

P1-01

Date	Event
18/02/2003	BAJO HASTA 7716' . PERFORO HASTA 7797'. PERFORO H/7716'. SACO BHA. COCTO MECHA. PDC M16.
19/02/2003	Depth Progress: 50.0; Road Cond: 8 1/2"; Planned ops: CONTINUAR PERFORACION FASE DE 8 1/2"; Hole Cond: EHP43, BAJO H/7623'. PERFORO HASTA 7847'; 6am Status: PERFORANDO @ 7665.
19/02/2003	EHP43, BAJO H/7623'. PERFORO HASTA 7847'. PERFORO H/7623'. SACO BHA. CONECTO MECHA TRICONIC.
20/02/2003	Depth Progress: 55.0; Road Cond: 8 1/2"; Planned ops: CONTINUAR PERFORACION FASE DE 8 1/2"; Hole Cond: QUEBRO MECHA EHP43 CONECTO MECHA 20MFD (INSERTOS); 6am Status: CORRIENDO Y CORTANDO GUAYA.
20/02/2003	QUEBRO MECHA EHP43 CONECTO MECHA 20MFD (INSERTOS); PERFORO H/7602'. SACO BHA HASTA SUPERFICIE.
21/02/2003	Depth Progress: 68.0; Road Cond: 8 1/2"; Planned ops: CONTINUAR PERFORACION FASE DE 8 1/2"; Hole Cond: 7902'. PERFORO HOYO 8 1/2' HASTA 7970'; 6am Status: PERFORANDO HOYO 8 1/2' @ 8004.
21/02/2003	7902'. PERFORO HOYO 8 1/2' HASTA 7970'; BAJO BHA H/ 88047'. CORRIO Y CORTO GUAYA BAJO H/
22/02/2003	Depth Progress: 150.0; Road Cond: 8 1/2"; Planned ops: CONTINUAR PERFORACION FASE DE 8 1/2"; 6am Status: PERFORANDO @ 8147'.
22/02/2003	PERFORO SECCION 8 1/2' DESDE 7970' HASTA 8120'.
23/02/2003	Depth Progress: 74.0; Road Cond: 8 1/2"; Planned ops: PROBAR BOPS, CONTINUAR PERFORANDO H/TOPE ARENA P7, SACAR PARA TOMAR NUCLEOS.; 6am Status: PPROBANDO LINEAS DE BJ. CORRIGIENDO FILTRACIONES.
23/02/2003	PERFORO SECCION 8 1/2' DESDE 8120' HASTA 8184'.
24/02/2003	Depth Progress: 132.0; Road Cond: 8 1/2"; Planned ops: CONTINUAR PERFORANDO H/TOPE ARENA P7, SACAR PARA TOMAR NUCLEOS.; Hole Cond: INSTALO MECHA, BAJO BHA H/8194'. PERFORA @ 8326'. 6am Status: SACANDO MECHA Y BHA @ 8100'.
24/02/2003	INSTALO MECHA, BAJO BHA H/8194'. PERFORA @ 8326'. SACO MECHA H/SUPERFICIE. REALIZO PRUEBAS DE BOPS
25/02/2003	Depth Progress: 16.0; Road Cond: 8 1/2"; Planned ops: CONTINUAR PERFORANDO H/TOPE ARENA P7, SACAR PARA TOMAR NUCLEOS; Hole Cond: ECHA INPREGNADA Y TURBINA BAJANDO BHA @ 8145'. 6am Status: SACANDO BHA @ 8180
25/02/2003	ECHA INPREGNADA Y TURBINA BAJANDO BHA @ 8145'. PERF H/8342' SACO MECHA H/SUPERFICIE ARMO BHA CON M
26/02/2003	Depth Progress: 34.0; Road Cond: 8 1/2"; Planned ops: CONTINUAR PERFORANDO H/TOPE DE LA ARENA P7, SACER PARA TOMAR NUCLEO; Hole Cond: PRESION QUEBRO TURBINA BAJO MECHA TRIC PERF @ 8376'. 6am Status: PERFORANDO HOYO DE 8 1/2' @ 8386'
26/02/2003	PRESION QUEBRO TURBINA BAJO MECHA TRIC PERF @ 8376'. PERF H/8347' SACO MECHA H/SUPERFICIE POR CAIDA DE
27/02/2003	Depth Progress: 121.0; Road Cond: 8 1/2"; Planned ops: CONTINUAR PERFORANDO H/TOPE DE LA ARENA P7, SACAR PARA TOMAR NUCLEO; 6am Status: PERFORANDO HOYO DE 8 1/2' A 8523'
27/02/2003	PERFORO DESDE 8376' HASTA 8497'.
28/02/2003	Depth Progress: 84.0; Road Cond: 8 1/2"; Planned ops: REALIZAR VIAJE CALIBRACION, SACAR PARA TOMAR NUCLEO EN ARENA P-7; Hole Cond: @ 7900'. 6am Status: ARMANDO BHA DE CALIBRACION.
28/02/2003	@ 7900'. PERFORO DESDE 8497' HASTA 8591' CIRCULO. SACANDO
01/03/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: 8 1/2"; Planned ops: TOMAR 100' NUCLEO EN ARENA P-7. CONTINUAR PERFORACION FASE 8 1/2"; Hole Cond: A EHP53. ARMO TOMANUCLEOS. BAJA A 8478'. 6am Status: TOMANDO NUCLEO @ 8599'
01/03/2003	A EHP53. ARMO TOMANUCLEOS. BAJA A 8478'. SACO MECHA. REALIZO VIAJE DE CALIBRACION CON MECH
02/03/2003	Depth Progress: 23.0; Road Cond: 8 1/2"; Planned ops: NUCLEO EN ARENA P-7. CONTINUAR PERFORACION FASE 8 1/2"; Hole Cond: CLEO, BAJO NUEVO BHA HASTA 2968'. 6am Status: TOMANDO NUCLEO @ 8619'
02/03/2003	CLEO, BAJO NUEVO BHA HASTA 2968'. TOMO NUCLEO EN 8591'-8615'. SACO BHA H/SUP RECUP NU
03/03/2003	Depth Progress: 8.614.0; Road Cond: 8 1/2"; Planned ops: CONTINUAR TOMA DE NUCLEO EN ARENA P-7 Y PERFORACION DE LA FASE 8 1/2"; Hole Cond: 8' HASTA 8615'. TOMO NUC. DESDE 8614' HASTA 8661'. 6am Status: SACANDO TUBERIA @ 7521'
03/03/2003	8' HASTA 8615'. TOMO NUC. DESDE 8614' HASTA 8661'. BAJO TUB DESDE 2968' HASTA 8598' REPASO DESDE 859
04/03/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: 8 1/2"; Planned ops: CONTINUAR PERFORACION FASE DE 8 1/2"; Hole Cond: CLEO BAJO NUEVA CORONA. BAJO MECHA TRICONICA H/2854'. 6am Status: PERFORANDO @ 8682'
04/03/2003	CLEO BAJO NUEVA CORONA BAJO MECHA TRICONICA H/2854'. TOMO NUCLEO DESDE 8661' H/8674'. RECUPERO 53' DE NU
05/03/2003	Depth Progress: 8.763.0; Road Cond: 8 1/2"; Planned ops: CONTINUAR PERFORACION FASE DE 8 1/2"; Hole Cond: H/ 8674'. SE PERFORO D/ 8674' H/ 8763'. 6am Status: PERFORANDO @ 8779'
05/03/2003	H/ 8674'. SE PERFORO D/ 8674' H/ 8763'. BAJO TUBERIA D/ 2854' H/ 8628'. SE REPASO D/ 8628'
06/03/2003	Depth Progress: 83.0; Road Cond: 8 1/2"; Planned ops: SACAR TUBERIA PARA CAMBIAR MECHA. BAJAR NUEVO BHA. CONTINUAR PERFORANDO FASE DE 8 1/2"; 6am Status: PERFORANDO @ 8865'
06/03/2003	SE PERFORO DESDE 8763' HASTA 8846'.
07/03/2003	Depth Progress: 43.0; Road Cond: 8 1/2"; Planned ops: CONTINUAR PERFORACION FASE DE 8 1/2"; Hole Cond: MBIAR MECHA. SE BAJO TUBERIA. SE PERFORO H/ 8889'. 6am Status: PERFORANDO @ 8911'
07/03/2003	MBIAR MECHA. SE BAJO TUBERIA. SE PERFORO H/ 8889'. SE PERFORO D/ 8846' H/ 8877'. SACO TUBERIA PARA CA
08/03/2003	Depth Progress: 79.0; Road Cond: 8 1/2"; Planned ops: CONTINUAR PERFORACION FASE DE 8 1/2"; 6am Status: PERFORANDO @ 8985'
08/03/2003	SE PERFORO DESDE 8877' HASTA 8965'.
09/03/2003	Depth Progress: 75.0; Road Cond: 8 1/2"; Planned ops: CONTINUAR PERFORACION FASE DE 8 1/2"; 6am Status: PERFORANDO @ 9068'
09/03/2003	SE PERFORO DESDE 8968' HASTA 9043'.
10/03/2003	Depth Progress: 48.0; Road Cond: 8 1/2"; Planned ops: CORRER REGISTROS PROGRAMADOS; Hole Cond: SACO TUBERIA, CAMBIO MECHA Y BAJO TUBERIA.; 6am Status: PERFORANDO @ 9131'
10/03/2003	SACO TUBERIA, CAMBIO MECHA Y BAJO TUBERIA.; SE PERFORO DESDE 9043' HASTA 9091'.
11/03/2003	Depth Progress: 90.0; Road Cond: 8 1/2"; Planned ops: CORRER REGISTROS PROGRAMADOS; Hole Cond: REALIZO REGISTRO#1.; 6am Status: REGISTRANDO (SONICO + CALIPER + GR) @ 8000'
11/03/2003	REALIZO REGISTRO#1. SE PERFORO DESDE 9091' HASTA 9181'. SACO TUBERIA.
12/03/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: 8 1/2"; Planned ops: REGISTRO#5 (VSP); Hole Cond: SE REALIZO REGISTRO#2, #3, #4 EN CURSO.; 6am Status: REGISTRO #4 (MDT) EN CURSO.
12/03/2003	SE REALIZO REGISTRO#2, #3, #4 EN CURSO.
13/03/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: 8 1/2"; Planned ops: REGISTRO#5 (VSP); BAJAR LINER DE 7"; Hole Cond: SE REALIZO REGISTRO#4, #5 EN CURSO.; 6am Status: REGISTRO #5 (VSP) EN CURSO
13/03/2003	SE REALIZO REGISTRO#4, #5 EN CURSO.
14/03/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: 8 1/2"; Planned ops: BAJAR Y CEMENTAR EL LINER DE 7"; Hole Cond: SE REALIZO REGISTRO#5 (VSP); 6am Status: VIAJE DE LIMPIEZA: SACANDO TUBERIA A 8200'
14/03/2003	SE REALIZO REGISTRO#5 (VSP).
15/03/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: 8 1/2"; Planned ops: SACAR TUBERIA. QUEBRAR EXCESSO DE DP, HWDP Y DC. PROBAR EL BOP.; Hole Cond: SE BAJO LINER HASTA 9179'. 6am Status: QUEBRANDO LA CABEZA DE CEMENTACION
15/03/2003	SE BAJO LINER HASTA 9179'. SE TERMINO EL VIAJE DE LIMPIEZA.
16/03/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: 8 1/2"; Planned ops: CONTINUAR DESPLAZAMIENTO DEL SALMUERA. SACAR Y BAJAR PAKER.; Hole Cond: SE SACO RUN, TOOL Y BAJO RASPADOR (TANDEM).; 6am Status: CIRCULANDO SALMUERA
16/03/2003	SE SACO RUN, TOOL Y BAJO RASPADOR (TANDEM).; SE CEMENTO EL LINER A 9179'.
17/03/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: COMPLETACION; Planned ops: MONTAR DC 4.3/4" Y PROBAR EL BOP 13.5/8"; Hole Cond: SE BAJO EMPACADURA HASTA EL TOL.; 6am Status: SACANDO TUBERIA QUEBRANDO DP 5"

Actividad Resumen del Pozo.

P1-01

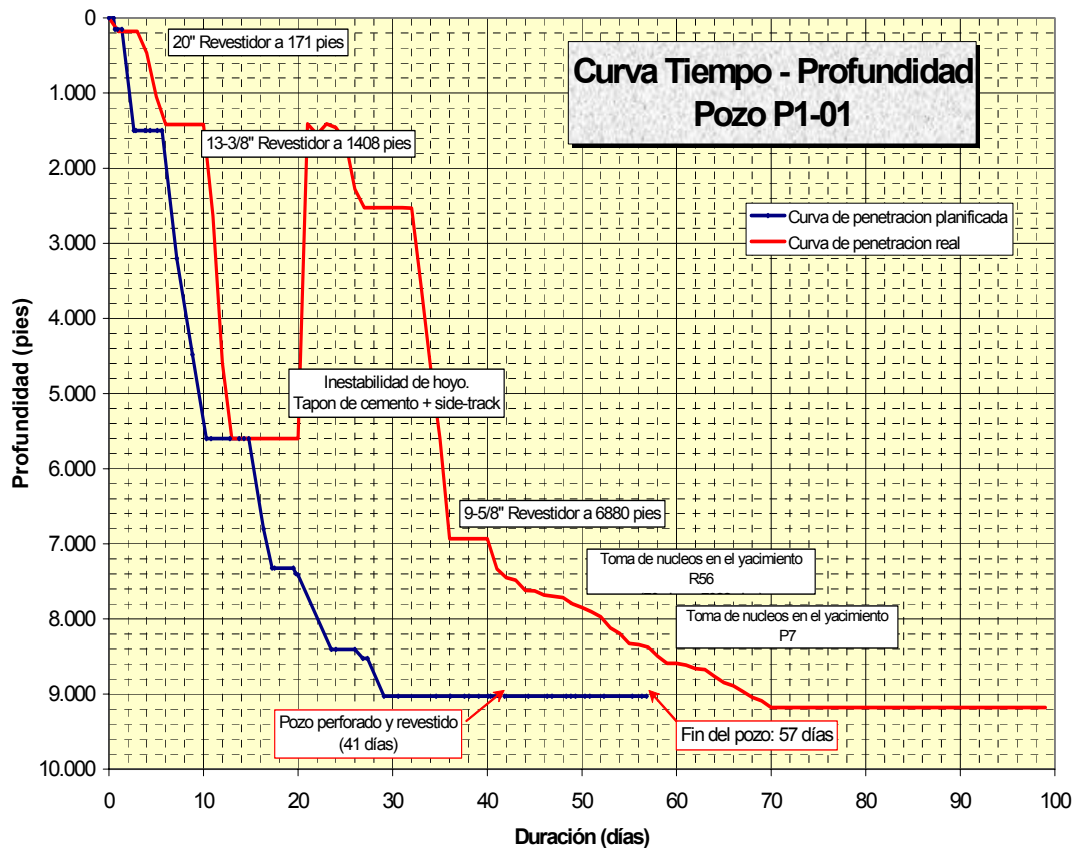
Date	Event
17/03/2003	SE BAJO EMPACADURA HASTA EL TOL. SE LIMPIO EL TOL. SE DESPLAZO EL POZO CON SALMUERA
18/03/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: COMPLETACION; Planned ops: CORRER REGISTROS CBL / VDL. PERFORAR ARENA. BAJAR SARTA DE FRACTURA.; Hole Cond: SE PROBO 13.5/8" BOP. SE ARMO DC Y HWDP DE 4.3/4.; 6am Status: BAJANDO GUAYA PARA TOMAR REGISTROS DE CBL / VDL
18/03/2003	SE PROBO 13.5/8" BOP. SE ARMO DC Y HWDP DE 4.3/4.; SE ANCLÓ EMPACADURA Y SE PROBO EL LINER.
19/03/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: COMPLETACION; Planned ops: BAJAR DST HASTA 8774', INSTALAR Y PROBAR TEST TREE; Hole Cond: HALLIBURTON ARMO HERRAMIENTA DE DST.; 6am Status: BAJANDO DST @ 3180'
19/03/2003	HALLIBURTON ARMO HERRAMIENTA DE DST.; SCLUMBERGER WL REALIZO CBL/VDL Y PERFORO LINER.
20/03/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: COMPLETACION; Planned ops: MONTAR Y PROBAR STIFF JOINT+ CABEZA DE FRACTURACION+ ARBOL DE PRUEBA; 6am Status: PROBANDO EL DST CON 8500 PSI @ 8928'
20/03/2003	SE BAJO DST HASTA 7647'
21/03/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: COMPLETACION; Planned ops: MONTAR Y PROBAR STIFF JOINT+ CABEZA DE FRACTURACION+ ARBOL DE PRUEBA; Hole Cond: SE INSTALO CTU, TANQUES, LINEA DE FLARE.; 6am Status: INSTALANDO EQUIPO DE STIMULACION
21/03/2003	SE INSTALO CTU, TANQUES, LINEA DE FLARE.; SE BAJO DST HASTA 8928'. PRUEBA CON 8500 PSI. OK.
22/03/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: COMPLETACION; Planned ops: PROBAR ANNULAR Y TUBERIA. INSTALAR Y PROBAR EL COFLEX+ SAND CATCHER; Hole Cond: HALLIBURTON INSTALO EQUIPO DE FRACTURACION; 6am Status: ANCLANDO EL EMPACADURA
22/03/2003	HALLIBURTON INSTALO EQUIPO DE FRACTURACION
23/03/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: COMPLETACION; Planned ops: REANCLAR Y PROBAR LA EMPACADURA. PRUEBA DE INYECCION.; Hole Cond: SE PROBO EQUIPO DE SUPERFICIE Y DST.; 6am Status: SACANDO ARBORA DE PRUEBA
23/03/2003	SE PROBO EQUIPO DE SUPERFICIE Y DST.
24/03/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: COMPLETACION; Planned ops: SACAR DST HASTA SUPERFICIE, CAMBIAR LAS HERRAMINETAS DE DST.; Hole Cond: SE INTENTO PROBAR OMNI+EMPADURA; FUGA; 6am Status: SACANDO TUBERIA @ 7216'
24/03/2003	SE INTENTO PROBAR OMNI+EMPADURA; FUGA; SE REANCLÓ LA EMPACADURA.
25/03/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: COMPLETACION; Planned ops: BAJAR DST CON DP HASTA 8970'; Hole Cond: SE SACO BHA DE DST HASTA 965' (HWDP); 6am Status: MONTANDO LA EMPACADURA
25/03/2003	SE SACO BHA DE DST HASTA 965' (HWDP); SE SACO DST HASTA 1300' (203 TUBOS DE 3.1/2")
26/03/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: COMPLETACION; Planned ops: CIRCULAR EN REVERSO CON BJ PARA LIMPIAR LA TUBERIA, INSTALAR Y PROBAR COFLEX, MINI FRAC; Hole Cond: SE CIRCULO EN REVERSO Y PROBO LA TUBERIA CON 10K.; 6am Status: PRUEBAS DE LA CABEZA DE FRACTURACION
26/03/2003	SE CIRCULO EN REVERSO Y PROBO LA TUBERIA CON 10K.; BAJO DST HASTA 8865' CON OMNI Y EMPACADURA NUEVOS.
27/03/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: COMPLETACION; Planned ops: SACAR DST HASTA SUPERFICIE.; Hole Cond: CON ACIDE. SE REALIZO MINI FRAC. SE VISTIO WL.; 6am Status: RECUPERANDO VOLUMEN DE INYECCION.
27/03/2003	CON ACIDE. SE REALIZO MINI FRAC. SE VISTIO WL.; SE ANCLÓ Y PROBO EMPACADURA. SE LIMPIO TUBERIA.
28/03/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: COMPLETACION; Planned ops: CONTROLAR EL POZO Y SACAR DST HASTA SUPERFICIE; Hole Cond: PRODUCCION POST FRAC. SE CERRO EL POZO H2S 10 PPM.; 6am Status: SALMUERA : : 455 BBL @ 11 PPG. 420 BBL @ 10.7 PPG
28/03/2003	PRODUCCION POST FRAC. SE CERRO EL POZO H2S 10 PPM.; SE TERMINO REGISTRO DE TEMPERATURA. PRUEBA DE
29/03/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: COMPLETACION; Planned ops: SACAR DST HASTA SUPERFICIE.; Hole Cond: SALMUERA A 10.6 PPG; 6am Status: CIRCULANDO (DIRECTO, POZO ABIERTO) A 8.967'
29/03/2003	SALMUERA A 10.6 PPG; CORRIO PRESURE GAGE. SE CONTROLÓ EL POZO CON
30/03/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: COMPLETACION; Planned ops: CORRER COMPLETACION 4 1/2"; Hole Cond: FRACTURA HASTA SUPERFICIE.; 6am Status: QUEBRANDO DRILL PIPE 5"
30/03/2003	FRACTURA HASTA SUPERFICIE.; OBSERVO Y CIRCULO POZO. OK. SE SACO TUBERIA DE
31/03/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: COMPLETACION; Planned ops: BAJAR COMPLETACION HASTA 7.331'; Hole Cond: BAJO COMPLETACION (4.1/2") HASTA 1790'; 6am Status: BAJANDO COMPLETACION
31/03/2003	BAJO COMPLETACION (4.1/2") HASTA 1790'; SACO Y QUEBRO TODO TUBERIA DE PERFORACION.
01/04/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: COMPLETACION; Planned ops: BAJAR COMPLETACION HASTA 7.339'; Hole Cond: BAJO COMPLETACION (4.1/2") HASTA 5.322'; 6am Status: BAJANDO COMPLETACION
01/04/2003	BAJO COMPLETACION (4.1/2") HASTA 5.322'
02/04/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: COMPLETACION; Planned ops: CAMBIAR COLGADOR Y RUN. TOOL; Hole Cond: BAJO COMPLETACION (4.1/2") HASTA 7.286'; 6am Status: ESPERANDO PARA AUTRO RUN. TOOL (CAMERON)
02/04/2003	BAJO COMPLETACION (4.1/2") HASTA 7.286'.
03/04/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: COMPLETACION; Planned ops: CONTROLAR Y PROBAR TUBERIA, DESPLAZAR EL FLUIDO DE COMPLETACION.; Hole Cond: CAMBIO RUN. TOOL Y ASENTO COLGADOR.; 6am Status: BAJANDO GAUGE CUTTER DE 6.40".
03/04/2003	CAMBIO RUN. TOOL Y ASENTO COLGADOR.
04/04/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: COMPLETACION; Planned ops: INSTALAR X-TREE; Hole Cond: SE ASENTÓ Y SE PROBO EMPACADURA. OK.; 6am Status: DESVISTANDO EL BOP 13.5/8"
04/04/2003	SE ASENTÓ Y SE PROBO EMPACADURA. OK.; CONTROLÓ Y PROBO COMPLETACION CON GAUGE CUTTER.
05/04/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: COMPLETACION; Planned ops: PROBAR BOP DEL CT Y BAJAR CT. DESPLAZAR SALMUERA CON AGUA. DESPLAZAR CON N2. CORRER BUILD UP TEST.; Hole Cond: @ 4000 PSI. SE DESVISTIO BOP. SE INSTALO ARBOLITO.; 6am Status: VISTIENDO INJECTOR DEL CT UNIT
05/04/2003	@ 4000 PSI. SE DESVISTIO BOP. SE INSTALO ARBOLITO.; SE ACTIVO SANS RING EN COLGADOR. SE PROBO ANULAR
06/04/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: COMPLETACION; Planned ops: REALIZAR FRACTURA; Hole Cond: ON N2. ABRIÓ POZO. S/E. PREPARA PARA FRACTURAR.; 6am Status: PARADOS POR FALLA DE CAMION MEZCLADOR HALLIBURTON.
06/04/2003	ON N2. ABRIÓ POZO. S/E. PREPARA PARA FRACTURAR.; DESVISTIO GUAYA FINA Y VISTIO C.T. BAJO DESPLAZO C
07/04/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: COMPLETACION; Planned ops: REALIZAR FRACTURA; Hole Cond: INSTALO LINEAS. ESPERO LUZ DIA. FALLA MEZCLADOR.; 6am Status: ESPERANDO LUZ DEL DIA.
07/04/2003	INSTALO LINEAS. ESPERO LUZ DIA. FALLA MEZCLADOR.; INSTALO STINGER. PROBO. OK. COLOCO EN POSICION
08/04/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: COMPLETACION; Planned ops: COMPLETAR LIMPIEZA DEL POZO Y EVALUAR INTERVALO.; Hole Cond: POZO ABIERTO A FLUJO.; 6am Status: POZO FLUYENDO. 610 BBL DESPLAZADOS. WHP 145 PSI.
08/04/2003	POZO ABIERTO A FLUJO.; PREPARO REALIZO MAIN FRAC EN INTERVALO 9072'-8077'
09/04/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: COMPLETACION; Planned ops: CONTROLAR POZO. BAJAR GUAYA ELECT. CON HERRAMIENTA SLB.; Hole Cond: TO ALIMENTO PRESION CABEZAL. VISTE C.T PARA CONTROL.; 6am Status: CIRCULA A 8900'
09/04/2003	TO ALIMENTO PRESION CABEZAL. VISTE C.T PARA CONTROL.; FLUYO POZO. BOMBEO SALMUERA 10.6 LPG Y CONTROLÓ NO
10/04/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: COMPLETACION; Planned ops: BAJAR C/COILED TUBING. AISLAR CON CEMENTO ARENA P 8-9 INF.; Hole Cond: CIRCULO POZO VISTIO GUAYA CORRE REG P-T.; 6am Status: BAJANDO COILED TUBING.
10/04/2003	CIRCULO POZO VISTIO GUAYA CORRE REG P-T.; VISTIO Y BAJO COILED TUBING H19022' LIMP H19024'
11/04/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: COMPLETACION; Planned ops: BAJAR C/COILED TUBING. AISLAR CON CEMENTO ARENA P 8-9 INF.; Hole Cond: TRATO CEMENT. S/EXITO SACO CT. ESPERA NUEVA LECHADA; 6am Status: ESPERA NUEVA FORMULACION DE LECHADA.

Actividad Resumen del Pozo.

P1-01

Date	Event
11/04/2003	TRATO CEMENT. S/EXITO.SACO C.T.ESPERA NUEVA LECHADA; CORRIO REG P.T.VISTO Y BAJO C.T.H'9022', CIRCULO.
12/04/2003	Depth Progress: 0,0; Road Cond: COMPLETACION; Planned ops: TOCAR TOPE CEMENTO. SACAR C.T.BAJAR GUAYA, CORRELACIONAR Y CAÑONEAR ARENA P-5; Hole Cond: SEGUN PROGRAMA.VERIFICA LIBRE H/8450. CIRCULA.FRAG; 6am Status: PROBANDO TAPON DE CEMENTO
12/04/2003	SEGUN PROGRAMA.VERIFICA LIBRE H/8450. CIRCULA.FRAG; ESPERO FORMULACION LECHADA. COLOCO TAPON DE CMTO
13/04/2003	Depth Progress: 0,0; Road Cond: COMPLETACION; Planned ops: SACAR C.T.BAJAR GUAYA, CORRELACIONAR Y CAÑONEAR ARENA P-5; Hole Cond: CA NO PASO DE 8320'. BAJA C.T. PARA LIMPIAR.; 6am Status: DESVESTIENDO COILED TUBING.
13/04/2003	CA NO PASO DE 8320'. BAJA C.T. PARA LIMPIAR.; BAJO C.T.TOCO CMTO A 8519'.SACO VISTIO GUAYA ELECT
14/04/2003	Depth Progress: 0,0; Road Cond: COMPLETACION; Planned ops: PROBAR POZO. REALIZAR PERIODO DE CIERRE. SACAR HERRAMIENTA. CERRAR POZ Y ASEGURARLO.; Hole Cond: YA. CAÑONEO S/PROGRAMA. PROBANDO POZO.; 6am Status: REALIZANDO BUILD UP.
14/04/2003	YA. CAÑONEO S/PROGRAMA. PROBANDO POZO.; LIMPIO INTERVALO 8302'-8450'. SACO C.T. VISTIO GUA
15/04/2003	Depth Progress: 0,0; Road Cond: COMPLETACION; Planned ops: CERRAR VALVULA MAESTRA Y CORONA. DESVESTIR EQUIPO WELL TESTING.; Hole Cond: RA,DESVESTIO GUAYA ELECTRICA.; 6am Status: BAJANDO TAPON RPT HASTA 300'.
15/04/2003	RA,DESVESTIO GUAYA ELECTRICA.; REALIZO BUID UP. SACO HACIENDO GRADIENTE TEMPERATU
16/04/2003	Depth Progress: 0,0; Road Cond: COMPLETACION; Planned ops: DESVESTIR, MOVILIZAR TALADRO, VESTIR.; Hole Cond: RPT Y PRONG A 300'. CERRO POZO Y OPERACIONES.; 6am Status: MUDANDO TALADRO AL PLA-20
16/04/2003	RPT Y PRONG A 300'. CERRO POZO Y OPERACIONES.; VISTIO GUAYA FINA Y BAJO TAPON FBN A 7242' Y TAPON

B.2 CURVA DE PROGRESO POZO P1-01



B.3 RESUMEN DE OPERACIONES DE PERFORACIÓN POZO P1-02

Actividad Resumen del Pozo.

P1-02

Date	Event
16/04/2003	Road Cond: MUDANZA, Planned ops: VESTIR 100%. INICIAR OPERACIONES DE PERFORACION; Hole Cond: 40%; Bam Status: VISTIENDO EQUIPO 75%
16/04/2003	40% DESVISTE EQUIPO Y MOVIO CARRIA. VISTIENDO EQUIPO
17/04/2003	Road Cond: MUDANZA, Planned ops: VESTIR 100%. INICIAR OPERACIONES DE PERFORACION; Bam Status: VISTIENDO EQUIPO 95%
17/04/2003	SE VISTO EQUIPO UN 95%
18/04/2003	Depth Progress: 197.0, Road Cond: 26', Planned ops: PERFORAR H1184' REALIZAR VIAJE DE CALIBRACION. BAJAR Y CEMENTAR REV 20'. Hole Cond: 172 PRES.; Bam Status: DESCONECTANDO MECHA DE 25'
18/04/2003	172 PRES.; BAJO BHA Y TOCO A 73'. SE PERFORO DESDE 73' HASTA
19/04/2003	Depth Progress: 12.0, Road Cond: 26', Planned ops: ARMAR Y BAJAR BHA, INICIAR PERFORACION FASE 17 1/2"; Hole Cond: REVISTADOR 20' Y CEMENTO ARMO DIVERTER; Bam Status: INSTALO H184' V. CALIBRACION, OK, SACO
19/04/2003	REVISTADOR 20' Y CEMENTO ARMO DIVERTER. PERFORO H1184' V. CALIBRACION OK SACO BAJO
20/04/2003	Depth Progress: 388.0, Road Cond: 17 1/2"; Planned ops: PERFORAR HOYO 17 1/2" HASTA +/- 1500'. REALIZAR VIAJE CALIBRACION SACAR Y CORRER REGISTRO; Hole Cond: PERFORO DESDE 184' HASTA 550'; Bam Status: PERFORO HOYO DE 17 1/2" A 656'
20/04/2003	PERFORO DESDE 184' HASTA 550'. INSTALO FLOW LINE Y DIVERTER BAJO BHA, PERF ZAPATA
21/04/2003	Depth Progress: 556.0, Road Cond: 17 1/2"; Planned ops: PERFORAR HOYO 17 1/2" HASTA +/- 1500'. REALIZAR VIAJE CALIBRACION SACAR Y CORRER REGISTRO; Hole Cond: 13 3/8"; Bam Status: PERFORANDO HOYO DE 17 1/2" @ 1206'
21/04/2003	PERFORO HOYO DE 17 1/2" DESDE 550' HASTA 1106'
22/04/2003	Depth Progress: 424.0, Road Cond: 17 1/2"; Planned ops: BAJAR REVISTADOR, REALIZAR CEMENTACION; Hole Cond: SACO HASTA 140'; Bam Status: BAJANDO REVISTADOR DE 13 3/8" @ 1036'
22/04/2003	SACO HASTA 140'. PERFORO HASTA 1530'. REALIZO V. CORTO HASTA 798'
23/04/2003	Depth Progress: 0.0, Road Cond: 17 1/2"; Planned ops: INSTALAR Y PROBAR BOFS, ARMAR BHA DIRECCIONAL, INICIAR PERFORACION FASE 12 1/4"; Hole Cond: 13' CEMENTO; INSTALO SECCION 13 3/8"x13 5/8"-5M; Bam Status: ARMANDO BOFS.
23/04/2003	13' CEMENTO; INSTALO SECCION 13 3/8"x13 5/8"-5M; SACO BHA HSUP. CORRIDO REVISTADOR 13 3/8" HASTA 15
24/04/2003	Depth Progress: 80.0, Road Cond: 12 1/4"; Planned ops: PERFORAR SECCION 12 1/4"; Hole Cond: 1484, ROMPIDO CF Y ZAP. PERF H11500'; Bam Status: PERFORANDO DIRECCIONALMENTE @ 1613'
24/04/2003	1484, ROMPIDO CF Y ZAP. PERF H11500'; ARMO Y PROBO BOFS, ARMO BHA DIRECCIONAL Y BAJO HV
25/04/2003	Depth Progress: 617.0, Road Cond: 12 1/4"; Planned ops: CONTINUAR PERFORACION FASE 12 1/4"; Hole Cond: HASTA 2207'. CORRIGE FILT. STAND PIPE; Bam Status: PERFORANDO HOYO DE 12 1/4" A 2364'
25/04/2003	HASTA 2207'. CORRIGE FILT. STAND PIPE. CORRIGE OYNO C102 HASTA 3500'. PERFORO DESDE 1590'
26/04/2003	Depth Progress: 495.0, Road Cond: 12 1/4"; Planned ops: CONTINUAR PERFORACION FASE 12 1/4"; Hole Cond: NUEVA FUGA. PERFORO HASTA 2702'; Bam Status: PERFORA HOYO DE 12 1/4" A 3064'
26/04/2003	NUEVA FUGA. PERFORO HASTA 2702'. CORRIGE FILT. STAND PIPE. PERFORO H2396'. CORRIGE.
27/04/2003	Depth Progress: 1.398.0, Road Cond: 12 1/4"; Planned ops: CONTINUAR PERFORACION FASE 12 1/4"; Hole Cond: CIRCUCLA, SACA MECHA Y BHA HASTA 130'; Bam Status: BAJO BHA H4 100'
27/04/2003	CIRCUCLA, SACA MECHA Y BHA HASTA 130'; PERFORO DIRECCIONALMENTE DESDE 2702' HASTA 4100'
28/04/2003	Depth Progress: 1.282.0, Road Cond: 12 1/4"; Planned ops: CONTINUAR PERFORACION FASE 12 1/4"; Hole Cond: AS. PERFORO DESDE 4100' HASTA 5382'; Bam Status: PERFORANDO HOYO 12 1/4" A 5522'
28/04/2003	AS. PERFORO DESDE 4100' HASTA 5382'. SACO HSUP. ARMO NUEVO BHA, BAJO H4 100' SIN PROBLEM
29/04/2003	Depth Progress: 429.0, Road Cond: 12 1/4"; Planned ops: CONTINUAR PERFORACION FASE 12 1/4"; Hole Cond: ARMO BHA BAJO H1472'. CORTO GUAYA. BAJA @ 2530'; Bam Status: PERFORA DIRECCIONALMENTE @ 5983'
29/04/2003	ARMO BHA BAJO H1472'. CORTO GUAYA. BAJA @ 2530'; PERFORO DESDE 5382' A 5811'. SACO HASTA SUPERFICIE
30/04/2003	Depth Progress: 901.0, Road Cond: 12 1/4"; Planned ops: CONTINUAR PERFORACION FASE 12 1/4" HASTA +/- 7105'; Hole Cond: HOYO 12 1/4" DESDE 5811' HASTA 6712'; Bam Status: PERFORA HOYO 12 1/4" @ 6926'
30/04/2003	HOYO 12 1/4" DESDE 5811' HASTA 6712'. BAJO MECHA Y BHA DESDE 2530' HASTA 5811'. PERFORO
01/05/2003	Depth Progress: 393.0, Road Cond: 12 1/4"; Planned ops: CORRER REGISTROS PROGRAMADOS. CORRER Y CEMENTAR REV. DE 9 5/8"; Hole Cond: HOYO 12 1/4" DESDE 5811' HASTA 7105'; Bam Status: DESVISTIENDO COMPANIA DE GUAYA
01/05/2003	HOYO 12 1/4" DESDE 5811' HASTA 7105'. BAJO MECHA Y BHA DESDE 2530' HASTA 5811'. PERFORO
02/05/2003	Depth Progress: 0.0, Road Cond: 12 1/4"; Planned ops: COLGAR REV. CORTAR E INSTALAR CABEZAL Y BOFS. INICIAR FASE 8 1/2"; Hole Cond: TIDOR DE 9 5/8". DESVISTE BJ; Bam Status: TENSIONANDO REVISTADOR PARA COLGAR.
02/05/2003	TIDOR DE 9 5/8". DESVISTE BJ. CORRIDO REGISTROS ELECTRICOS CORRIDO Y CEMENTO REYES
03/05/2003	Depth Progress: 0.0, Road Cond: 8 1/2"; Planned ops: BAJAR BHA HASTA 6691'. CAMBIAR LODO. PERFORAR CEMENTO Y FORMATION. PRUEBA DE LA FORMATION. PERFORAR; Hole Cond: INSTALO SECTION 8", VISTO Y PROBO BOF; Bam Status: BAJANDO BHA DE 8 1/2" @ 2802'
03/05/2003	INSTALO SECTION 8". VISTO Y PROBO BOF. CORTO Y BISELO REVISTADOR DE 9 5/8"
04/05/2003	Depth Progress: 195.0, Road Cond: 8 1/2"; Planned ops: PERFORAR HASTA 7400'. CIRCULAR Y SACAR TUBERIA HASTA LA SUPERFICIE. TOMAR NUCLEO; Hole Cond: 7113'. LOT (15.5 PPG ED). PERFORO HASTA 7300'; Bam Status: PERFORANDO A 7370'
04/05/2003	7113'. LOT (15.5 PPG ED). PERFORO HASTA 7300'. BAJO BHA DE 8 1/2". PERFORO CEMENTO Y FORMATION HV
05/05/2003	Depth Progress: 94.0, Road Cond: 8 1/2"; Planned ops: TOMAR 70' DE NUCLEOS EN R54; Hole Cond: PARO OPERACIONES POR PROBLEMAS CON LA COMUNIDAD; Bam Status: BAJANDO TUBERIA a 1430'
05/05/2003	PARO OPERACIONES POR PROBLEMAS CON LA COMUNIDAD. PERFORO HASTA 7396'. SACO TUBERIA HASTA 2636'
05/05/2003	Depth Progress: 0.0, Road Cond: 8 1/2"; Planned ops: TOMAR 70' DE NUCLEOS EN R54; Hole Cond: PARO OPERACIONES POR PROBLEMAS CON LA COMUNIDAD; Bam Status: PARO OPERACIONES POR PROBLEMAS CON LA COMUNIDAD
06/05/2003	PARO OPERACIONES POR PROBLEMAS CON LA COMUNIDAD. ARMO BHA TOMA NUCLEOS Y BAJO HASTA 8 388'
07/05/2003	Depth Progress: 21.0, Road Cond: 8 1/2"; Planned ops: SACAR TUBERIA PARA CAMBIAR MECHA; Hole Cond: REPASO HASTA EL FONDO Y CORTO NUCLEO HASTA 7415'; Bam Status: CORTANDO NUCLEO @ 7410'
07/05/2003	REPASO HASTA EL FONDO Y CORTO NUCLEO HASTA 7415'. PARO OPERACIONES POR PROBLEMAS CON LA COMUNIDAD.
08/05/2003	Depth Progress: 31.0, Road Cond: 8 1/2"; Planned ops: TOMAR 30' DE NUCLEOS EN R54; Hole Cond: PARO OPERACIONES POR PROBLEMAS CON LA COMUNIDAD; Bam Status: ARMANDO BHA
08/05/2003	PARO OPERACIONES POR PROBLEMAS CON LA COMUNIDAD. CORTO NUCLEO HASTA 7448' Y SACO HASTA LA ZAPATA.
09/05/2003	Depth Progress: 10.0, Road Cond: 8 1/2"; Planned ops: PERFORAR EL HOYO DE 8 1/2" HASTA P23; Hole Cond: CORTO 10' DE NUCLEO Y SACO HASTA 4512'; Bam Status: BAJANDO BHA DE PERFORACION A 2760'
09/05/2003	CORTO 10' DE NUCLEO Y SACO HASTA 4512'. RECUPERO 80% DEL NUCLEO. CAMBIO MECHA Y BAJO BHA.
10/05/2003	Depth Progress: 171.0, Road Cond: 8 1/2"; Planned ops: CAMBIAR MECHA. PERFORAR HOYO DE 8 1/2"; Hole Cond: PERFORO DESDE 7 456' HASTA 7627'; Bam Status: SACANDO TUBERIA A 7070'
10/05/2003	PERFORO DESDE 7 456' HASTA 7627'. RECUPERO 100% DEL NUCLEO @ BAJO BHA DE PERF.
11/05/2003	Depth Progress: 44.0, Road Cond: 8 1/2"; Planned ops: PERFORAR HASTA P23; Hole Cond: CAMBIO MECHA. PERFORO DESDE 7 633' HASTA 7 671'. Bam Status: PERFORANDO A 7 704'

Actividad Resumen del Pozo.

P1-02

Date	Event
11/05/2003	CAMBIO MECHA, PERFORO DESDE 7.633' HASTA 7.671', PARO PERFORACION A 7.633'. SACO BHA.
12/05/2003	Depth Progress: 138.0, Road Cond: 8.1/2", Planned ops: TOMAR NUCLEOS EN P20; Bore Status: SACANDO TUBERIA A 1.000'
13/05/2003	PERFORO DESDE 7.671' HASTA 7.807'
13/05/2003	Depth Progress: 52.0, Road Cond: 8.1/2", Planned ops: CAMBIAR CORONA Y BAJAR PARA TOMAR NUCLEO#4, Hole Cond: BAJO BHA TOMA NUCLEOS. CORTO NUCLEO#3 HASTA 7843'; Bore Status: SACANDO TUBERIA A 7200'
13/05/2003	BAJO BHA TOMA NUCLEOS. CORTO NUCLEO#3 HASTA 7843'. PERFORO DESDE 7.807' HASTA 7.823'. SACO BHA.
14/05/2003	Depth Progress: 26.0, Road Cond: 8.1/2", Planned ops: RECUPERAR NUCLEO#4. PERFORAR, Hole Cond: CORTO NUCLEO#4 EN P20 HASTA 7857'. Bore Status: SACANDO TUBERIA A 3300'
14/05/2003	CORTO NUCLEO#4 EN P20 HASTA 7857'. TOMO Y RECUPERO NUCLEO#3.
15/05/2003	Depth Progress: 34.0, Road Cond: 8.1/2", Planned ops: PERFORAR HASTA P5; Hole Cond: CORTO HASTA 7921' Y RECUPERO NUCLEO #5. 100%; Bore Status: BAJANDO BHA DE PERFORACION (ZAPATA)
15/05/2003	CORTO HASTA 7921' Y RECUPERO NUCLEO #5: 100%; CORTO HASTA 7908' Y RECUPERO NUCLEO#4: 100%.
16/05/2003	Depth Progress: 80.0, Road Cond: 8.1/2", Planned ops: PERFORAR HASTA P5; Hole Cond: PERFORO DESDE 7921' HASTA 8001'; Bore Status: PERFORANDO A 8000'
16/05/2003	PERFORO DESDE 7921' HASTA 8001'; RECUPERO NUCLEO#5, BAJO BHA DE PERFORACION.
17/05/2003	Depth Progress: 99.0, Road Cond: 8.1/2", Planned ops: PERFORAR HASTA P5; Hole Cond: PERFORO DESDE 8001' HASTA 8100'; Bore Status: PERFORANDO A 8120'
17/05/2003	PERFORO DESDE 8001' HASTA 8100'
18/05/2003	Depth Progress: 95.0, Road Cond: 8.1/2", Planned ops: BAJO BHA DE PERFORACION (ROTARIA) Y PERFORAR HASTA P5; Hole Cond: SACO TUBERIA HASTA 325'. Bore Status: QUEBRANDO BHA DE PERFORACION.
18/05/2003	SACO TUBERIA HASTA 325'; PERFORO DESDE 8100' HASTA 8195'
18/05/2003	Depth Progress: 138.0, Road Cond: 8.1/2", Planned ops: TOMAR 70' DE NUCLEO EN P5; Hole Cond: PERFORO DESDE 8195' HASTA 8333' (P5). Bore Status: BAJANDO TUBERIA A 3700' PARA TOMAR NUCLEO EN P5.
18/05/2003	PERFORO DESDE 8195' HASTA 8333' (P5). PROBADO BOP DE 13.56". ARMO Y BAJO BHA DE 8.1/2".
20/05/2003	Depth Progress: 45.0, Road Cond: 8.1/2", Planned ops: SACAR TUBERIA Y RECUPERAR NUCLEO#6; Hole Cond: CORTO NUCLEO EN P5 DESDE 8333' HASTA 8381'. Bore Status: SACANDO TUBERIA A 8300'
20/05/2003	CORTO NUCLEO EN P5 DESDE 8333' HASTA 8381'. ARMO Y BAJO BHA TOMA NUCLEO HASTA 8333'
21/05/2003	Depth Progress: 97.0, Road Cond: 8.1/2", Planned ops: SACAR Y CAMBIAR BHA; Hole Cond: CORTO NUCLEO EN P5 DESDE 8333' HASTA 8381'; Bore Status: PERFORANDO A 8515'
21/05/2003	CORTO NUCLEO EN P5 DESDE 8333' HASTA 8381'. ARMO Y BAJO BHA TOMA NUCLEO HASTA 8333'
22/05/2003	Depth Progress: 80.0, Road Cond: 8.1/2", Planned ops: PERFORAR HOYO DE 8.1/2"; Hole Cond: CAMBIO BHA, PERFORO (MOTOR) DESDE 8517' HASTA 8538'; Bore Status: PERFORANDO A 8578'
23/05/2003	CAMBIO BHA PERFORO (MOTOR) DESDE 8517' HASTA 8538'; PERFORO (ROTARIA) DESDE 8478' HASTA 8517'.
23/05/2003	Depth Progress: 106.0, Road Cond: 8.1/2", Planned ops: SACAR TUBERIA Y CAMBIAR BHA (TURBINA); Bore Status: PERFORANDO A 8667'
23/05/2003	PERFORO (MOTOR) DESDE 8538' HASTA 8644'
24/05/2003	Depth Progress: 98.0, Road Cond: 8.1/2", Planned ops: SACAR TUBERIA Y CAMBIAR BHA (TURBINA); Bore Status: PERFORANDO A 8772'
24/05/2003	PERFORO (MOTOR) DESDE 8644' HASTA 8740'
25/05/2003	Depth Progress: 124.0, Road Cond: 8.1/2", Planned ops: PERFORAR HOYO DE 8.1/2" HASTA TD; Bore Status: PERFORANDO A 8858'
25/05/2003	PERFORO (MOTOR) DESDE 8740' HASTA 8864'
26/05/2003	Depth Progress: 93.0, Road Cond: 8.1/2", Planned ops: PERFORA HOYO DE 8.1/2" HASTA TD. REALIZAR LN VIAJE CORTO Y SACAR BHA HASTA SUPERFICIE; Bore Status: PERFORANDO A 8988'
26/05/2003	PERFORO (MOTOR) DESDE 8864' HASTA 8957'
27/05/2003	Depth Progress: 45.0, Road Cond: 8.1/2", Planned ops: CORRER REGISTRO#3 (MDT) Y BAJAR EL LINER DE 7"; Hole Cond: SACO BHA HASTA LA SUPERFICIE. CORO REGISTRO #1; Bore Status: CORRRIENDO REGISTRO (UBI)
27/05/2003	SACO BHA HASTA LA SUPERFICIE. CORO REGISTRO #1. PERFORO (MOTOR) DESDE 8957' HASTA 9000' (TD)
28/05/2003	Depth Progress: 0.0, Road Cond: 8.1/2", Planned ops: CORRER REGISTRO UBI Y MDT; Hole Cond: VIAJE DE LIMPIEZA (BHA ROTARIA) EN CURSO. Bore Status: QUEBRANDO BHA
28/05/2003	VIAJE DE LIMPIEZA (BHA ROTARIA) EN CURSO. REGISTRO#2 (UBI): FALLO.
29/05/2003	Depth Progress: 0.0, Road Cond: 8.1/2", Planned ops: BAJAR LINER DE 7" HASTA EL FONDO, ASENTAR Y CEMENTAR LD; Hole Cond: BAJO LINER DE 7" HASTA 1892'; Bore Status: PRUEBA DE ROTACION DEL LINER A LA ZAPATA.
29/05/2003	BAJO LINER DE 7" HASTA 1892'. SACO BHA DE LIMPIEZA, REGISTRO: UBI Y MDT.
30/05/2003	Depth Progress: 12.0, Road Cond: 8.1/2", Planned ops: LIMPIAR CEMENTO HASTA 8903'. SACAR TUBERIA; Hole Cond: SACO RUNNING TOOL Y BAJO BHA DE LIMPIEZA HASTA; Bore Status: PERFORO CEMENTO A 8802'
30/05/2003	SACO RUNNING TOOL Y BAJO BHA DE LIMPIEZA HASTA; BAJO ASENTO Y CEMENTO LINER DE 7".
31/05/2003	Depth Progress: 0.0, Road Cond: 8.1/2", Planned ops: BAJAR LIMPIAR TOPE COLGADOR @ 8916". CIRCULAR Y DESPLAZAR LODO POR SALMUERA, SACAR TUBERIA; Hole Cond: L COLLAR. SACO BHA BAJA CON DRESSER MILL @ 297'; Bore Status: BAJANDO JUNK MILL, D MILL Y SCRAPER @ 8868'
31/05/2003	L COLLAR SACO BHA BAJA CON DRESSER MILL @ 297'. BAJO EQUIPO LIMPIEZA H8785', LIMPIO CEMENTO H8916'
01/06/2003	Depth Progress: 0.0, Road Cond: 8.1/2", Planned ops: SACAR HASTA SUPERFICIE, PROBAR BOPs, BAJAR Y CAMBIAR LODO ACBITE X SALMUERA. Hole Cond: SACO BAJO PACKER Y ASENTO @ 8801'. Bore Status: ASENTANDO TAPON DE PRUEBA.
01/06/2003	SACO BAJO PACKER Y ASENTO @ 8801'. BAJO BHA H8881, LIMPIO COLGADOR @ 8785'-8802'
02/06/2003	Depth Progress: 0.0, Road Cond: 8.1/2", Planned ops: PROBAR BOPs ARMAR DCS Y HWDS DE 3.1/2". PARARLAS EN CABRIA; Hole Cond: OK. SACO HSLIP. TRATO PROBAR BOP S/E. QUIEBRA DPS 5'; Bore Status: PRUEBA BOS CONTRA EL REVESTIDOR CON 500 Pps.
03/06/2003	OK. SACO HSLIP. TRATO PROBAR BOP S/E. QUIEBRA DPS 5'. SOTTO PACKER. SACO H8720'. PROBADO POZO CON 5000 PPS
03/06/2003	Depth Progress: 0.0, Road Cond: 8.1/2", Planned ops: BAJAR CON TUBERIA 4.1/2" HASTA 8916 (L.C.). DESPLAZAR LODO POR SALMUERA; Bore Status: BAJANDO TUBERIA DE 4.1/2" @ 870'.
03/06/2003	PROBADO BOPs PARA DCS 4.1/2" Y HWDS EN CABRIA.
04/06/2003	Depth Progress: 0.0, Road Cond: COMPLETACION, Planned ops: SACAR TUBERIA DE 4.1/2" HASTA SUPERFICIE. CORRER REG. CEMENTACION Y CORRELACION, BAJAR Y CAÑONEAR; Hole Cond: HASTA 8916'. DESPLAZO LODO X SALM. SACA @ 4981'; Bore Status: ARMANDO HERRAMIENTA CBL.
04/06/2003	HASTA 8916'. DESPLAZO LODO X SALM. SACA @ 4981'. PARO HWDS EN CABRIA BAJO ZAPATA Y TUB. DE 4.1/2"
05/06/2003	Depth Progress: 0.0, Road Cond: COMPLETACION, Planned ops: BAJAR SARTA DST. REALIZAR PRUEBA; Hole Cond: VDL CAÑONEO, BAJA SARTA DST @ 1842'; Bore Status: BAJANDO EQUIPO DST CON TUB 4.1/2" @ 4984'. PROBANDO
05/06/2003	VDL CAÑONEO, BAJA SARTA DST @ 1842'; SACO TUB 4.1/2" HASTA SUPERFICIE. CORRIO REG. CBL'

Actividad Resumen del Pozo.

P1-02

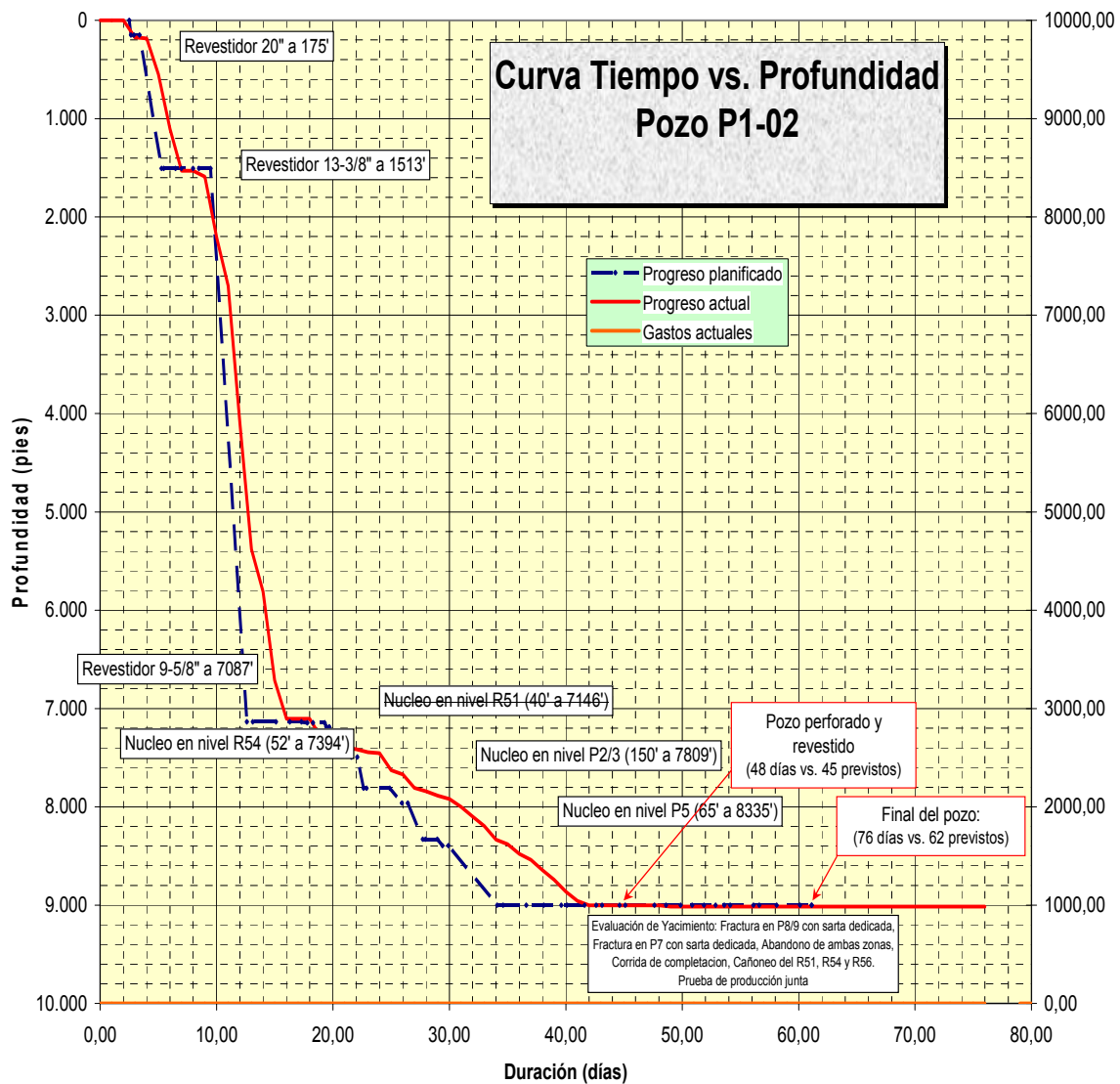
Date	Event
06/08/2003	Depth Progress: 0.0, Road Cond: COMPLETACION, Planned ops: HACER MINIFRAC PERIODO LIMPIEZA, CORNER REGISTRO DE TEMPERATURA Y PRESION, Hole Cond: PACKER @ 8730', DESPLAZO, ABRIÓ POZO A FLUJO, Gas Status: POZO FLUYENDO SIN PRESION A 4.58 BLS/DIA.
06/08/2003	PACKER @ 8730', DESPLAZO, ABRIÓ POZO A FLUJO, BAJO SARTA DST HASTA 8731' INSTALO CABEZAL ASENTO
07/08/2003	Depth Progress: 0.0, Road Cond: COMPLETACION, Planned ops: CORNER REG. TEMPERATURA, REALIZAR 2DO. MINIFRAC, Hole Cond: PERO, REALIZO 2DO MINIFRAC VISTE EQPO GUAYA ELECTR, Gas Status: SACANDO HERRAMIENTA DE REGISTRO A 8450'
07/08/2003	PERO, REALIZO 2DO MINIFRAC VISTE EQPO GUAYA ELECTR, FLUYO POZO SIN PRESION CERRO, REALIZO MINIFRAC ES
08/08/2003	Depth Progress: 0.0, Road Cond: COMPLETACION, Planned ops: FLUIR EL POZO PARA QUE LIMPIE, Hole Cond: ABRIÓ POZO, DESPLAZA GEL, Gas Status: PRUEBA POZO DESPLAZANDO FLUIDO (GEL)
08/08/2003	ABRIÓ POZO DESPLAZA GEL, BAJO REG. NO PERO 8750' SACO, REALIZO FRACTURA
09/08/2003	Depth Progress: 0.0, Road Cond: COMPLETACION, Planned ops: ESPERA DECISION CARACAS, Hole Cond: SION-TEMP. REALIZA BUILD UP, Gas Status: CONTINUA PRUEBA BUILD UP.
09/08/2003	SION-TEMP. REALIZA BUILD UP, POZO CONTINUO DESPLAZANDO GEL BAJO HERRAMIENTA PRE
10/08/2003	Depth Progress: 0.0, Road Cond: COMPLETACION, Planned ops: SACAR HASTA SUPERFICIE, ARMAR SARTA DE LIMPIEZA BAJAR Y LIMPIAR POZO, Hole Cond: CIRC. INVERSO, DEV HALLIBURTON, CONTROLLO, SACA @ 8130', Gas Status: SACANDO EQPO HALLIBURTON CON TUB. DE 4 1/2" @ 4500
10/08/2003	CIRC. INVERSO DEV HALLIBURTON, CONTROLLO, SACA @ 8130', REALIZA BUILD UP, SACO HERRAMIENTA, DESVISTO EQPO
11/08/2003	Depth Progress: 0.0, Road Cond: COMPLETACION, Planned ops: LIMPIAR RELLENO HASTA 8840' CIRCULAR, SACAR TUBERIA, Hole Cond: ON BAJA SARTA LIMPIEZA HASTA 8525', CORTA GUAYA, Gas Status: CIRCULANDO @ 8840'
11/08/2003	ON BAJA SARTA LIMPIEZA HASTA 8525', CORTA GUAYA, SACO EQUIPO DST HIRUP GUAYO, CORRIO REG CALIBRACI
12/08/2003	Depth Progress: 0.0, Road Cond: COMPLETACION, Planned ops: BAJAR JUNK MILL H8240', TRABAJAR Y MILAR TAPON, BAJAR H8840', SACAR, Hole Cond: SACO, CORRIO TAPON QUEDANDOSE @ 8240' BAJA J MILL, Gas Status: BAJANDO JUNK MIL CON DP 5" 1X1 @ 7525'
12/08/2003	SACO CORRIO TAPON QUEDANDOSE @ 8240' BAJA J MILL, CORTO GUAYA, BAJO H8442', LIMPO H8840' CIRCULO
13/08/2003	Depth Progress: 0.0, Road Cond: COMPLETACION, Planned ops: COLOCAR 150' DE TAPON DE CEMENTO, Hole Cond: CIRCULO, SACO, VISTE GUAYA, BAJO GAGE RING H8855', Gas Status: BAJANDO COLA DE 3 1/2" @ 2141' PARA TAPON CMTD.
13/08/2003	CIRCULO, SACO, VISTE GUAYA, BAJO GAGE RING H8855', BAJO JUNK MILL H8228', MILO TAPON, BAJO H8840'
14/08/2003	Depth Progress: 0.0, Road Cond: COMPLETACION, Planned ops: SACAR RUNNING TOOL, PROBAR ASENTAMIENTO TAPON CON 5000 PSI, BAJAR CAÑONES Y PERFORAR 8520'-8630', Hole Cond: ADA, BAJA TAPON PUENTE CON TUB. @ 7670', Gas Status: CIRCULANDO POZO
14/08/2003	ADA, BAJA TAPON PUENTE CON TUB. @ 7670', SACO GAGE RING BAJO CARGA EXP. H8840' SALIO DETON
15/08/2003	Depth Progress: 0.0, Road Cond: COMPLETACION, Planned ops: BAJAR EQUIPO DST HASTA 8497', EVALUAR, Hole Cond: C/5000 PSI, OK BAJO Y CAÑONEO, BAJANDO EQUIPO DST, Gas Status: PROBANDO SARTA DST
15/08/2003	C/5000 PSI, OK BAJO Y CAÑONEO, BAJANDO EQUIPO DST, BAJO Y ASENTO TAPON A 8510', CIRCULO Y SACO, PROBO
16/08/2003	Depth Progress: 0.0, Road Cond: COMPLETACION, Planned ops: INSTALAR EQPOS SUPERFICIE, REALIZAR MINI FRAC, EVALUAR, Hole Cond: O CABEZAL FRACTURA PROBO, OK CIRCULA EN REVERSO, Gas Status: INSTALANDO LUBRICADOR DE GUAYA
16/08/2003	O CABEZAL FRACTURA PROBO, OK CIRCULA EN REVERSO, BAJO EQPO DST HASTA 8432', PROBO C/5000 PSI INSTAL
17/08/2003	Depth Progress: 0.0, Road Cond: COMPLETACION, Planned ops: FRACTURAR INTERVALO 8623'-8635', REALIZAR PRUEBA, Hole Cond: LIZO MINIFRAC, TOMO REG P Y T, PREPARA PARA FRACTURA, Gas Status: POZO FLUYE SIN PRESION, DESCARGO 174 BLS DE FLUIDO
17/08/2003	LIZO MINIFRAC, TOMO REG P Y T, PREPARA PARA FRACTURA, ASENTO PACKER, VISTO LINEAS TESTING Y FRACTURA REA
18/08/2003	Depth Progress: 0.0, Road Cond: COMPLETACION, Planned ops: CAÑONEAR P7 INFERIOR @ 8555'-8560' PRES, Hole Cond: A DESCARGAR, BAJO HERRAMIENTA IV REGIS, BUILD-UP, Gas Status: CONTINUA PRUEBA DE RESTAURACION DE PRESION
18/08/2003	A DESCARGAR, BAJO HERRAMIENTA IV REGIS, BUILD-UP, SE REALIZO FRACTURA, SCHERN OUT, ABRIÓ EL POZO PAR
19/08/2003	Depth Progress: 0.0, Road Cond: COMPLETACION, Planned ops: SACAR TUB. Y SARTA DST, BAJAR TAPON AISLAR ARENAS, BAJAR COMPLETACION, Hole Cond: ABRIÓ POZO, CHEQUEO FLUJOS DESVISTE CABEZAL FRACTUR, Gas Status: SACA EQPO DE FRACTURA Y TUB. 4 1/2" 1X1 @ 4570'
19/08/2003	ABRIÓ POZO CHEQUEO FLUJOS DESVISTE CABEZAL FRACTUR, REALIZO BUILD UP, ARMO Y CAÑONEO INTERV 8555'-8560'
20/08/2003	Depth Progress: 0.0, Road Cond: COMPLETACION, Planned ops: SACAR QUEBRANDO DPS, BAJAR TAPON CON GUAYA, PROBAR, BAJAR COMPLETACION, Hole Cond: 4 1/2" BAJA TAPON PUENTE @ 7858', Gas Status: PROBANDO TAPON PUENTE.
20/08/2003	4 1/2" BAJA TAPON PUENTE @ 7858', RETIRO CABEZAL FRAC, SACO RT SUPERF. QUEBRANDO TUB
21/08/2003	Depth Progress: 0.0, Road Cond: COMPLETACION, Planned ops: PROBAR TAPON PUENTE, SI ES EFECTIVO BAJAR TUB. DP Y QUEBRAR, BAJAR COMPLETACION, Hole Cond: SACO RT HASTA SUPERF. PROBO BOPS, VISTO GUAYA, Gas Status: COMPAÑIA GUAYA DESVISTE EQUIPO
21/08/2003	SACO RT HASTA SUPERF. PROBO BOPS, VISTO GUAYA, ASENTO TAPON @ 8625', CIRCULO, PROBO SIN EXITO.
22/08/2003	Depth Progress: 0.0, Road Cond: COMPLETACION, Planned ops: BAJAR COMPLETACION, INSTALAR CABEZAL DEL POZO, Hole Cond: PROBO TAPON C/5000 PSI, OK, QUEBRO DPS, ARMA COMPLET, Gas Status: BAJANDO SECCIONES 1 Y 2 COMPLETACION + TUB. @ 333'
22/08/2003	PROBO TAPON C/5000 PSI, OK, QUEBRO DPS, ARMA COMPLET, VISTO EQPO GUAYA, BAJO ASENTO TAPON @ 8490', SACO
23/08/2003	Depth Progress: 0.0, Road Cond: COMPLETACION, Planned ops: CALIBRAR Y PROBAR TUBERIA 4 1/2", DESPLAZAR SALMUERA ANULAR, ASENTAR EMP. PERMANENTE, RETIRAR BOPS, Hole Cond: 1/2" HASTA 6796', Gas Status: BAJANDO PARA POSICIONAR COLGADOR
23/08/2003	1/2" HASTA 6796', VISTO EQUIPOS FRANK, BAJO COMPLETACION CON TUB. 4
24/08/2003	Depth Progress: 0.0, Road Cond: COMPLETACION, Planned ops: RETIRAR Y QUEBRAR BOPS, INSTALAR ANSCOLITO, Hole Cond: CULO Y DESPLAZO SALM, ASENTO PACKER @ 7085', PROBO, Gas Status: ASENTANDO TAPON 4" OTIS TIPO R, EN EL COLGADOR
24/08/2003	CULO Y DESPLAZO SALM, ASENTO PACKER @ 7085', PROBO, INSTALO Y BAJO COLGADOR, CALIBRO Y PROBO TUBING CIN
25/08/2003	Depth Progress: 0.0, Road Cond: COMPLETACION, Planned ops: PERFORAR R54, PRUEBA DE PRODUCCION, Hole Cond: INSTALO Y PROBO X'MAS TREE, Gas Status: BAJANDO CAÑONES 20' @ 1000 FT
25/08/2003	INSTALO Y PROBO X'MAS TREE, PROBO PACKER, ANCLIO Y PROBO COLGADOR, QUEBRO BOP
26/08/2003	Depth Progress: 0.0, Road Cond: COMPLETACION, Planned ops: CAMBIAR CHOKER, CERRAR EL POZO PARA BUILD UP, Hole Cond: ABRIÓ POZO CON VARIOS REDUCTORES PARA LIMPIEZA, Gas Status: POZO ABIERTO, TOMANDO MUESTRA DE GAS
26/08/2003	ABRIÓ POZO CON VARIOS REDUCTORES PARA LIMPIEZA, REALIZO CAÑONEO DESDE 7421' HASTA 7483'
27/08/2003	Depth Progress: 0.0, Road Cond: COMPLETACION, Planned ops: REALIZAR PVT Y PLT, Hole Cond: CERRO POZO POR BUILD-UP, REALIZO CAÑONEO EN R56, Gas Status: POZO ABIERTO CON REDUCTORES AJUSTABLE
27/08/2003	CERRO POZO POR BUILD-UP, REALIZO CAÑONEO EN R56, ABRIÓ POZO CON VARIOS REDUCTORES (POSITIVOS)
28/08/2003	Depth Progress: 0.0, Road Cond: COMPLETACION, Planned ops: REGISTRAR FLT Y BUILD UP, Hole Cond: ABRIÓ POZO PARA LIMPIEZA, PVT Y PLT EN CURSO, Gas Status: REGISTRANDO FLT

Actividad Resumen del Pozo.

P1-02

Date	Event
28/08/2009	ABRIR POZO PARA LIMPIEZA, PVT Y PLT EN CURSO, REALIZO CAÑONEO EN R54 Y R51.
29/08/2009	Depth Progress: 0.0, Road Cond: COMPLETACION, Planned opal: TERMINAR BUILD UP, ASENTAR TAPON PEN CON QUAYA FINA, FIN DE LAS OPERACIONES. Hole Cond: Y REGISTRO BUILD UP SIN TERMINAR. Sam Status: BUILD UP EN CURSO
30/08/2009	Y REGISTRO BUILD UP SIN TERMINAR, REALIZO PLT REGISTROS
30/08/2009	Depth Progress: 0.0, Road Cond: COMPLETACION, Planned opal: DESVISTIR, MOVILIZAR TALADRO HASTA PLA-13, Hole Cond: BAJO TAPONES CON QUAYA FINA, INSTALO TREE CAP.
30/08/2009	BAJO TAPONES CON QUAYA FINA, INSTALO TREE CAP, REGISTRO BUILD UP.
02/09/2009	Road Cond: MUDANZA, Sam Status: VISTIENDO EQUIPO 100%
02/09/2009	

B.4 CURVA DE PROGRESO POZO P1-02



B.5 RESUMEN DE OPERACIONES DE PERFORACIÓN POZO P1-03

Actividad Resumen del Pozo.

P1-03

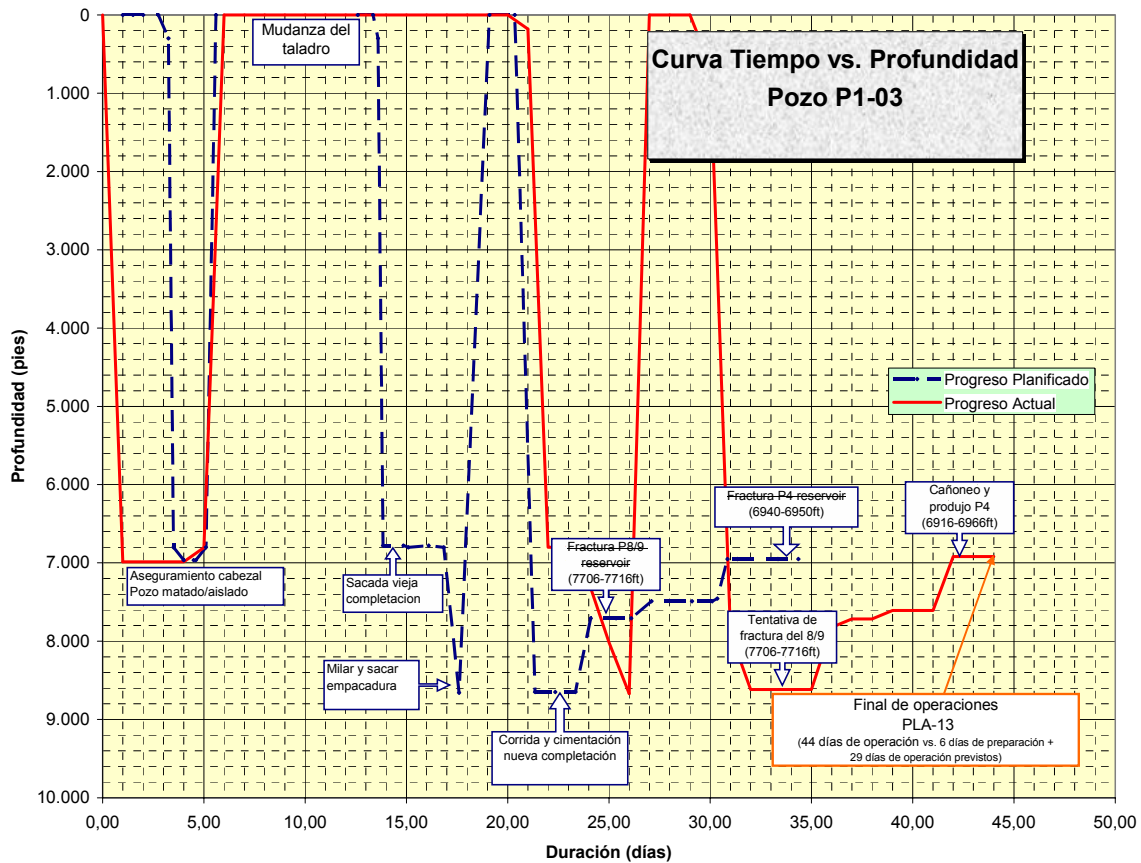
Date	Event
01/07/2003	Road Cond: MOVING; Planned ops: BAJÓ MALACATE Y CABRIA; 6am Status: PREPARÓ PARA BAJAR MALACATE
01/07/2003	DESVESTIO TALADRO EN N1 Y VESTIO EN S1
02/07/2003	Road Cond: MOVING; Planned ops: DESVESTIR CABRIA Y SUBSTRUCTURA; 6am Status: DESVESTIENDO CABRIA
02/07/2003	DESVESTIO TALADRO EN N1 Y VESTIO EN S1
03/07/2003	Road Cond: MOVING; Planned ops: MUDAR CABRIA Y SUBSTRUCTURA Y VESTIR LOS EN S1; 6am Status: DESVESTIENDO TALADRO
03/07/2003	DESVESTIO TALADRO EN N1 Y VESTIO EN S1
04/07/2003	Road Cond: MOVING; Planned ops: VESTIR CABRIA Y MUDAR CAMPO; 6am Status: DESVESTIENDO TALADRO
04/07/2003	DESVESTIO TALADRO EN N1 Y VESTIO EN S1
05/07/2003	Road Cond: MOVING; Planned ops: MUDAR Y MONTAR CAMPO; Hole Cond: MUDO CAMPO SIN TERMINAR; 6am Status: DESVESTIENDO TALADRO Y CAMPO
05/07/2003	MUDO CAMPO SIN TERMINAR; DESVESTIO TALADRO EN N1 Y VESTIO EN S1
06/07/2003	Road Cond: MOVING; Planned ops: BAJAR CABRIA Y MALACATE; Hole Cond: MUDO CAMPO Y VISTIO EL MISMO; 6am Status: VISTIENDO TALADRO Y CAMPO
06/07/2003	MUDO CAMPO Y VISTIO EL MISMO; DESVESTIO TALADRO EN N1 Y VESTIO EN S1
07/07/2003	Road Cond: MOVING; Planned ops: CONTINUAR A VESTIR EL TALADRO; 6am Status: INSTALO TOP DRIVE SIN TERMINAR
07/07/2003	LEVANTO CABRIA Y MALACATE, VISTIO PLANCHADA
08/07/2003	Road Cond: MOVING; Planned ops: CONTINUAR VESTIR EL TALADRO PROBAR EL MISMO, EMPEZAR LOS OPERACIONES; Hole Cond: VISTIO TALADRO; 6am Status: CONECTANDO DEGASIFICADOR AL CHOKE MANIFOLD
08/07/2003	VISTIO TALADRO
09/07/2003	Road Cond: MOVING; Planned ops: PROBAR LA ROSCA DEL COLGADOR, VESTIR BOP Y ADAPTORES; Hole Cond: VISTIO Y PROBO TALADRO (ACEPTACION); 6am Status: HOT HEAD QUEBRANDO TORNILLOS DEL TOPE DEL ADAP.
09/07/2003	VISTIO Y PROBO TALADRO (ACEPTACION)
10/07/2003	Road Cond: MOVING; Hole Cond: VISTIO Y PROBO TALADRO (ACEPTACION)
10/07/2003	VISTIO Y PROBO TALADRO (ACEPTACION)
10/07/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: WORK OVER; Planned ops: PROBAR BOP, RECUPERAR TAPONES CON GUAYA FINA Y SACAR COMPLETACION; 6am Status: VISTIENDO BOP ADAPTANDO CAMPANA (SOLDADURA)
10/07/2003	CONECTO BOP DE 13 5/8" 5K
11/07/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: WORK OVER; Planned ops: PROBAR BOP, RECUPERAR TAPONES CON GUAYA FINA Y SACAR COMPLETACION
11/07/2003	INTENTO DE PROBAR SIN EXITO, SACO BOP EN CURSO
12/07/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: WORK OVER; Planned ops: PROBAR BOP, RECUPERAR TAPONES CON GUAYA FINA Y SACAR COMPLETACION; 6am Status: TRABAJANDO EN LOS BOP
12/07/2003	VISTIO BOP, PROBO BOP SIN EXITO.
13/07/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: WORK OVER; Planned ops: SACAR COMPLETACION HASTA LA SUPERFICIE; Hole Cond: DESANCLO COMPLETACION; 6am Status: TRABAJANDO EN EL TANKE DE VIAJE
13/07/2003	DESANCLO COMPLETACION; PROBO BOP, SACO TAPON 2.84" @ 180'
14/07/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: WORK OVER; Planned ops: FRESAR EL EMPACADURA; Hole Cond: BAJO BHA DE 5.7/8" (JUNK MILL) HASTA 391'; 6am Status: BAJANDO TUBERIA A 2.300'
14/07/2003	BAJO BHA DE 5.7/8" (JUNK MILL) HASTA 391'; SACO COMPLETACION HASTA LA SUPERFICIE.
15/07/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: WORK OVER; Planned ops: FRESAR EL EMPACADURA; Hole Cond: REPARO STAND PIPE MANIFOLD SIN TERMINAR; 6am Status: TODO EMPACADURA @ 6.802'
15/07/2003	REPARO STAND PIPE MANIFOLD SIN TERMINAR; BAJO TUBERIA (JUNK MILL) HASTA 4331'
16/07/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: WORK OVER; Planned ops: CORRER REGISTROS; Hole Cond: FRESCO EMPACADURA Y BAJO HASTA 7245'; SACO TUBERIA; 6am Status: SACANDO TUBERIA CON PESCADO 6550'
16/07/2003	FRESCO EMPACADURA Y BAJO HASTA 7245'; SACO TUBERIA; BAJO TUBERIA (JUNK MILL) HASTA 6802'
17/07/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: WORK OVER; Planned ops: CORRER REGISTROS; Hole Cond: BAJO BHA (ESCRAPADOR), LIMPIO EL POZO HASTA 8016'; 6am Status: SACANDO BHA DE LIMPIEZA A 3100'
17/07/2003	BAJO BHA (ESCRAPADOR), LIMPIO EL POZO HASTA 8016'; SACO PESCADO (TAIL PIPE) HASTA SUPERFICIE
18/07/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: WORK OVER; Planned ops: BAJAR RBP Y STORM VALVE; Hole Cond: CORRIO REGISTROS (USIT, DSI), VSP IN CURSO; 6am Status: CORRRIENDO REGISTRO DE VSP (05 00 20/120 PUNTOS)
18/07/2003	CORRIO REGISTROS (USIT, DSI), VSP IN CURSO; LIMPIO POZO (ESCRAPADOR) HASTA 8672'
19/07/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: WORK OVER; Planned ops: VESTIR Y PROBAR TBG SPOOL Y BOP; Hole Cond: ANCLOR RBP, RTTS (CON STORM VALVE) PARA CAMBIAR TH.; 6am Status: PREPARANDO LA INSTALACION DEL TBG SPOOL NUEVO
19/07/2003	ANCLOR RBP, RTTS (CON STORM VALVE) PARA CAMBIAR TH.; CORRIO REGISTROS (VSP)
20/07/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: WORK OVER; Planned ops: RECUPERAR TAPON DE PRUEBA, PROBAR EL TBG SPOOL CON TESTER CUP.; 6am Status: PREPARANDO PARA LEVANTAR BOP
20/07/2003	CAMBIO TBG SPOOL, VISTIO Y PROBO BOP DE 13.5/8"
21/07/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: WORK OVER; Planned ops: QUEBRAR TUBERIA DE 3.1/2" Y BAJAR COMPLETACION DE 4.1/2"; Hole Cond: SACO STORM VALVE+ RTTS Y RBP SACANDO TUBERIA.; 6am Status: SACANDO RBP EN CURSO A 100'
21/07/2003	SACO STORM VALVE+ RTTS Y RBP SACANDO TUBERIA.; PROBO BOP Y TUBING SPOOL: OK.
22/07/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: WORK OVER; Planned ops: BAJAR COMPLETACION DE 4.1/2"; Hole Cond: BAJO COMPLETACION DE 4.1/2" HASTA 650'; 6am Status: BAJANDO COMPLETACION DE 4.1/2" A 1810'
22/07/2003	BAJO COMPLETACION DE 4.1/2" HASTA 650'; SACO RBP HASTA SUPERFICIE, QUEBRO TODO LA TUBERIA.
23/07/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: WORK OVER; Planned ops: BAJAR COMPLETACION HASTA 8819', INSTALAR Y ASENTAR COLGADOR, CIRCULAR Y CEMENTAR ANULAR.; 6am Status: INSTALA LINEA DE 1/4" AL COLGADOR..
23/07/2003	BAJO COMPLETACION DE 4.1/2" DESDE 650' HASTA 7900'
24/07/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: WORK OVER; Planned ops: LIMPIAR TUBING CON COILED TUBING, RETIRAR BOPS E INSTALAR ARBOLITO.; Hole Cond: ASENTO Y PROBO COLGADOR PROBO TUBING, CIRCULA.; 6am Status: VISTIENDO COILED TUBING, ESPERA FRAGUADO.
24/07/2003	ASENTO Y PROBO COLGADOR PROBO TUBING, CIRCULA.; BAJO COMPLETACION DE 4.1/2" DESDE 7900' HASTA 8373'
25/07/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: WORK OVER; Planned ops: INST. PROBAR ARBOL. SACAR TAPON @ 283'. LIMPIAR TUB. CON COILED TUBING, CORRER REG. CEMENTACION.; Hole Cond: RETIRO BOPS, INSTALO ARBOLITO, PROBO S/E, RETIRO.; 6am Status: PROBANDO ARBOL DE NAVIDAD
25/07/2003	RETIRO BOPS, INSTALO ARBOLITO, PROBO S/E, RETIRO.; CEMENTO VISTIO C.T., BAJO TAPON Y ASENTO A 283'
26/07/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: WORK OVER; Planned ops: BAJAR CT CON MOTOR FONDO 2 7/8", LIMPIAR CMTO.; Hole Cond: UPERO TAPON, BAJO CT LIMPIO H/7545'NO PASA CIRCLLA
26/07/2003	UPERO TAPON, BAJO CT LIMPIO H/7545'NO PASA CIRCLLA; RETIRO ARBOLITO E INSTALO UNO NUEVO, PROBO, OK, REC
27/07/2003	Depth Progress: 0.0; Road Cond: WORK OVER; Planned ops: LIMPIAR CEMENTO H/7912' SACAR CORRER REG. CEMENTACION.; Hole Cond: DO LIMPIO H/7850' SACO BAJO CT LIMPIA @ 7715'
27/07/2003	DO LIMPIO H/7850' SACO BAJO CT LIMPIA @ 7715'; SACO CT BAJO CORTADOR NO PASO 7532' BAJO MOTOR FON

Actividad Resumen del Pozo.

P1-03

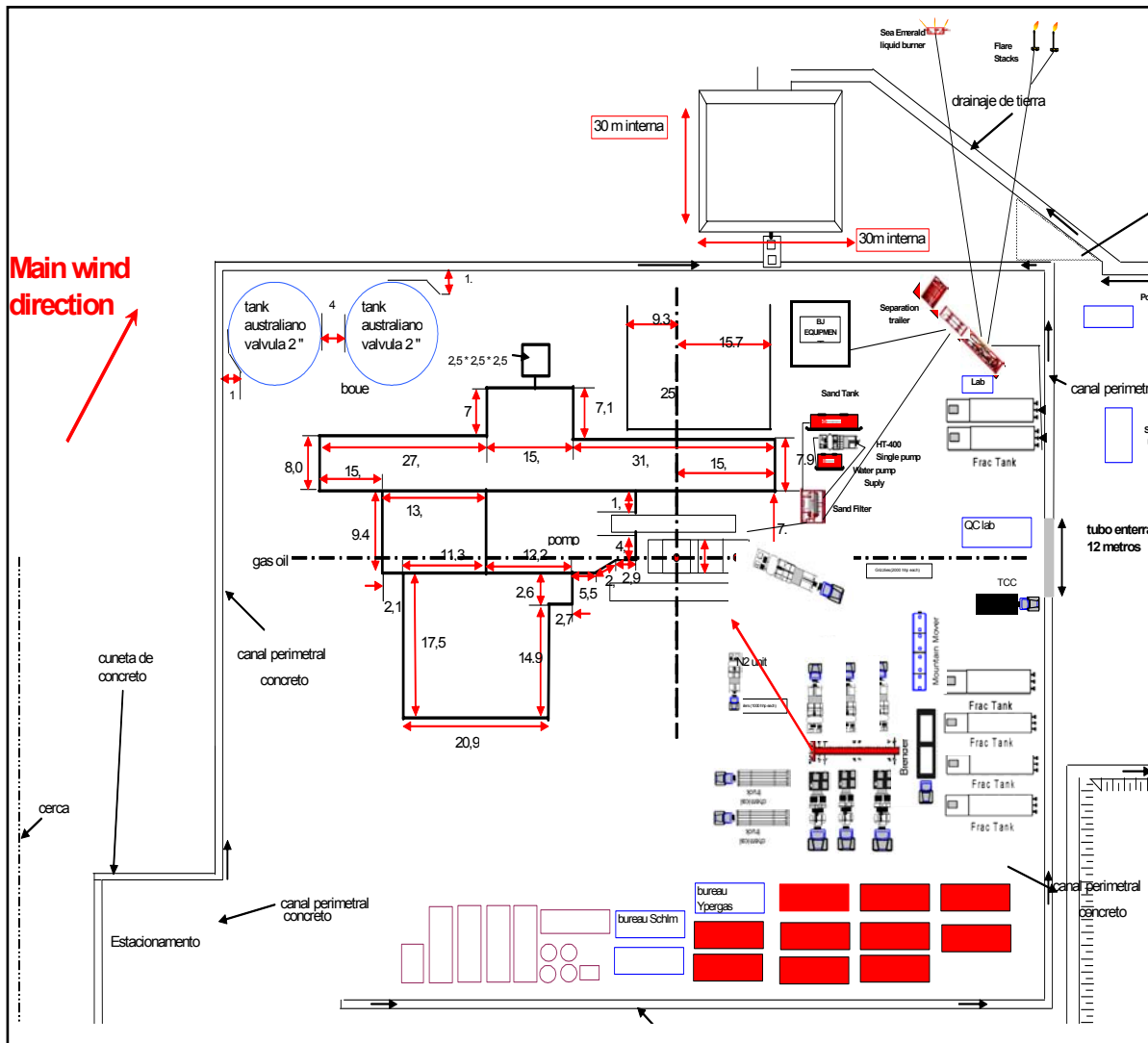
Date	Event
28/07/2003	Depth Progress: 0,0; Road Cond: WORK OVER; Planned ops: CANONEAR INTERVALOS SEGUN PROGRAMA.; Hole Cond: 823' CORRIO CBL H/8720' Y GR-CCL H/7827' VISTE LUB; 6am Status: ARMANDO CAÑONES.
28/07/2003	823' CORRIO CBL H/8720' Y GR-CCL H/7827' VISTE LUB; LIMPIO CMTO H/7823'; SACO BAJO CON JET CIRCULO H/7
29/07/2003	Depth Progress: 0,0; Road Cond: WORK OVER; Planned ops: REGANONEAR INT. 7706-7716' CON CAÑONES ALTA PENETRACION.OBSERVAR POZO.; Hole Cond: CCION BAJO CT CAMBIO A SALM.CORRIO GR.SACO DESVIST.; 6am Status: INSTALANDO STUFFING BOX ADICIONAL.
29/07/2003	CCION BAJO CT CAMBIO A SALM.CORRIO GR.SACO DESVIST.; PROBO LUBRICADOR.CANONEO INTERV. 7706-7716'.SIN REA
30/07/2003	Depth Progress: 0,0; Road Cond: WORK OVER; Planned ops: CANONEAR INTERVALOS PREVISTOS.; Hole Cond: CANONEO 7706-16.P.INY. S/E BAJA C.T. DESPLAZA SALM.; 6am Status: PROBANDO LUBRICADOR.
30/07/2003	CANONEO 7706-16.P.INY. S/E BAJA C.T. DESPLAZA SALM.; REALIZO PRUEBA INY. S/E. DESV. T.SERVER.VISTIO C.T
31/07/2003	Depth Progress: 0,0; Road Cond: WORK OVER; Planned ops: REALIZAR PRUEBA BUILD UP.; Hole Cond: ENA P8-9 SEGUN PROGRAMA.; 6am Status: CANONEO SEGUN PROGRAMA.
31/07/2003	ENA P8-9 SEGUN PROGRAMA.; DESPLAZO SALMUERA.VISTIO GUAYA ELECT.CANONEANDO AR
01/08/2003	Depth Progress: 0,0; Road Cond: WORK OVER; Planned ops: COLOCAR TAPON PUENTE @ 7450'; CANONEAR ARENA P-4.; Hole Cond: BUILD UP.; 6am Status: BUILD UP. PERIODO DE CIERRE PARA RESTAURAR PRESION
01/08/2003	BUILD UP.; CANONEO ARENA P8-9 SEGUN PROGRAMA.REALIZA PRUEBA
02/08/2003	Depth Progress: 0,0; Road Cond: WORK OVER; Planned ops: COLOCAR TAPON PUENTE @ 7450'; CANONEAR ARENA P-4.; 6am Status: BUILD UP.
02/08/2003	REALIZA PRUEBA BUILD UP.
03/08/2003	Depth Progress: 0,0; Road Cond: WORK OVER; Planned ops: REALIZAR BUILD UP. ASEGURAR POZO, MUDAR TALADRO.; Hole Cond: CANONEO INTERV. 6948-6919' (3 VIAJES); 6am Status: REALIZANDO BUILD UP.
03/08/2003	CANONEO INTERV. 6948-6919' (3 VIAJES); REALIZO BUILD UP BAJO TAPON NI Y ASENTO @ 7450'
04/08/2003	Depth Progress: 0,0; Road Cond: WORK OVER; Planned ops: DESVESTIR C.T Y EQUIPOS HALLIBURTON. DESVESTIR TALADRO Y MUDAR.; Hole Cond: CERRO Y ASEGURO POZO.; 6am Status: DESVESTIENDO EQUIPO.ESPERA GRUA Y TAPONES.
04/08/2003	CERRO Y ASEGURO POZO.; REALIZO BUILD UP EN ARENA P4.PROBO FLUJO DEL POZO.
05/08/2003	Depth Progress: 0,0; Road Cond: WORK OVER; Planned ops: DESVESTIR Y MOVILIZAR TALADRO.; Hole Cond: IDA Y TREE CAP, PROBO ARBOLITO. CIERRA OPERACIONES
05/08/2003	IDA Y TREE CAP, PROBO ARBOLITO, CIERRA OPERACIONES; BAJO TAPONES "FBN" Y "R", ASEGURO POZO, INSTALO BR

B.6 CURVA DE PROGRESO POZO P1-03



APENDICE C. EQUIPOS DE FRACTURA Y DIAGRAMA DE LA OPERACIÓN

C.1 DIAGRAMA DE LA DISPOSICIÓN DE LOS EQUIPOS DE FRACTURA EN LA PLATAFORMA CON EL TALADRO EN SITIO.



C.2 BOMBAS DE FRACTURA MODELO 1000 HHP 76TF Y 2000 HHP GRIZZLY



C.3 “MOUNTAIN MOVER, MEZCLADOR, UNIDAD DE “COILED TUBING”, TANQUE DE NITRÓGENO, CENTRO DE CONTROL, LABORATORIO DE FLUIDOS Y BOMBAS DE FRACTURA”

