

**UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**

**ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE LAS COMPLETACIONES:
HOYO ENTUBADO CON EMPAQUE CON GRAVA, HOYO
ENTUBADO CON FRACTURAS ALTAMENTE CONDUCTIVAS
(F.A.C.) Y HOYO ABIERTO AMPLIADO CON EMPAQUE CON
GRAVA, PARA LOS POZOS SOC-3 Y SOC-5 DEL CAMPO
SOCORORO, ÁREA MAYOR DE SOCORORO.**

Trabajo Especial de Grado presentado
ante la Ilustre Universidad Central de
Venezuela por: Br. Félix E. Fonseca P.
para optar al título de Ingeniero
de Petróleo.

Caracas, Julio de 2002

**UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**

**ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE LAS COMPLETACIONES:
HOYO ENTUBADO CON EMPAQUE CON GRAVA, HOYO
ENTUBADO CON FRACTURAS ALTAMENTE CONDUCTIVAS
(F.A.C.) Y HOYO ABIERTO AMPLIADO CON EMPAQUE CON
GRAVA, PARA LOS POZOS SOC-3 Y SOC-5 DEL CAMPO
SOCORORO, ÁREA MAYOR DE SOCORORO.**

TUTOR ACADÉMICO: Ing. Luis Norberto Bueno.

TUTORES INDUSTRIALES: Ing. Juan Carlos Chávez.

Ing. Luis Genolet.

Trabajo Especial de Grado presentado
ante la Ilustre Universidad Central de
Venezuela por: Br. Félix E. Fonseca P.
para optar al título de Ingeniero
de Petróleo.

Caracas, Julio de 2002

AGRADECIMIENTOS

Agradezco sinceramente a PETROUCV, por haberme dado la oportunidad de realizar este trabajo y por colaborar conmigo para el desarrollo del mismo. A los Ingenieros Jesús Patiño, Jesús Salazar y Adolfo Alzurú, sinceramente les agradezco la enorme ayuda que siempre me prestaron. De verdad muchas gracias.

Gracias muy especiales a mis tutores industriales y amigos Ing. Juan Carlos Chávez e Ing. Luis Genolet, por haberme prestado esa ayuda y apoyo en forma constante.

Le agradezco enormemente a mi profesor, Tutor académico y amigo Ing. Luis Norberto Bueno, por haber estado siempre dispuesto ayudarme y a colaborar conmigo. Profesor, sinceramente gracias.

A mis amigos y compañeros de tesis en PETROUCV les agradezco el apoyo y la colaboración brindada.

Gracias muy especiales a mi madre y a mi padre, por apoyarme siempre, por estar siempre pendientes de mí, por estar allí conmigo en los momentos más difíciles y por aconsejarme y decirme las mejores cosas que se le pueda decir a una persona, los quiero muchísimo.

A mis hermanos y en general a toda mi familia por el apoyo y la constancia que siempre me han demostrado. De verdad, muchas gracias.

Gracias a Dios por guiarme y siempre ponerme en el camino correcto.

Definitivamente gracias a todas las personas que mencioné, porque sin ellos este trabajo hubiera sido imposible. SINCERAMENTE, GRACIAS.

Félix Fonseca.

RESUMEN

Palabras Claves: Completación, daño al yacimiento, simulación.

Los pozos SOC-3 y SOC-5, surgen como potenciales candidatos a ser reacondicionados en el Área Mayor de SOCORORO campo SOCORORO, debido a las excelentes características que presentan las acumulaciones donde actualmente están completados, yacimientos U1U (SOC-3) y U2M (SOC-5), respectivamente. Por esta razón, el presente estudio tiene como finalidad, definir de manera “teórica” cual de los siguientes métodos de completación: hoyo entubado con empaque con grava, hoyo abierto ampliado con empaque con grava y hoyo entubado con fracturas altamente conductivas sin empaque con grava, es el más conveniente para dichos pozos, desde el punto de vista técnico, productivo y económico.

Para tal finalidad fue necesario calcular y estimar un conjunto de parámetros de yacimientos y fluidos, entre los que destaca la caracterización del área dañada alrededor de los pozos, lo cual implicó el cálculo del radio dañado en la formación y realizar sensibilidades con la permeabilidad de dicha zona. Para cada completación evaluada el procedimiento consistió en variar la permeabilidad de la zona dañada como un porcentaje de la permeabilidad efectiva al petróleo y luego, una vez establecida la permeabilidad, proceder a calcular el daño total, el índice de productividad y el AOF (máximo potencial absoluto de flujo de fluidos) del yacimiento. Se utilizó como herramienta principal el programa de análisis nodal WELLFLO®, mediante el cual se calculó el daño total, el índice de productividad y el AOF. Como herramientas secundarias, se usaron programas tales como FRACPRO 8.0®, utilizado para diseñar la fractura creada en las formaciones, MBAL®, cuyo uso permitió estimar la presión de los yacimientos, y MAEP®, el cual fue utilizado para realizar los análisis económicos.

Los resultados técnicos y económicos obtenidos para cada completación, permitieron definir cual de las completaciones evaluadas es la más conveniente para producir los pozos SOC-3 y SOC-5, en los yacimientos objetivos.

ÍNDICE

	<i>Pág.</i>
INDICE DE TABLAS	VIII
INDICE DE FIGURAS	X
INTRODUCCIÓN	XII
<i>CAPÍTULO I</i>	1
1.1 Descripción del Área Mayor de Socororo	1
1.1.1 Características Generales del Área	1
1.1.2 Descripción de los Yacimientos	3
1.1.3 Modelo Estructural	4
1.1.4 Arenas U	5
1.1.5 Arena U1U, Yacimiento SOC-3	5
1.1.6 Pozo SOC-3, Arena U1U, Yacimiento SOC-3	6
1.1.7 Arena U2M, Yacimiento SOC-5	7
1.1.8 Pozo SOC-5, Arena U2M, Yacimiento SOC-5	8
<i>CAPÍTULO II</i>	
2.1 Planteamiento del Problema	9
<i>CAPÍTULO III</i>	
Marco Teórico	
3.1 Análisis Nodal	10
3.2 Daño a la Formación	12
3.2.1 Flujo Radial	13
3.2.2 Restricciones de flujo en la zona cercana a la cara de la formación .	14
3.2.3 Mecanismos potenciales de daño a la formación	18
3.3 Cañoneo en Hoyos Revestidos	19
3.3.1 Tecnología de las Cargas a Chorro	20

	Pág.
3.3.2 Tipos de explosivos	22
3.3.3 Métodos de cañoneo	23
3.3.3.1 Cañoneo en Pozos con Equipo de Completación (Tubing Gun)	23
3.3.3.2 Cañoneo en Pozos sin Completación (Casing Gun)	24
3.3.3.3 Cañones transportados con la tubería (TCP)	25
3.3.4 Parámetros que afectan la eficiencia del cañoneo	25
3.3.4.1 Configuración de la carga	26
3.3.4.2 Diámetro del cañón	26
3.3.4.3 Separación entre el cañón y la zona cañoneada	27
3.3.4.4 Tipo de material del revestidor	27
3.4 Rejillas Solas o Liner Ranurados	28
3.4.1 Limitaciones de Rejillas solas o Liner ranurados	29
3.4.2 Ventajas de los liners ranurados o rejillas solas	30
3.4.3 Desventajas de los liners ranurados o rejillas	30
3.5 Eficiencia del Empaque Con Grava	32
3.5.1 Productividad y eficiencia de los Empaques Con Grava	32
3.5.2 Técnicas de cañoneo	32
3.5.3 Empaque de las perforaciones	34
3.5.4 Empaques con grava “Correctores”	34
3.5.5 Empaques con grava en hoyo revestido Vs. Hoyo abierto	34
3.6 Completaciones a Hoyo Revestido con Empaque con Grava	36
3.6.1 Ventajas de una completación a hoyo entubado con empaque con grava	38
3.6.2 Desventajas de una completación a hoyo entubado con empaque con grava	38
3.7 Completaciones a Hoyo Abierto Ampliado con Empaque con Grava	39
3.7.1 Pautas para la selección de candidatos al empaque con grava en hoyo abierto ampliado.....	41

	<i>Pág.</i>
3.7.2 Equipo para el empaque con grava	43
3.7.3 Colocación de la grava	43
3.7.4 Ventajas de los empaques con grava en hoyo abierto ampliado	44
3.7.5 Desventajas de los empaques con grava en hoyo abierto ampliado	44
3.8 Fracturamiento Altamente Conductivo (F.A.C.) Con Apuntalantes	
recubierto con resina.....	45
3.8.1 Objetivos de un F.A.C.	45
3.8.2 Selección del Candidato	46
3.8.3 Consideraciones para el Diseño del F.A.C.	46
3.8.3.1 Fluidos	46
3.8.3.2 Material de Soporte	47
3.8.3.3 Material de Soporte Recubierto de Resina	47
3.8.3.4 Perforaciones	48
3.8.4 Candidatos a F.A.C	48
3.8.5 Geometría de una Fractura Altamente Conductiva	49
3.9 Evaluación Económica	52
3.10 Programas de Computación	62

CAPÍTULO IV

4.1 Procedimiento Experimental	64
<i>Procedimiento Experimental: Pozo Soc-3. Yac. U1U (Soc-3)</i>	
4.2 Presión Estática de la Arena U1U, Yacimiento Soc-3	69
4.3 Área de Drenaje	72
4.4 Radio de la Zona Dañada	75
4.5 Parámetros Comunes para la Simulación de las	
Completaciones en Estudio	80
4.6 Simulación de una Completación A Hoyo Entubado	
Con Empaque Con Grava	90
4.6.1 Completación Propuesta y/o Evaluada	90

	<i>Pág.</i>
4.7 Simulación de una Completación A Hoyo Abierto	
Con Empaque Con Grava	93
4.7.1 Completación Evaluada	93
4.8 Simulación de una Completación Estimulando Con Fracturas Altamente	
Conductivas (F.A.C.) Sin Empaque Con Grava.	96
4.8.1 Diseño de la Fractura	96
4.8.2 Simulación de Producción con la Fractura Diseñada, utilizando el	
Programa de Análisis Nodal WELLFLO®.....	99
4.9 Parámetros Necesarios para La Evaluación Económica	103
4.10 Consideraciones para el Análisis Económico de las Completaciones en	
Estudio.....	105
 <i>Procedimiento Experimental: Pozo Soc-5. Yac. U2M (Soc-5)</i>	
4.11 Presión Estática de la Arena U2M, yacimiento Soc-5	106
4.12 Área de Drenaje	108
4.13 Radio de la Zona Dañada	110
4.14 Parámetros Comunes para la Simulación de las	
Completaciones en Estudio	111
4.15 Simulación de una Completación A Hoyo Entubado	
Con Empaque Con Grava	116
4.15.1 Completación Propuesta y/o Evaluada	116
4.16 Simulación de una Completación A Hoyo Abierto	
Con Empaque Con Grava	118
4.16.1 Completación Evaluada	118
4.17 Simulación de una Completación Estimulando Con	
Fracturas Altamente Conductivas (F.A.C.) Sin Empaque Con Grava	120
4.17.1 Diseño de la Fractura	120
4.17.2 Simulación de Producción con la Fractura Diseñada, utilizando el	
Programa de Análisis Nodal WELLFLO®.....	121
4.18 Parámetros Necesarios para La Evaluación Económica	123

	Pág.
4.19 Consideraciones para el Análisis Económico de las Completaciones en Estudio	125

CAPÍTULO V

Resultados del Estudio

Resultados Técnicos: Pozo Soc-3

5.1 Completación: Hoyo Entubado Con Empaque Con Grava	126
5.1.1 Tasas de Producción	126
5.2 Completación: Hoyo Abierto Ampliado Con Empaque Con Grava	129
5.2.1 Tasas de Producción	129
5.3 Completación: Hoyo Entubado Con Fracturas Altamente Conductivas (F.A.C) Sin Empaque Con Grava	132
5.3.1 Tasas de Producción	132
Resultados Técnicos – Gráficos	135

Resultados Económicos: Pozo Soc-3

5.4 Completación: Hoyo Entubado Con Empaque Con Grava	142
5.5 Completación: Hoyo Abierto Ampliado Con Empaque Con Grava	144
5.6 Completación: Hoyo Entubado Con Fracturas Altamente Conductivas (F.A.C) Sin Empaque Con Grava	146
Resultados Económicos – Gráficos	148

Resultados Técnicos: Pozo Soc-5

5.7 Completación: Hoyo Entubado Con Empaque Con Grava	155
5.7.1 Tasas de Producción	155
5.8 Completación: Hoyo Abierto Ampliado Con Empaque Con Grava	158
5.8.1 Tasas de Producción	158
5.9 Completación: Hoyo Entubado Con Fracturas Altamente Conductivas (F.A.C) Sin Empaque Con Grava	161
5.9.1 Tasas de Producción	161

	Pág.
Resultados Técnicos – Gráficos	164
Resultados Económicos: Pozo Soc-5	
5.10 Completación: Hoyo Entubado Con Empaque Con Grava	171
5.11 Completación: Hoyo Abierto Ampliado Con Empaque Con Grava	173
5.12 Completación: Hoyo Entubado Con Fracturas Altamente Conductivas (F.A.C) Sin Empaque Con Grava	175
Resultados Económicos – Gráficos	177
 CAPÍTULO VI	
6.1 Análisis de Resultados	184
6.1.1 Pozo Soc-3	184
6.1.1.1 Análisis de Resultados Técnicos	184
6.1.1.2 Análisis de Resultados Económicos	188
6.1.2 Pozo Soc-5	195
6.1.2.1 Análisis de Resultados Técnicos	195
6.1.2.2 Análisis de Resultados Económicos	198
 CONCLUSIONES	 201
RECOMENDACIONES	203
BIBLIOGRAFÍA	204
GLOSARIO DE TÉRMINOS	207
APÉNDICES	210
A. Geometría de una Fractura	210
B. Constante de Pérdida Dinámica de Fluidos	214
C. Programa de Simulación WELLFLO®	221
ANEXOS	233
1. Historia del Pozo Soc-3	233
2. Historia del Pozo Soc-5	244

	<i>Pág.</i>
3. Registros del Pozo Soc-3	251
4. Registros del Pozo Soc-5	252
5. Trabajo Propuesto para el Pozo Soc-3	253
6. Trabajo Propuesto para el Pozo Soc-5	257
7. Gráficos de la fractura Diseñada para el Pozo Soc-3.	261
8. Gráficos de la fractura Diseñada para el Pozo Soc-5	271
9. Costo Estimado de una Completación A Hoyo Entubado Con Empaque Con Grava. Pozo Soc-3	281
10. Costo Estimado de una Completación A Hoyo Entubado Con Empaque Con Grava. Pozo Soc-5	283
11. Costo Estimado de una Completación A Hoyo Abierto Con Empaque Con Grava. Pozo Soc-3	285
12. Costo Estimado de una Completación A Hoyo Abierto Con Empaque Con Grava. Pozo Soc-5	287
13. Costo Estimado de una Completación Estimulando Con Fracturas Altamente Conductivas Sin Empaque Con Grava. Pozo Soc-3.....	289
14. Costo Estimado de una Completación Estimulando Con Fracturas Altamente Conductivas Sin Empaque Con Grava. Pozo Soc-5.....	291

INDICE DE TABLAS

	<i>Pág.</i>
Tabla I.1 Resumen de datos de Reservas, Pozos y propiedades del AMS	2
Tabla I.2 Datos básicos de Reservas del yacimiento U1U (SOC-3)	6
Tabla I.3 Producción acumulada reportada del pozo SOC-3, arena U1U	7
Tabla I.4 Datos básicos de Reservas del yacimiento U2M (SOC-5)	7
Tabla I.5 Producción acumulada reportada del pozo SOC-5, arena U2M.....	8
Tabla III.1 Diferencias entre las Cargas BH y DP	22
Tabla III.2 Temperatura nominal máxima para explosivos	22
Tabla III.3 Diámetros recomendados de Rejillas para el interior del Revestidor..	31
Tabla III.4 Productividad del empaque con grava en yacimientos del Mioceno...	35
Tabla III.5 Nivel de Evaluación para cada Tipo de Proyecto	60
 <i>Procedimiento Experimental. Pozo Soc-3. Yac U1U (Soc-3):</i>	
Tabla IV.1 Declinación de presión con el tiempo. Arena U1U, Yacimiento SOC-3.....	70
Tabla IV.2 Tiempo de contacto: formación - lodo de perforación. Pozo SOC-3...	77
Tabla IV.3 RGP instantánea de los últimos doce meses reportados. Pozo ES-401.....	81
Tabla IV.4 % AyS de los últimos doce meses reportados. Pozo ES-401.....	82
Tabla IV.5 Medidas y permeabilidades de las gravas utilizadas.....	85
Tabla IV.6 Clasificación sugerida de daño al yacimiento.....	88
Tabla IV.7 Permeabilidades dañadas utilizadas para las simulaciones.....	89
Tabla IV.8 Características del cañón utilizado en la simulación.....	91
Tabla IV.9 Propiedades mecánicas y Litológicas utilizadas.....	97
Tabla IV.10 Geometría final de la fractura. Fracpro 8.0. Yac U1U (Soc-3).....	99
Tabla IV.11 Características del cañón utilizado en la simulación.....	101
 <i>Procedimiento Experimental. Pozo Soc-5. Yac U2M (Soc-5):</i>	
Tabla IV.12 Parámetros de fluidos. Pozo Soc-5. Yac. U2M (Soc-5).....	106
Tabla IV.13 Parámetros de yacimiento. Pozo Soc-5. Yac. U2M (Soc-5).....	106

	<i>Pág.</i>
Tabla IV.14 Parámetros de producción. Pozo Soc-5.....	106
Tabla IV.15 Parámetros de roca y fluidos. Pozo Soc-5. Yac. U2M (Soc-5).....	111
Tabla IV.16 RGP instantánea de los últimos doce meses reportados. Pozo SOC-5.....	112
Tabla IV.17 % AyS de los últimos diez meses reportados. Pozo SOC-5	113
Tabla IV.18 Permeabilidades dañadas utilizadas para las simulaciones.....	115
Tabla IV.19 Características del cañón utilizado en la simulación.....	116
Tabla IV.20. Propiedades mecánicas y Litológicas utilizadas. Yac. U2M (Soc-5).....	120
Tabla IV.21 Geometría final de la fractura. Fracpro 8.0. Yac. U2M (Soc-5).....	121
Tabla IV.22 Características del cañón utilizado en la simulación. Pozo Soc-5.....	121
Tabla V.1 Resultados técnicos de la simulación de una completación a hoyo entubado con empaque con grava. Pozo Soc-3. WELLFLO®.....	126
Tabla V.2 Resultados técnicos de la simulación de una completación a hoyo abierto ampliado con empaque con grava. Pozo Soc-3. WELLFLO®.....	129
Tabla V.3 Resultados técnicos de la simulación de una completación a hoyo entubado con Fracturas altamente Conductivas. Pozo Soc-3. WELLFLO®.....	132
Tabla V.4 Resultados técnicos de la simulación de una completación a hoyo entubado con empaque con grava. Pozo Soc-5. WELLFLO®.....	155
Tabla V.5 Resultados técnicos de la simulación de una completación a hoyo abierto ampliado con empaque con grava. Pozo Soc-5. WELLFLO®.....	158
Tabla V.6 Resultados técnicos de la simulación de una completación a hoyo entubado con Fracturas altamente Conductivas. Pozo Soc-5. WELLFLO®.....	161

INDICE DE FIGURAS

	<i>Pág.</i>
Fig. I.1 Ubicación Geográfica del AMS.....	1
Fig. III.1 Curva IPR, yacimientos saturados.....	11
Fig. III.2 Zona dañada ó matriz crítica alrededor de un pozo.....	12
Fig. III.3 Caída de presión adicional asociada con la longitud de la zona dañada.....	15
Fig. III.4 Efecto de la severidad del daño en la caída de presión.....	16
Fig. III.5 Cañoneo en hoyo revestido.....	19
Fig. III.6 Túnel de perforación.....	20
Fig. III.7 Penetración del disparo y diámetro de las perforaciones en función de la carga explosiva.....	26
Fig. III.8 Liners ranurado.....	28
Fig. III.9 Longevidad de empaques con grava en hoyo revestido como función del área de flujo cañoneada.....	33
Fig. III.10 Esquema de un empaque con grava en hoyo revestido.....	36
Fig. III.11 Completación a hoyo abierto ampliado.....	39
Fig. III.12 Caída de presión debido a los diferentes tipos de empaque.....	41
Fig. III.13 Geometría teórica de una fractura.....	50
Fig. III.14 Geometría teórica del ala de una fractura vertical.....	51
Fig. III.15 Flujograma de una evaluación económica.....	52
Fig. III.16 Flujos de Caja.....	54
Fig. IV.1 Declinación de presión con el tiempo. Arena U1U, yacimiento SOC-3.....	69
Fig. IV.2 Isopaco-Estructural. Arena U1U, Yacimiento Soc-3.....	72
Fig. IV.3 Medida promedio Vs. Permeabilidad de gravas comerciales.....	86
Fig. IV.4 Declinación de presión con el tiempo. Yac. U2M (Soc-5).....	107
Fig. IV.5 Isopaco-Estructural. Yac. U2M (Soc-5).....	108
Resultados Técnicos – Gráficos. Pozo Soc-3:	
Fig. V.1 Resultados Técnicos - Gráficos para una $K_s/K_o = 0,05$	135
Fig. V.2 Resultados Técnicos - Gráficos para una $K_s/K_o = 0,10$	136

	Pág.
Fig. V.3 Resultados Técnicos - Gráficos para una $K_s/K_o = 0,15$	137
Fig. V.4 Resultados Técnicos - Gráficos para una $K_s/K_o = 0,20$	138
Fig. V.5 Resultados Técnicos - Gráficos para una $K_s/K_o = 0,30$	139
Fig. V.6 Resultados Técnicos - Gráficos para una $K_s/K_o = 0,40$	140
Fig. V.7 Resultados Técnicos - Gráficos para una $K_s/K_o = 0,50$	141
Resultados Económicos – Gráficos. Pozo Soc-3:	
Fig. V.8 Resultados Económicos - Gráficos para una $K_s/K_o = 0,05$	148
Fig. V.9 Resultados Económicos - Gráficos para una $K_s/K_o = 0,10$	149
Fig. V.10 Resultados Económicos - Gráficos para una $K_s/K_o = 0,15$	150
Fig. V.11 Resultados Económicos - Gráficos para una $K_s/K_o = 0,20$	151
Fig. V.12 Resultados Económicos - Gráficos para una $K_s/K_o = 0,30$	152
Fig. V.13 Resultados Económicos - Gráficos para una $K_s/K_o = 0,40$	153
Fig. V.14 Resultados Económicos - Gráficos para una $K_s/K_o = 0,50$	154
Resultados Técnicos – Gráficos. Pozo Soc-5:	
Fig. V.15 Resultados Técnicos - Gráficos para una $K_s/K_o = 0,05$	164
Fig. V.16 Resultados Técnicos - Gráficos para una $K_s/K_o = 0,10$	165
Fig. V.17 Resultados Técnicos - Gráficos para una $K_s/K_o = 0,15$	166
Fig. V.18 Resultados Técnicos - Gráficos para una $K_s/K_o = 0,20$	167
Fig. V.19 Resultados Técnicos - Gráficos para una $K_s/K_o = 0,30$	168
Fig. V.20 Resultados Técnicos - Gráficos para una $K_s/K_o = 0,40$	169
Fig. V.21 Resultados Técnicos - Gráficos para una $K_s/K_o = 0,50$	170
Resultados Económicos – Gráficos. Pozo Soc-5:	
Fig. V.22 Resultados Económicos - Gráficos para una $K_s/K_o = 0,05$	177
Fig. V.23 Resultados Económicos - Gráficos para una $K_s/K_o = 0,10$	178
Fig. V.24 Resultados Económicos - Gráficos para una $K_s/K_o = 0,15$	179
Fig. V.25 Resultados Económicos - Gráficos para una $K_s/K_o = 0,20$	180
Fig. V.26 Resultados Económicos - Gráficos para una $K_s/K_o = 0,30$	181
Fig. V.27 Resultados Económicos - Gráficos para una $K_s/K_o = 0,40$	182
Fig. V.28 Resultados Económicos - Gráficos para una $K_s/K_o = 0,50$	183

INTRODUCCIÓN

Los tres métodos mayormente utilizados en la actualidad, a fin de controlar el movimiento de partículas desde la formación hacia el pozo son:

- Uso de Rejilla o liner ranurado
- Empaque con grava
- Fracturamiento Hidráulico

El empaque con grava es en la actualidad la técnica de control de arena más ampliamente utilizada. Sin embargo, el uso de las fracturas altamente conductivas (F.A.C.) y la ampliación de hoyo con rejillas se ha incrementado en años recientes.

El empaque con grava puede ser considerado como una técnica mecánica de control de arena en dos etapas, en la cual la grava sostiene la arena de la formación en sitio, mientras que la rejilla o liner sostiene la grava en sitio. El éxito que ha logrado se debe a una amplia variedad de condiciones de aplicabilidad, que aseguran su popularidad como técnica de control de arena.

El fracturamiento hidráulico, cuyo uso se ha incrementado grandemente en los últimos años, puede describirse generalmente como una corta y ancha fractura vía “Tip Screen Out” (técnica que consiste en colocar altas concentraciones de material de soporte en la boca de las perforaciones). La fractura es utilizada para eliminar el daño cercano a la boca del pozo mientras se retiene la arena de formación con el mismo material de soporte o con un empaque con grava.

Las completaciones a hoyo abierto ampliado con liner, surge como otro mecanismo para controlar la migración de partículas desde el yacimiento hacia pozo, el método consiste en perforar por debajo de la zapata o cortar el revestimiento de producción en la zona de interés, ampliar el diámetro del hoyo en la sección objetivo, colocar una rejilla a lo largo del intervalo abierto, para posteriormente circular la grava entre la rejilla y el hoyo ampliado.

Una gran cantidad de pozos del campo SOCORORO del ÁREA MAYOR DE SOCORORO, se han caracterizado por producir grandes cantidades de finos, lo cual se ha traducido en una gran reducción de la capacidad productiva de los mismos, hasta el punto que deben ser cerrados. Los pozos SOC-3 y SOC-5, completados en las arenas U1U (SOC-3) y U2M (SOC-5), no escaparon de esta realidad, ambos pozos en su época de actividad mostraron fuerte producción de arena al punto tal que tuvieron que ser cerrados por esta causa.

Actualmente los pozos SOC-3 y SOC-5, surgen como potenciales candidatos de reactivación en las arenas donde fueron completados inicialmente, debido a que dichas arenas son prospectivas productoras de petróleo. Por ello, surge la necesidad de definir un tipo de completación que asegure la reactivación efectiva de ambos pozos, lo cual es producto de establecer un método óptimo de control de finos en dichos pozos. En función de esa necesidad, el objetivo principal de este trabajo es establecer cual de las completaciones en estudio es la más conveniente para los pozos SOC-3 y SOC-5, desde el punto de vista técnico/productivo y económico.

1.1 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA MAYOR DE SOCORORO

1.1.1 Características Generales del Área

El Área Mayor de Socororo (AMS) es un bloque irregular de unos 270 Kilómetros cuadrados de superficie, ubicado en las inmediaciones de la población de Pariaguán, Estado Anzoátegui, en el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, y al suroeste del Área Mayor de Oficina. Comprendiendo los campos petrolíferos de Socororo, Cachicamo y Caricari. Sus límites son los siguientes: al Oeste limita con el Campo Budare; al Sur limita con los campos pertenecientes a Petrozuata; al Este limita con el Campo Yopales; y al Noreste limita con el Campo Caracoles⁽³⁾.

UBICACIÓN ÁREA MAYOR SOCORORO

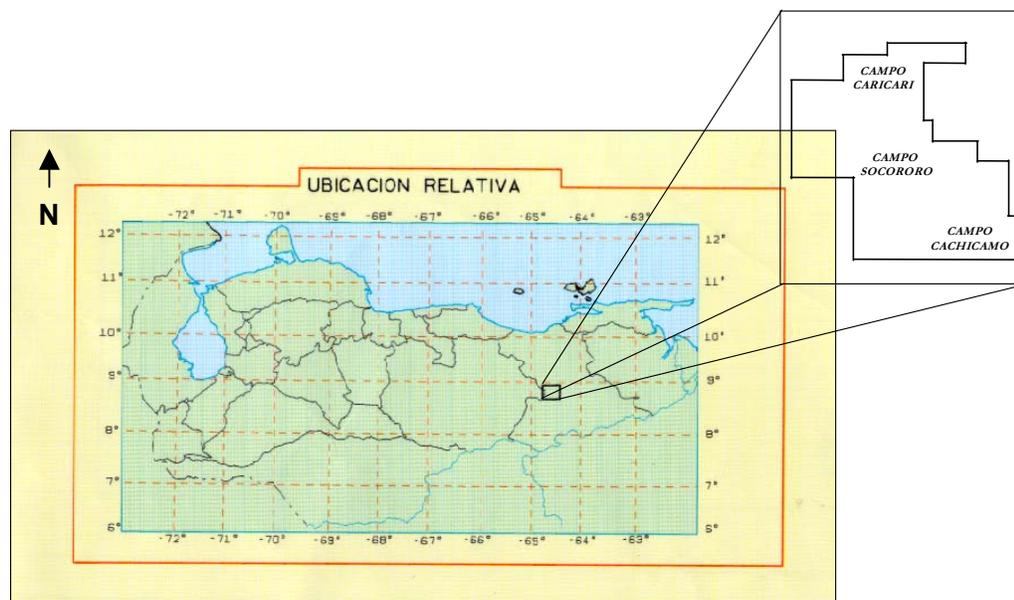


Figura I.1. Ubicación Geográfica del AMS.

Los campos que integran el AMS fueron descubiertos a inicios de la década de los cuarenta y en ellos se perforaron un total de 93 pozos, 20 de los cuales resultaron secos y fueron abandonados. De los 58 pozos que resultaron productores, sólo 2 producen actualmente (Mayo 2.002), con una tasa combinada de 90 BNPD. En total 55 pozos se encuentran inactivos, de los cuales 20 se han evaluado como

reactivables. Las cifras oficiales indican que para Junio de 2.001 los campos del Área Mayor de Socororo han producido un volumen acumulado de petróleo del orden de 10,1 MMBN que, comparados con las cifras oficiales de petróleo original en sitio de 418 MMBN, resulta en un factor de recobro para junio de 2.001 de 2,0 %.

La columna sedimentaria, penetrada por los pozos perforados en el Área Mayor de Socororo, está constituida por las formaciones Mesa, Las Piedras, Freites, Oficina, Merecure, Grupo Temblador y Carrizal. Las formaciones Merecure y Oficina son las únicas de interés como productoras comerciales de hidrocarburos. Las formaciones del Cretáceo, Tigre y Canoa (Grupo Temblador), y la Formación Carrizal del Paleozoico, penetradas por varios pozos (SOC-1, CAC-1, CAC-2 y CAC-3) no mostraron indicios de presencia de hidrocarburos explotables comercialmente, de acuerdo a los datos disponibles ⁽³⁾.

Un resumen de las características del Área se presenta en la tabla que a continuación se expone:

Tabla I.1. Resumen de datos de Reservas, Pozos y propiedades del AMS

POES (MMBN)	418
GOES (MMMPCN)	278
Res. Probadas de Petróleo (MMBN)	61
Res. Probadas de Gas (MMMPCN)	228
Res. Prod. de Petróleo (MMBN)	51
Res. Prod. de gas (MMMPC)	207
Gravedad API promedio	16
Profundidad promedia (PBNM)	3.850
Presión actual (Lpca)	1.000-1.600
Factor de recobro actual (%)	2
Factor de recobro esperado (%)	15

Prod/Pozo (BNPD)	76
Potencial actual (BNPD)	247
Total de Pozos	93
Pozos Activos	3
Pozos abandonados / secos	35
Pozos Inactivos	55
Yacimientos de Petróleo	103
Yacimientos de Gas no Asociado	77

Datos obtenidos de los estudios de CORPOMENE, C.A.

1.1.2 Descripción de los Yacimientos

La reactivación de los Campos Socororo, Cachicamo y Caricari del AMS, requiere que se aprovechen de manera óptima los pozos existentes, los cuales en la mayoría de los casos han resultado ser pobres productores, desarrollando prematuramente problemas de producción de arena y finos, elevada producción de agua y, en algunos casos, alta producción de gas. Desafortunadamente, la información disponible sobre las historias de producción y eventos de estos pozos es en muchos casos incompleta.

De los 103 yacimientos definidos como contentivos de Petróleo, se ha obtenido producción comercial de 57 de ellos, acumulando éstos hasta el presente aproximadamente 10,1 MMBN de Petróleo, lo que representa sólo el 2 % del total del POES del AMS. Esto da una idea del bajo recobro obtenido hasta la fecha. Geológicamente, se puede afirmar que existe un gran número de yacimientos con capa de gas original y con acuíferos asociados de limitada extensión areal. En base a las características de los hidrocarburos presentes y sus condiciones de entrapamiento, la mayoría de los yacimientos estaban saturados o ligeramente sub-saturados a condiciones originales.

Un estudio de balance de materiales que fue realizado a 35 yacimientos del AMS, aquellos con producción acumulada mayor a 30 MBN de petróleo, se pudo establecer que el 70 % de los yacimientos evaluados presentan una presión actual calculada de aproximadamente 1.200 Lpca. En cuanto a los efectos de la energía externa aportada por los acuíferos asociados, se estimó que la actividad de los mismos ha sido moderada (empuje limitado de los acuíferos).

Los volúmenes o dimensiones de las capas de gas asociado fueron inferidos de acuerdo con la nueva interpretación geológica, estableciéndose que de los 13 yacimientos evaluados con capa de gas asociada, 11 de ellos tenían valores de relación volumétrica zona de gas y zona de petróleo (m) menores a 1.

Por consiguiente, se puede afirmar que los mecanismos de producción que actúan en el AMS son, principalmente expansión de roca y fluidos, liberación del gas en solución, expansión de las capas de gas asociadas, y empuje parcial o limitado de los acuíferos⁽³⁾.

1.1.3 Modelo Estructural

La integración de la sísmica 2D con la información geológica, permitieron interpretar estructuralmente el Área Mayor de Socororo como un monoclinal fallado de rumbo NO y buzamiento regional de 2-3° hacia el Norte.

El régimen de esfuerzos distensivos dio origen a dos sistema principales de fallas normales. Uno con dirección NE-SO, con fallas paralelas al buzamiento regional. A este sistema pertenece la falla Cachicamo, la cual por la magnitud de su salto (120-180 pies) es la estructura principal del área, constituyendo barreras para el entrapamiento de hidrocarburos al combinarse con fallas de ajuste secundarias.

El otro sistema de fallas presente, tiene una dirección NO-SE, casi perpendicular al anterior, y es el responsable de la mayor parte de las acumulaciones de

hidrocarburos en los campos Socororo y Caricari. En este sistema, el salto de las fallas se encuentra en un rango variable entre 20 y 100 pies ⁽³⁾.

1.1.4 Arenas U

Las arenas U, de la formación Merecure, presentan en el subsuelo de los campos Caricari, Cachicamo y Socororo su estratigrafía característica, representada mayormente por arenas gruesas, las cuales, en muchos casos por coalescencia ellas tienen apariencia masiva, mostrando espesores superiores a 100 pies. Interestratificadas con estas arenas se encuentran lutitas, por lo general delgadas (3-10 pies de espesor), aunque en algunas áreas existen intervalos lutíticos que alcanzan 40 pies de espesor. La continuidad lateral de las arenas U es muy buena en la parte Basal de la Formación Oficina (arena U1) y parte superior de U2. En el resto de la secuencia podría decirse que existe poca continuidad lateral de las unidades sedimentarias, como consecuencia de la natural lenticularidad de las mismas y de los frecuentes cambios de facie que se observan a través de toda el área.

- **Arena U1:** Tiene un espesor variable entre 64 y 80 pies. El intervalo va engrosándose de Sur a Norte y mantiene su espesor en dirección Este-Oeste. La arena U1 está representada por tres unidades arenosas (U1U, U1M, U1L). La continuidad lateral de este intervalo es buena.

- **Arena U2:** Tiene un espesor promedio de 90 pies. No existe una buena continuidad lateral de los lentes arenosos y/o lutíticos que conforman el intervalo U2. En el pozo SOC-5 el intervalo es mayormente arenoso.

1.1.5 Arena U1U, Yacimiento SOC-3

La arena U1U, Yacimiento SOC-3, objeto de estudio en este trabajo, ha sido drenada por los pozos SOC-3 y ES-401.

A continuación se presentan las características básicas de reservas del yacimiento:

Tablas I.2. Datos básicos de Reservas del yacimiento U1U (SOC-3)

RESERVAS DE PETRÓLEO	
Gravedad API Promedio	20,5
POES (MMBN)	7.545
Factor de Recobro Primario (%)	20,6
Reservas Probadas Primarias (MBN)	1.553
Producción Acumulada de Petróleo (MBN)	337
Reservas producibles de Petróleo (MBN)	1.216
RESERVAS DE GAS	
Gas en Solución (MMPCN)	1.675
Reservas probadas de Gas en Sol. (MMPCN)	699
Factor de Recobro Gas en Solución (%)	41,7
Gas del Casquete (MMPCN)	699
Factor de Recobro Casquete (%)	80,0
Reservas probadas de Gas Casq.(MMPCN)	387
Reservas Totales de Gas (MMPCN)	1.086
Producción Acumulada de Gas (MMPCN)	335
Reservas producibles de Gas (MMPCN)	751
CONTACTOS DE FLUIDOS	
C.G.P.O (Pbnm)	3.530
C.A.P.O. (Pbnm)	3.625

Datos obtenidos de los estudios de CORPOMENE, C.A.

1.1.6 Pozo SOC-3, Arena U1U, Yacimiento SOC-3

El pozo SOC-3 ha sido productor de petróleo de la arena U1U, Yac. SOC-3, desde Marzo de 1.982, permaneciendo activo hasta Agosto de 1.997, fecha en que fue cerrado definitivamente, en dicho período el método de producción del pozo fue

por Bombeo Mecánico, usando como mecanismo de control de arena, empaque con grava (*ver anexo 1*). En ese horizonte la producción acumulada de fluidos reportada, es la siguiente:

Tabla I.3. Producción acumulada reportada del pozo SOC-3, arena U1U.

POZO	ÁRENA	YACIMIENTO	°API	PETRÓLEO (BN)	GAS (MPCN)	AGUA (BN)
SOC-3	U1U	SOC-3	20,5	132.744	1.577	2.156

Datos obtenidos de la base de datos (OFM), PETROUCV.

1.1.7 Arena U2M, Yacimiento SOC-5

El yacimiento U2M (SOC-5), objeto de estudio en este trabajo, ha sido drenado únicamente por el pozo SOC-5.

A continuación se presentan las características básicas de reservas del yacimiento:

Tablas I.4. Datos básicos de Reservas del yacimiento U2M (SOC-5)

RESERVAS DE PETRÓLEO	
Gravedad API Promedio	15,0
POES (MMBN)	4.851
Factor de Recobro Primario (%)	10,9
Reservas Probadas Primarias (MBN)	530
Producción Acumulada de Petróleo (MBN)	314
Reservas producibles de Petróleo (MBN)	216
RESERVAS DE GAS	
Gas en Solución (MMPCN)	800
Reservas de Gas en Solución (MMPCN)	444
Factor de Recobro Solución (%)	55,5
Reservas Totales de Gas (MMPCN)	444

Descripción del Área de estudio

Producción Acumulada de Gas (MMPCN)	255
Reservas producibles de Gas (MMPCN)	189
CONTACTOS DE FLUIDOS	
C.G.P.O (Pbnm)	No reporta
C.A.P.O. (Pbnm)	3.710

Datos obtenidos de los estudios de CORPOMENE, C.A.

1.1.8 Pozo SOC-5, Arena U2M, Yacimiento SOC-5

El pozos SOC-5, ha sido productor de petróleo de la arena U2M, Yac. SOC-5, desde Marzo de 1.980 hasta Mayo de 1.995, fecha en que fue cerrado definitivamente, en dicho período el método de producción del pozo fue por Bombeo Mecánico, usando como mecanismo de control de arena, empaque con grava (*ver anexo 2*). En ese horizonte la producción acumulada de fluidos reportada, es la siguiente:

Tabla 1.5. Producción acumulada reportada del pozo SOC-5, arena U2M.

POZO	ÁRENA	YACIMIENTO	°API	PETRÓLEO (BN)	GAS (MPCN)	AGUA (BN)
SOC-5	U2M	SOC-5	12,0	314.502	255.000	84.657

Datos extraídos de la base de datos (OFM) de PETROUCV.

2.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los pozos SOC-3 y SOC-5 completados en los yacimientos U1U (Soc-3) y U2M (Soc-5) respectivamente, en el pasado reportaron continuos problemas de arenamiento de fondo, lo que ocasionó, entre otras cosas: caída en la producción diaria y desgaste y/o daño en los equipos de subsuelo y superficie, hasta que finalmente colapsaron completamente y fue necesario cerrarlos definitivamente, por considerarse pozos antieconómicos.

En vista de esta situación y debido a que las arenas donde ambos pozos están completados son prospectivas productoras de petróleo, es necesario definir una técnica de completación y/o estimulación para reactivar dichos pozos, cuya principal función sea disminuir ó eliminar el daño en la zona del yacimiento alrededor del pozo, seguidamente, controlar la migración de partículas del yacimiento al pozo y como consecuencia inmediata de ello, incrementar la productividad de los mismos, convirtiéndolos en pozos económicamente rentables.

3.1 ANÁLISIS NODAL

Los pozos son perforados y completados con la finalidad principal de extraer el petróleo o gas que se encuentra en los yacimientos. El movimiento o transporte de estos fluidos desde la acumulación hacia el pozo y a través de éste, requiere energía para contrarrestar las pérdidas por fricción del sistema y así llegar a superficie. Los fluidos viajan inicialmente a través del yacimiento, entran al pozo y fluyen a superficie, luego se mueven por el sistema de tuberías y finalmente entran al separador de fluidos en las estaciones de flujo.

El Análisis Nodal se aplica para analizar la eficiencia de los componentes que conforman el sistema a través del cual se desplazan los fluidos producidos, desde el yacimiento hasta el separador de fluidos, y también para estudiar la interacción entre los componentes de dicho sistema. En otras palabras, se utiliza para optimizar los puntos o nodos por donde pasan los fluidos, minimizando las caídas de presión.

Ya que uno de los componentes más importantes del sistema total de un pozo es el yacimiento, este estudio utilizó el Análisis Nodal para analizar las caídas de presión que ocurren en las inmediaciones del pozo, como consecuencia de la zona dañada en el yacimiento.

El flujo de fluidos hacia el pozo se comporta de acuerdo a la Ley de Darcy, la cual establece que la velocidad de los fluidos es directamente proporcional a la caída de presión entre el yacimiento y el pozo. La representación gráfica del comportamiento de flujo de fluidos desde el yacimiento fue llamada IPR (Inflow Performance Relationship), cuya gráfica es una curva generada con los datos de presiones fluyentes y tasas de producción. Esta curva cambia a medida que cambia la presión del yacimiento y es severamente afectada por el daño presente en el mismo. Ella puede aportar información valiosa tal como Índice de

productividad del pozo y las posibles tasas que pudiera aportar el yacimiento en determinado momento de producción. (Ver **figura III.1**):

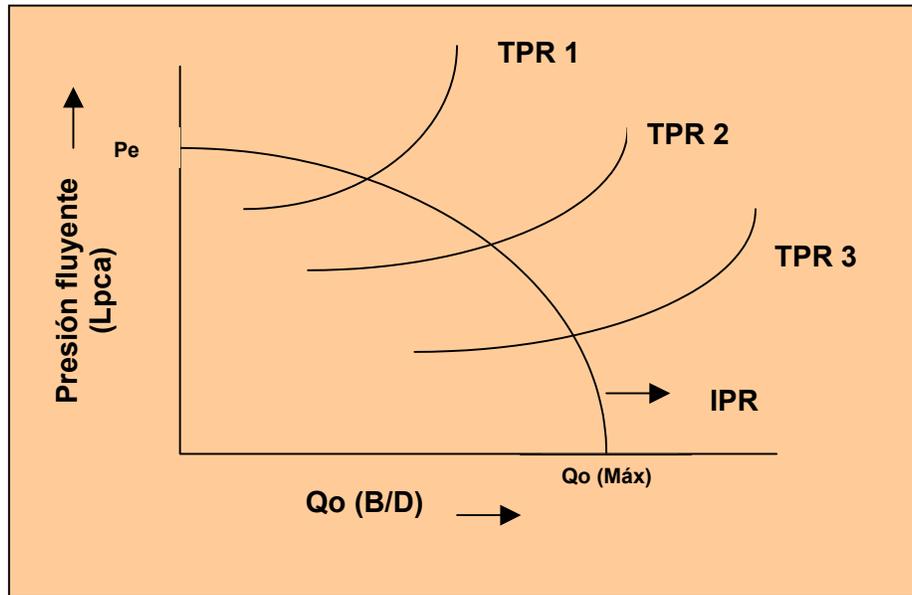


Figura III.1. Curva IPR, yacimientos saturados.

Como se puede observar en la **figura III.1** un yacimiento se puede producir a diferentes tasas, de acuerdo a la curva IPR, representando la tasa de producción un porcentaje de la tasa máxima teórica del yacimiento $Q_{o(Máx)}$ ó AOF (Absolute Open Flow: Máximo potencial absoluto de flujo de fluidos del yacimiento). Las tasas de producción también son afectadas por las curvas TPR (Tubing Performance Relationship: eflujo del pozo, dependiente de los equipos de completación). La intersección de la curva TPR con la curva IPR define la tasa de producción que aportará el pozo, de acuerdo a la combinación de equipos de producción con que cuente.

Las curvas de influjo (IPR) analizadas en este trabajo fueron modeladas con el método de VOGEL para yacimientos saturados ⁽¹⁾, por ser esa la condición de los yacimientos que se estudian en este trabajo.

3.2 DAÑO A LA FORMACIÓN

Se define como cualquier restricción al flujo de fluidos que distorsione las líneas de flujo desde el yacimiento hacia el pozo. Su efecto implica la disminución de la productividad del pozo, como consecuencia de una caída de presión adicional en las cercanías del mismo. La vecindad del pozo comúnmente se denomina matriz crítica debido a que en esta área es donde ocurre la mayor caída de presión durante la producción del pozo⁽¹¹⁾. A continuación La **figura III.2**, ilustra la matriz crítica del pozo:

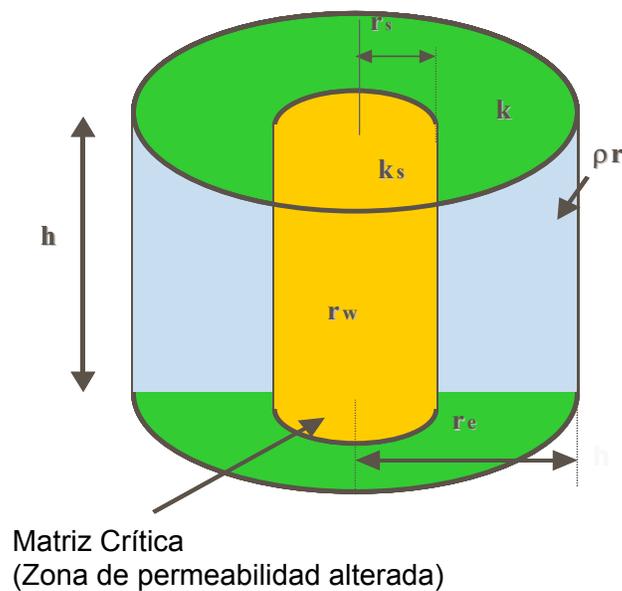


Figura III.2. Zona dañada ó matriz crítica alrededor de un pozo.

La fase de las operaciones de completación en el pozo se inicia una vez finalizada la perforación y culmina cuando el pozo se lleva a producción. Las operaciones tradicionales de completación comprenden, mas allá del cañoneo, la instalación de empaques con grava, acidificaciones, fracturamiento, instalación de la tubería de producción y el asentamiento de empacaduras. El objetivo de estas operaciones consiste en maximizar la productividad del pozo. Si bien esto parece sencillo de lograr, muchas veces se emplean regularmente técnicas de completación que restringen la productividad del pozo.

El problema de la productividad reviste particular importancia en aquellos pozos que requieren control de arena. Los pozos que han sido empacados con arena son especialmente susceptibles de presentar problemas de productividad muy bajas si se emplean técnicas inadecuadas de completación. Por otra parte, es posible lograr niveles muy aceptables de productividad en pozos empacados con grava cuando se aplican técnicas de completación reconocidas y cuyos resultados sean los más satisfactorios.

3.2.1 Flujo Radial

El flujo de fluidos que se dirige hacia un pozo se rige por los principios del flujo de fluidos a través de medios porosos. La Ley de Darcy establece que el flujo de fluidos que atraviesa materiales porosos se encuentra controlado por el gradiente de presión desde la formación virgen hasta la cara de la formación, la viscosidad del fluido y el área disponible para el flujo. La constante de proporcionalidad entre la caída de presión y la tasa de flujo se define como permeabilidad. La permeabilidad viene a ser entonces la capacidad de una formación de permitir el flujo de fluidos a través de ella.

En una situación de flujo lineal, el área de flujo es constante, por lo que la caída de presión que se requiere para inducir una tasa de flujo determinada también es constante. Sin embargo, los fluidos que fluyen hacia un pozo no conforman una situación de flujo lineal y suelen representarse más acertadamente asumiendo flujo radial.

En condiciones de flujo radial continuo, el área disponible para el flujo disminuye constantemente a medida que el fluido se aproxima a la cara de la formación. A medida que el fluido se acerca al pozo, la disminución del área disponible para el flujo incrementa progresivamente la velocidad del mismo, lo cual genera una mayor caída de presión. La ecuación que se presenta a continuación representa la

Ley de Darcy para flujo radial continuo, aplicable a formaciones sin daño, expresada en unidades de campo, para pozos productores de petróleo:

$$Q_o = \frac{7.08 * 10^{-3} * K_o * h * (\bar{P}_e - P_{wf})}{\mu_o * B_o * \ln\left(\frac{R_e}{R_w}\right)} \dots\dots ec. 1$$

Donde:

\bar{P}_e = Presión estática *promedio* del yacimiento (Lpca)

P_{wf} = Presión de fondo fluente, medida en la cara de las perforaciones (Lpca)

K_o = Permeabilidad efectiva al petróleo (md)

h = Espesor de arena neta petrolífera (Pies)

μ_o = Viscosidad del petróleo producido (cp)

B_o = Factor volumétrico de formación del crudo producido (BY/BN)

R_e = Radio de drenaje del pozo (pies)

R_w = Radio del pozo (pies)

Q_o = Tasa de petróleo, medida en superficie. (BN/Día)

3.2.2 Restricciones de flujo en la zona cercana a la cara de la formación

Debido a que la mayor parte de la caída de presión se produce en un área muy cercana al pozo, esta zona es aquella donde cualquier restricción adicional que experimente el flujo generará el efecto más perjudicial. Dos factores que afectan el aumento de esta caída de presión son la magnitud de la reducción en la permeabilidad y el espesor radial del área afectada o dañada. La ecuación que a continuación se presenta, expresada en unidades de campo, se emplea para calcular la caída adicional de presión asociada con una restricción de flujo que se produce en un área cercana a la cara de la formación ⁽¹¹⁾.

$$\Delta p_{daño} = \frac{141.2 * Q_o * \beta_o * \mu_o}{K_o * h} * \left(\frac{K_o}{K_s} - 1\right) * \ln\left(\frac{R_s}{R_w}\right) \dots\dots ec. 2$$

Donde:

$\Delta p_{daño}$: Caída de presión a través de la zona dañada (Lpca)

Q_o = Tasa de petróleo, medida en superficie (BN/Día)

B_o = Factor volumétrico de formación del crudo producido (BY/BN)

μ_o = Viscosidad del petróleo producido (Cps)

K_o = Permeabilidad efectiva al petróleo (md)

K_s = Permeabilidad de la zona dañada (md)

h = Espesor de arena neta petrolífera (pies)

R_w = Radio del pozo (pies)

R_s = Radio de daño (pies)

La **figura III.3**, muestra la caída adicional de presión que se crea cuando disminuye la permeabilidad alrededor de un pozo desde 1.000 milidarcies hasta 100 milidarcies, manteniéndose las demás variables implicadas constantes. Las distintas curvas de esta figura representan distancias radiales crecientes de daño a la permeabilidad, desde 6 pulgadas hasta 5 pies:

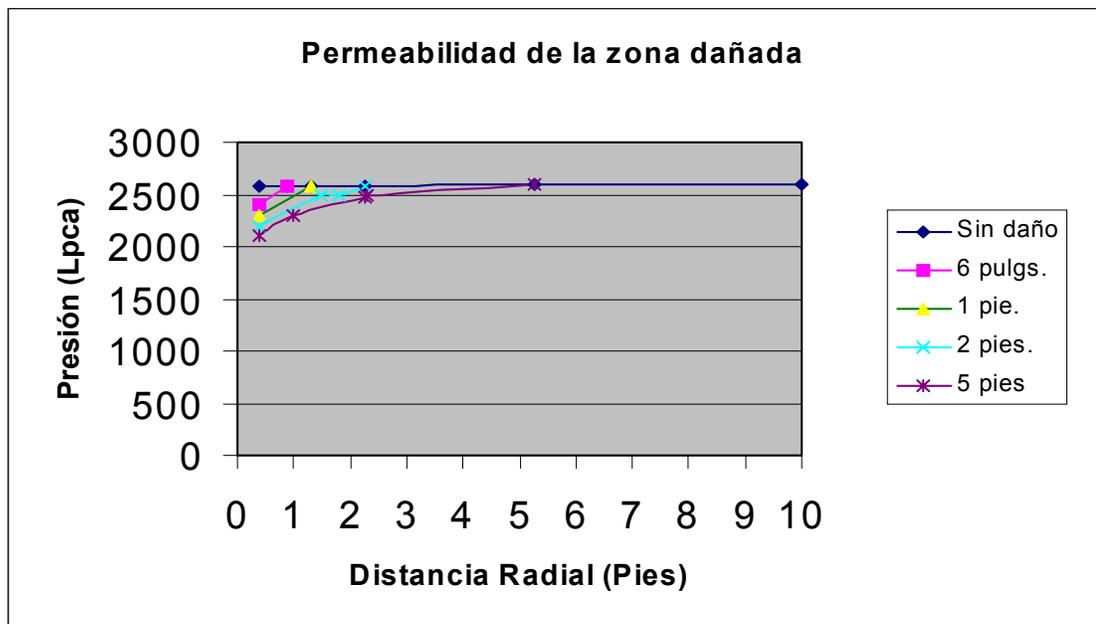


Figura III.3. Caída de presión adicional asociada con la longitud de la zona dañada.

La **figura III.3** indica que la caída total de presión del sistema incrementa a medida que aumenta la longitud de la zona dañada. Sin embargo, el gráfico también señala que la mayor parte de la caída de presión se produce aproximadamente dentro de un pie de distancia del pozo⁽¹¹⁾.

Otro factor que determina la magnitud del daño es la permeabilidad de la zona dañada. La **figura III.4**, muestra el aumento de la caída de presión asociada con una zona dañada que tiene una profundidad radial de 2 pies. La zona dañada está constituida por material cuya permeabilidad es de 100, 50 y 25 milidarcies, lo que equivale al 10, 5 y 2,5 por ciento de la permeabilidad de la formación virgen (1.000 milidarcies). Al comparar la **figura III.3** con la **figura III.4**, se observa que la reducción severa de presión ocurre en los alrededores del pozo, como consecuencia del daño, mientras que a grandes distancias del pozo el efecto se hace insignificante⁽¹¹⁾.

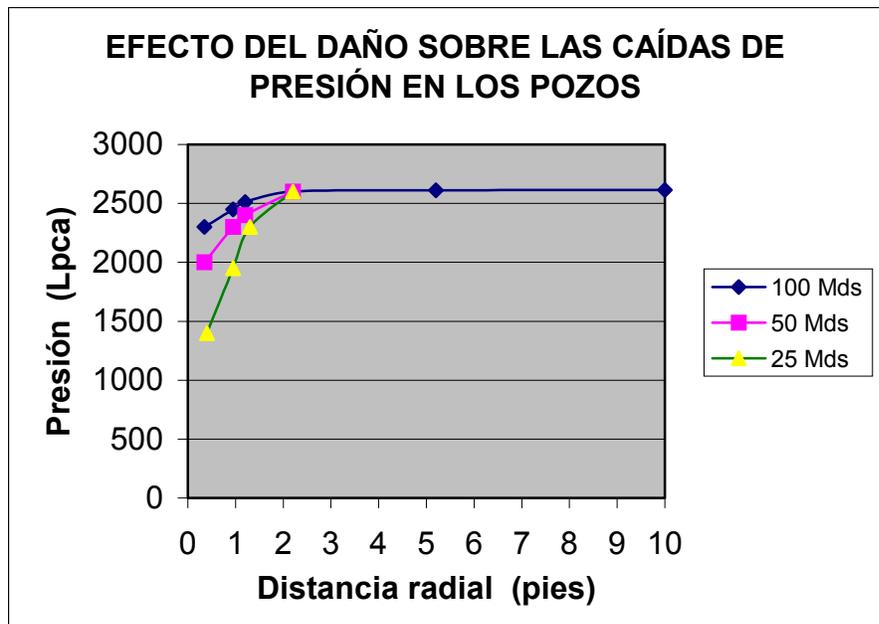


Figura III.4. Efecto de la severidad del daño en la caída de presión

La reducción de permeabilidad que se produce alrededor de un pozo se denomina factor de daño, el cual es una representación adimensional de la caída adicional

de presión que ocurre a través de la zona cercana a la cara de la formación y que obedece al paso de fluidos a través de una zona dañada cercana al pozo. La ecuación 3 ilustra cómo el factor de daño adimensional se relaciona con este aumento en la caída de presión ⁽¹¹⁾:

$$S = \frac{0.00708 * K_o * h * \Delta p_{daño}}{Q_o * \mu_o * \beta_o} \quad \dots\dots ec. 3$$

Donde:

S = Factor de daño

K_o = Permeabilidad efectiva al petróleo. (md)

h = Espesor de arena neta petrolífera (pies)

$\Delta p_{daño}$ = Caída de presión a través de la zona dañada (Lpca)

Q_o = Tasa de petróleo producida, medida en superficie (BN/Día)

μ_o = Viscosidad del petróleo producido (cp)

B_o = Factor volumétrico de formación del crudo producido (BY/BN)

Si el factor de daño calculado resulta positivo, entonces se ha producido un aumento en la caída de presión alrededor del pozo, por lo que éste se considera dañado. Por el contrario, si los cálculos arrojan un factor de daño negativo, entonces nos encontraremos ante una zona de mayor permeabilidad, característica de un pozo estimulado. No es inusual encontrar factores de daño comprendidos entre +25 y +50 en formaciones que presentan un nivel elevado de permeabilidad⁽¹¹⁾.

El factor de daño constituye una medida relativa de la caída adicional de presión que tiene lugar en el sistema pozo - yacimiento. El factor de daño no permite diferenciar entre una zona gravemente dañada cerca de la cara de la formación y una zona más profunda con daño moderado.

3.2.3 Mecanismos potenciales de daño a la formación

El factor de daño mide estrictamente el exceso de caída de presión que ocurre en la formación productora a medida que los fluidos fluyen hacia el pozo. Este exceso de caída de presión puede obedecer a una o varias de un conjunto numeroso de causas conocidas. Los distintos mecanismos de daño pueden agruparse de acuerdo a las siguientes categorías generales:

- Invasión de filtrado del lodo de perforación, cemento y/o fluidos de completación.
- Invasión de sólidos
- Daño por cañoneo
- Migración de finos
- Crecimiento de arcillas
- Deposición de asfáltenos / parafinas
- Formación de emulsiones
- Compactación de yacimientos
- Tratamientos de estimulación

Con relación a la completación de pozos, lo fundamental estriba en limitar la generación de daño en aquellos casos en los que sea posible, particularmente el taponamiento severo en la zona cercana a la cara de la formación. Esto implica evitar el taponamiento de las perforaciones en una completación en hoyo entubado. Además de tomar las medidas necesarias para impedir una reducción severa de la permeabilidad en la zona cercana al pozo, el siguiente paso de una completación consiste en lograr la mejor comunicación posible del pozo con la formación virgen.

3.3 CAÑONEO EN HOYOS REVESTIDOS

Las completaciones en hoyo revestido deben ser, como lo indica la **figura III.5** cañoneadas para lograr una comunicación entre la formación y el pozo. La operación de cañoneo debe crear agujeros que penetren la tubería de revestimiento, el cemento, la zona dañada y la formación no dañada, para minimizar el drawdown o diferencial de presión requerido para que el pozo produzca⁽¹¹⁾.

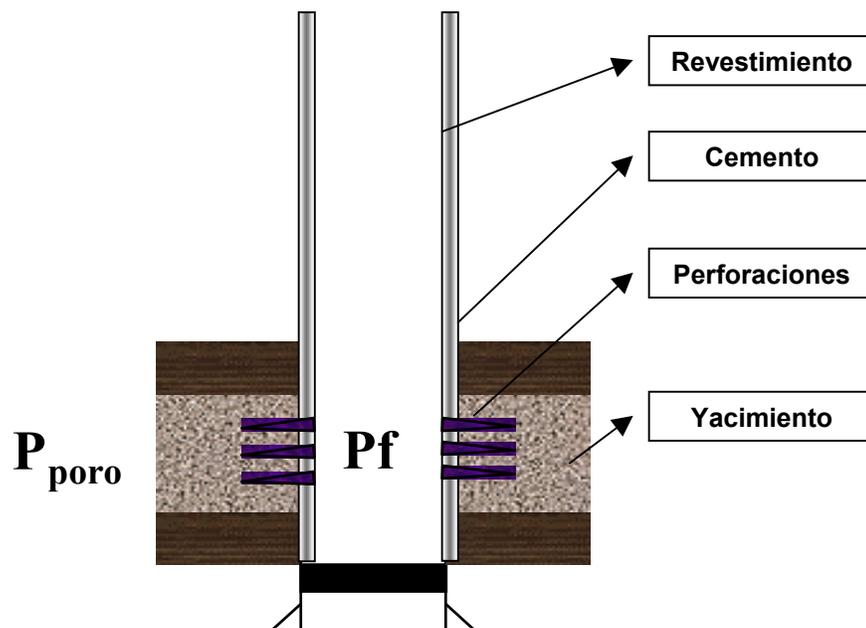


Figura III.5. Cañoneo en hoyo revestido

Los procesos modernos de cañoneo son efectivos, pero sumamente agresivos y pueden dejar una serie de escombros ó residuos sólidos dentro de los túneles de perforación, tal como se indica en la **figura III.6**. En los pozos sin empaque con grava, estos escombros pueden salir de las perforaciones durante la producción. En los pozos que posteriormente son empacados con grava, existe el riesgo que los desechos queden atrapados en los túneles de perforación, debido al obstáculo que significa el empaque con grava, lo cual podría ocasionar un daño permanente al pozo.

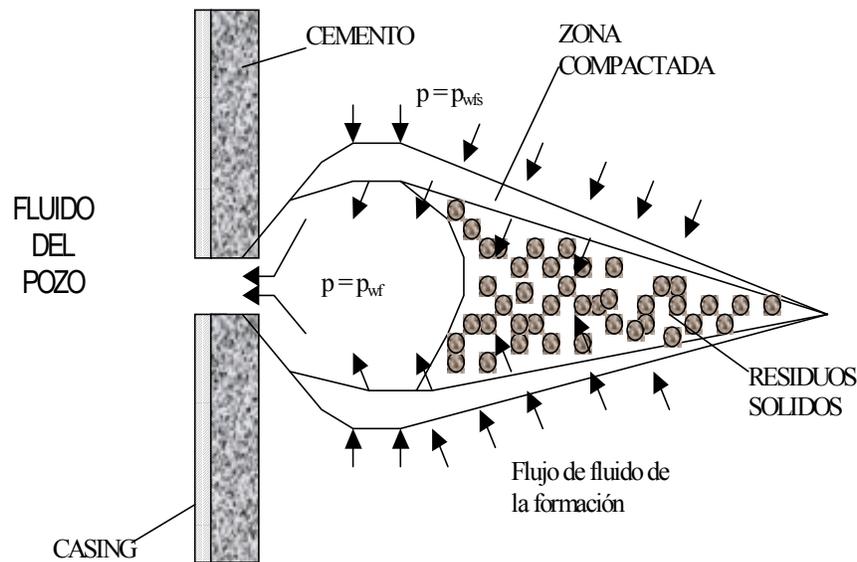


Figura III.6. Túnel de perforación

La zona compactada debido al cañoneo, es una zona quemada, resultante de las altas presiones y temperaturas que se alcanzan durante el proceso, la zona consiste, en una zona en donde los granos han sido excesivamente compactados.

Esta zona tiene por lo general un espesor entre $\frac{1}{4}$ y $\frac{1}{2}$ pulgada. Los daños mas grandes ocurren cerca del pozo, donde el impacto del cañón es mas considerable, mientras que los daños menores ocurren al final del túnel de la perforación. Estudios de laboratorio indican que la permeabilidad de la zona quemada varía entre 10 y 20 por ciento de la permeabilidad de la zona *no dañada* (zona virgen)⁽⁵⁾.

3.3.1 Tecnología de las Cargas a Chorro

Las cargas a chorro son el principal método empleado para abrir perforaciones en el revestimiento. Las cargas a chorro consisten en una cubierta que contiene la carga, una carga iniciadora, una carga explosiva principal y un forro de algún material inerte como cobre en polvo comprimido. En el momento de la detonación, este tipo de carga produce una onda de alta presión y de gran velocidad, la cual,

físicamente, punza la tubería de revestimiento, el cemento y la formación, creando así el túnel de perforación.

La detonación de las cargas a chorro se inicia en la parte posterior de la carga y se mueve hacia el frente, creando así una onda de presión, la cual hace que el forro se colapse y lo obliga a moverse hacia fuera a lo largo de la línea central de la carga. La onda de alta presión y el material colapsado del forro comienzan a formar un chorro, alcanzando una velocidad de 8.000 pies por segundo y, aproximadamente, unas 7.000.000 libras por pulgada cuadrada (Lpca) de presión. El forro sigue colapsando y el chorro se va estirando por efecto de la velocidad y la presión en la punta, alcanzando 23.000 pies por segundo y 5.000.000 libras por pulgada cuadrada (Lpca) de presión. El extremo final del chorro viaja mucho más lentamente (≈ 1.000 pies por segundo) debido a la disminución en la energía explosiva disponible, a medida que la carga se va consumiendo. La elevada presión y velocidad en la punta del chorro hace que la tubería de revestimiento, el cemento y la formación se deformen permanentemente, creándose así el túnel de perforación.

Las cargas a chorro que se emplean en el cañoneo pueden ser de dos tipos: cargas de alta penetración (**DP**: Deep Penetrating) ó cargas que crean grandes diámetros de cañoneo en los revestidores de producción (**BH**: Big Hole). La forma interior de la cubierta y la forma del forro determinan la forma y el tamaño del chorro que la carga origina. Un forro de carga de alta penetración tiene generalmente un ángulo agudo y pronunciado, entre 42° y 45°. Este forro en ángulo enfoca el chorro para lograr una mayor profundidad de penetración. La carga **DP** crea en la tubería de revestimiento una perforación con un agujero de entrada que tiene un diámetro pequeño y una profundidad de penetración relativamente grande. El forro de las cargas **BH** tiene una forma más redondeada y suave, y se parece a la parte interior de una esfera. Esta carga crea en la tubería de revestimiento una perforación que tiene un agujero de entrada con diámetro grande y una profundidad de penetración relativamente pequeña, las cargas **BH**

son generalmente usadas para cañonear formaciones no consolidadas⁽⁵⁾. En la **tabla III.1** se muestran las diferencias principales entre las cargas BH y DP.

Tabla III.1. diferencias entre las cargas BH y DP.

CARACTERÍSTICAS DE LA CARGA	CARGA DP	CARGA BH
Forro	Ángulo agudo (42° y 45°), cónico.	Forro superficial, redondeado
Agujero de entrada	≈3/8 a 1/2 pulgadas de diámetro	≈ 1/2 a 1 pulgada de diámetro
Penetración	≈13 a 30 pulgadas de profundidad	≈ 6 a 8 pulgadas de profundidad

3.3.2 Tipos de explosivos

Los materiales explosivos que generalmente se emplean para las cargas a chorro son RDX, HMX y PTX. El explosivo se seleccionará según la temperatura máxima esperada en el pozo. La exposición a altas temperaturas por mucho tiempo hace que los explosivos se derritan y pierdan efectividad. Por ello, existen gráficos de temperatura Vs. Tiempo que permiten seleccionar el explosivo apropiado para determinadas condiciones de pozo. El RDX es el que tiene el punto de fusión más bajo y el PTX el más alto, mientras que el punto de fusión del HMX está intermedio entre los anteriores. La **Tabla III.2** muestra la temperatura máxima que los diferentes explosivos pueden soportar para un tiempo de exposición de 100 horas.

Tabla III.2. Temperatura nominal máxima para explosivos.

TIPO DE EXPLOSIVO	LIMITE DE TEMPERATURA
RDX	240 °F
HMX	310 °F
PYX	500 °F

El explosivo RDX es el menos costoso, mientras que el PTX resulta el de mayor costo. El tipo de explosivo afectará el rendimiento de la carga debido a las diferentes características de detonación. RDX y HMX son básicamente iguales en términos de rendimiento, mientras que la emisión de energía para el PYX es aproximadamente un 28 % menor.

3.3.3 Métodos de cañoneo

Los métodos de cañoneo se pueden clasificar en tres grupos:

3.3.3.1 Cañoneo en Pozos con Equipo de Completación "Tubing Gun":

Los cañones se bajan a través de la tubería de producción. El procedimiento continúa de la forma siguiente:

1. Se establece un diferencial de presión negativo (bajo balance), de manera tal de asegurar, una vez que se proceda a cañonear, el flujo de fluidos desde la formación.
2. Se baja el cañón con equipo de guaya, generalmente se usan cañones no recuperables o parcialmente recuperables.
3. Se procede a cañonear.

La tubería eductora con empacadura permite el desplazamiento del fluido de completación por un fluido de menor densidad como por ejemplo gasoil, este desplazamiento se puede realizar a través de una camisa de circulación, la cual se opera mediante equipo de guaya. Otra alternativa consiste en achicar el pozo, hasta reducir la columna de fluidos lo suficiente como para obtener un diferencial de presión negativo después del cañoneo, de manera tal de inducir el flujo de fluidos desde el yacimiento.

Ventajas

- Permite obtener perforaciones limpias, debido a que se trabaja en bajo-balance, esto es; la presión ejercida por la columna hidrostática del fluido de completación es menor que la presión del yacimiento, lo que provoca que los desechos del cañoneo salgan en forma instantánea.

Desventajas:

- Al probarse otro intervalo, se debe controlar el pozo, con lo cual se exponen las zonas cañoneadas a invasión de los fluidos de control.

3.3.3.2 Cañoneo en Pozos sin Completación “Casing Gun”:

Los cañones se bajan por dentro del revestidor utilizando una cabria o equipo de guaya. Generalmente la carga se coloca en soportes recuperables. El tamaño y la rigidez de estos cañones no permiten bajarlos por el eductor. El procedimiento es el siguiente:

1. Se coloca fluido en el pozo, a fin de controlar la presión esperada del yacimiento.
2. Se procede al cañoneo.

Ventajas:

- Son más eficiente que los de tubería en operaciones de fracturamiento o inyección, debido a que crean grandes diámetros de perforaciones en el revestimiento, lo que facilitaría cualquier procedimiento donde se involucre la inyección de algún fluido.

- Son útiles en perforaciones donde existen zonas dañadas por fluidos de perforación o por deposición de escamas, debido a su mayor capacidad de penetración.

Desventajas:

- Pueden dañar el revestidor cuando no se usan con carga tipo chorro.

3.3.3.3 Cañones transportados con la tubería “TCP”:

En este método el cañón se transporta en el extremo inferior de la tubería educadora. El procedimiento es el siguiente:

1. Se introduce la tubería con el cañón junto con una empaadura.
2. Se asienta la empaadura.
3. Se cañonea el pozo.

Ventajas:

- Se puede utilizar diferencial de presión negativo junto con cañones grandes (Un diferencial de presión negativo indica que la presión que ejerce la columna hidrostática de fluidos dentro del pozo, es menor que la presión del yacimiento).
- Alta densidad de disparos.
- Se obtienen perforaciones más uniformes en cuanto a tamaño y distribución.
- Reduce el tiempo de operación.
- Mayor seguridad.

Desventajas:

➤ Alto costo.

3.3.4 Parámetros que afectan la eficiencia del cañoneo

Los parámetros que afectan la eficiencia del cañoneo atribuible al mismo proceso son:

3.3.4.1 Configuración de la carga: La configuración de la carga es de importancia fundamental, esto incluye su ubicación relativa dentro del pozo. Así, la distribución del explosivo y su densidad determina la velocidad de detonación y pudiera tener una influencia aún mayor que la cantidad total de explosivo usada. La **figura III.7** presenta la penetración y el diámetro de entrada en función de la carga de algunos explosivos comerciales:

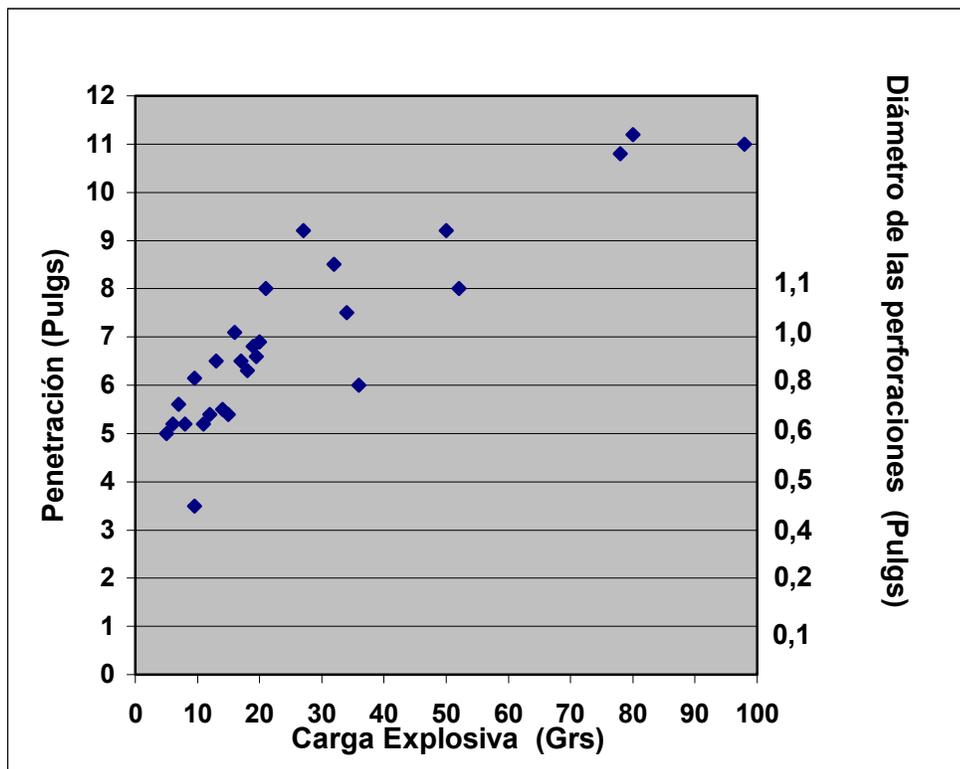


Figura III.7. Penetración del disparo y diámetro de las perforaciones en función de la carga explosiva.

3.3.4.2 Diámetro del cañón: Por lo general la penetración es proporcional al diámetro del cañón usado. Sin embargo existen experimentos que han demostrado que en algunos casos, que usando menos carga explosiva de lo normal, se logra mejorar el rendimiento del cañoneo. Por lo tanto, para obtener una mayor penetración no se requiere necesariamente aumentar la carga explosiva.

Se puede concluir entonces que el diámetro del cañón es un factor determinante en la penetración y no la cantidad de carga. Sin embargo, para estimar el grado de deformación del revestidor, resulta necesario tomar en consideración la cantidad de carga a utilizarse.

3.3.4.3 Separación entre el cañón y la zona cañoneada: La separación existente entre la pared interior del revestidor y la carga, afecta el grado de penetración del cañoneo. A medida que la separación aumenta, disminuye la penetración. La separación se puede controlar mediante el uso de centralizadores. Esto ha resultado práctico en aquellos casos cuando se utilizan cañones de diámetro apreciable.

3.3.4.4 Tipo de material del revestidor. Es otro factor de importancia. Así, por ejemplo, al cañonearse un revestidor tipo N-80 en lugar de uno tipo J-55, se reduce el diámetro de la perforación en aproximadamente 10 %. También se ha notado variaciones en función del espesor del revestidor.

3.4 REJILLAS SOLAS O LINER RANURADOS

Los liner ranurados o rejillas constituyen la manera más sencilla de controlar la producción de arena. De acuerdo a la rejilla se calcula el espesor de la ranura. Las aberturas del Liner ranurado se dimensionan de tal manera que su tamaño duplique el diámetro del grano de arena de formación en el percentil diez más grande (D_{10}). Este criterio de dimensionamiento se deriva del trabajo efectuado por Coberly, quien determinó que un grano de arena de formación forma un puente en la abertura de una ranura cuyo tamaño sea dos veces el diámetro del grano, siempre y cuando dos partículas traten de entrar en la ranura al mismo tiempo. Evidentemente, la formación de estos puentes requiere que haya una concentración suficiente de arena de formación que trate de penetrar el Liner o rejilla al mismo tiempo. En otras palabras funcionan como filtros de superficie, puesto que el material de la formación se puentea en su superficie. Los liners ranurados y las rejillas previenen la producción de arena basados en el ancho de las ranuras⁽¹¹⁾. La **figura III.8** presenta un Liners ranurado típico.

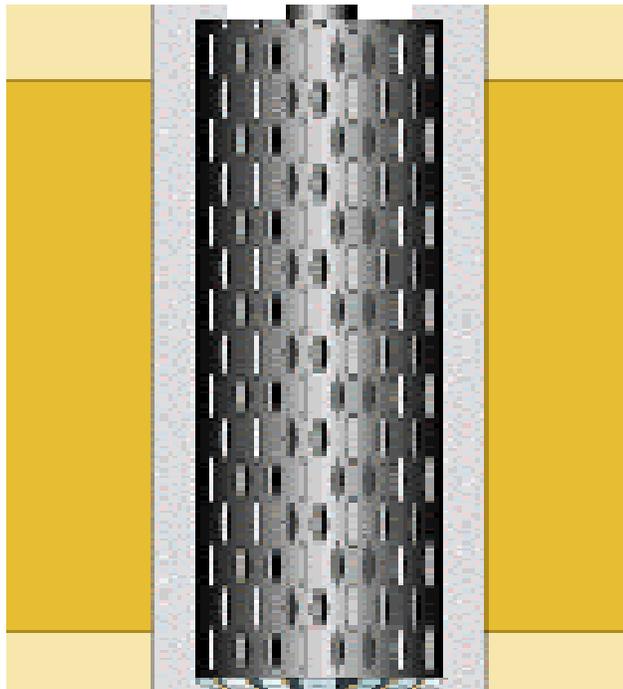


Figura III.8. Liners ranurado.

3.4.1 Limitaciones de Rejillas solas o Liner ranurados

Uno de las limitaciones más rápidamente identificables de las rejillas solas o liner ranurado como una técnica de control de arena, es la corrosión de las ranuras antes de que ocurra el puenteo.

Si los puentes que se han formado no son estables, pueden romperse cuando cambie la tasa de producción o cuando se cierre el pozo. Ahora bien, debido a que los puentes pueden romperse, es posible que la arena de la formación se reorganice, lo cual, con el tiempo, tiende a ocasionar la obstrucción de la rejilla o liner. Por lo que cuando se utilice esta técnica para controlar arena de formación, el diámetro del liner o rejilla debe ser lo más grande posible, con el fin de minimizar la magnitud de la reorganización de los granos que pueda ocurrir. Para que un liner ranurado o rejilla sean eficaces, deberán utilizarse exclusivamente en formaciones de permeabilidad relativamente elevada, que contengan poca o ninguna arcilla y cuyos granos de arena sean grandes y estén bien distribuidos. Si la formación presenta suficiente arcilla, los puentes de arena que se forman en el liner o en la rejilla podrían obstruirse. Si el rango de tamaño de las partículas de arena es amplio y/o diverso, es posible que el liner ranurado o la rejilla se obstruya con granos de arena.

Los pozos de petróleo y/o gas con arenas bastantes sucias y con tamaños de granos pequeños, son normalmente formaciones no-uniforme. Esto no permitirá un apropiado puenteo de la arena de la formación sobre la rejilla o liner. En la mayoría de los casos algún puenteo ocurrirá pero con una reducción de la producción debido a la invasión de las partículas más pequeñas en las aberturas de las rejillas de alambre enrollado. Esto en efecto limita el uso de rejilla sola o liner como una técnica para controlar la arena de la formación.

Otro factor sería el tipo de formación (friable, parcialmente consolidada ó no consolidada). Las formaciones friables posiblemente nunca colapsaran alrededor

de la rejilla o liner, pero producirán cantidades pequeñas de arena durante la producción del fluido. Las arenas parcialmente consolidadas y las arena no consolidadas se derrumbarán y llenaran la perforaciones y el espacio entre el revestidor y la rejilla con la subsecuente reducción de la permeabilidad en las perforaciones y en el espacio del revestimiento/rejilla. La experiencia indica que las completaciones con rejillas solas en hoyo abierto, la formación rara vez colapsa totalmente sobre la rejilla, lo que pueda permitir el transporte de material taponante a la superficie de la misma.

La productividad inicial de las completaciones con rejillas solas es generalmente buena, pero la declinación de producción subsecuente es típica. Las rejillas suelen no ser muy exitosas en muchos pozos consecuencia del taponamiento de las ranuras de la rejilla y posterior declinación de la producción.

La selección entre liner ranurado y rejilla se basa fundamentalmente en factores económicos. El liner ranurado es menos costoso, pero presenta limitaciones de anchura de las ranuras y , por lo general, tiene menos área de flujo disponible. Por su parte, las rejillas pueden tener aberturas mucho más grandes y un área de flujo mayor, pero resultan más costosas.

3.4.2 Ventajas de los liners ranurados o rejillas solas

- Fáciles de correr
- Pueden ofrecer un control de arena razonablemente bueno en condiciones adecuadas

3.4.3 Desventajas de los liners ranurados o rejillas

- Si el puente que se ha formado no es estable, y se rompe, el liner o rejilla puede obstruirse con el tiempo debido a la reorganización de la arena de formación.

- En pozos de alta tasa hay la posibilidad de que ocurra una falla del liner o rejilla por erosión antes de que se forme el puenteo.
- Adecuados únicamente para formaciones de granos grandes y bien distribuidos, alta permeabilidad y poca o ninguna arcilla.

A continuación la **Tabla III.3** presenta los diámetros máximos y óptimos de rejillas para los distintos tamaño de revestidor⁽¹¹⁾:

Tabla III.3. Diámetros recomendados de rejillas para el interior del revestidor.

TAMAÑO DE REVESTIDOR OD (PULGS)	DIÁMETRO MÁXIMO DE REJILLA OD DE TUBERÍA (PULGS)	DIÁMETRO OPTIMO DE REJILLA OD DE TUBERÍA (PULGS)
4	1	1
4 ½	1 ¼	1 ¼
5	1 ½	1 ½
5 ½	2 3/8	2 3/8
6 5/8	3 ½	2 7/8
7	3 ½	2 7/8
7 5/8	4	2 7/8
8 5/8	5	2 7/8
9 5/8	5 ½	2 7/8

3.5 EFICIENCIA DEL EMPAQUE CON GRAVA

El éxito de una técnica de empaque con grava está determinado por un número de factores que están necesariamente relacionados con la calidad de la técnica de completación aplicada. A continuación se describen dichos factores.

3.5.1 Productividad y Eficiencia de los Empaques Con Grava

Los resultados de campo para empaques con grava se presentan, con frecuencia, en términos de productividad o eficiencia. El primer concepto se puede definir en términos del factor de daño, el índice de productividad ó variaciones de estos factores para un estudio específico. La eficiencia se define, generalmente, en términos de la producción acumulada del yacimiento para una técnica específica de control de arena. La *ecuación 1*, es utilizada para calcular la eficiencia, o el éxito de una cierta técnica de completación⁽¹¹⁾.

$$S_B = \frac{n_B}{T - \sum_{i=1}^B \frac{n_{i-1}^i}{S_{i-1}}} \dots \text{ec 1.}$$

Donde:

S_B = Éxito para B barriles de producción. (Fracción)

n_B = Número de zonas que han producido, por lo menos, B barriles.

T = Número total de zonas.

i = Incremento en la producción.

n_{i-1}^i = Número de trabajos que han producido, por lo menos, “ $i-1$ ” pero aún no han tenido la oportunidad de producir “ i ” incrementos de producción.

S_{i-1} = Éxito a “ $i-1$ ” incrementos de producción (Fracción).

3.5.2 Técnicas de cañoneo

Es importante lograr el número y tamaño apropiado de perforaciones, para disminuir la caída de presión en completaciones con empaque con grava en hoyo

revestido. Allí también se destaca la importancia de tener túneles de perforación limpios y técnicas apropiadas para la limpieza de las perforaciones. La **figura III.9** muestra los resultados del empaque con grava (éxito) Vs. El área de flujo cañoneada. Estos datos provienen de pozos que producen en intervalos cortos (es decir, el promedio es menor que 10 pies de zona productora neta cañoneada), de manera tal que las áreas de flujo más grandes reducen la velocidad del fluido y es menos probable que el empaque con grava fracase debido al taponamiento con arena en los túneles de las perforaciones o el empaque con grava en el espacio anular. La productividad del empaque con grava está representada por el “índice de completación”, el cual, en este caso, es un factor de daño que considera los efectos del daño de formación, así como la eficiencia en el cañoneo. Como sucede con el factor de daño, cuanto más bajo es el índice de completación, menos dañado está el pozo.

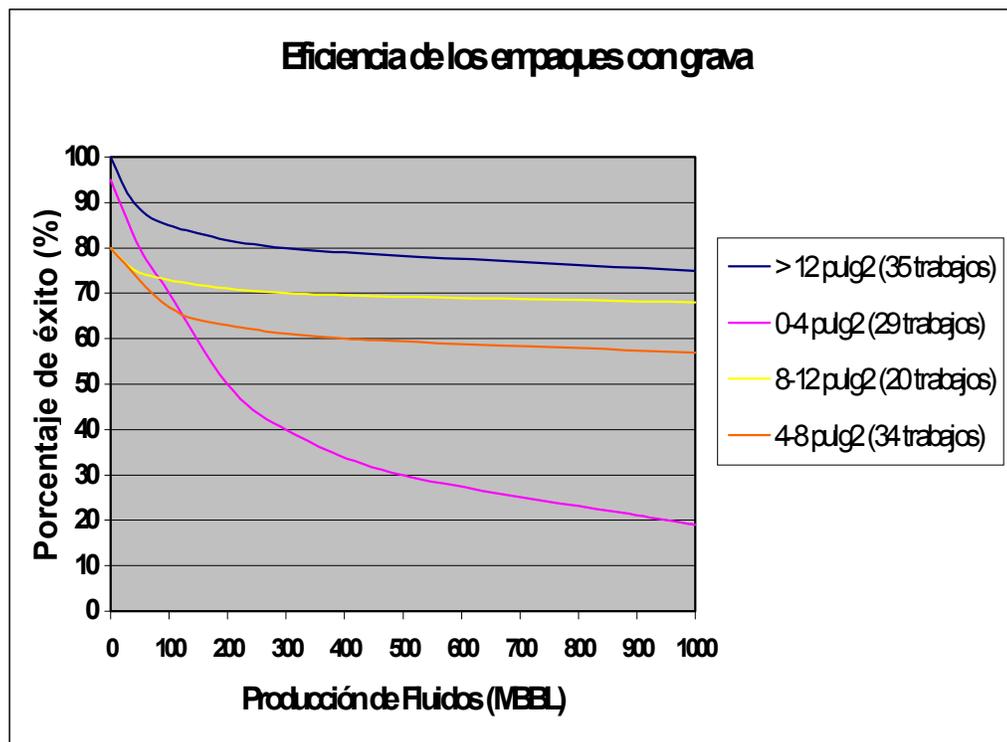


Figura III.9. Longevidad de empaques con grava en hoyo revestido como función del área de flujo cañoneada.

3.5.3 Empaque de las perforaciones

Llenar completamente los túneles de perforación con grava del empaque es un requisito esencial para una completación exitosa en hoyo revestido. Empacar las perforaciones asegura la longevidad de la completación, al evitar que la arena de formación entre y tapone los túneles y/o el empaque con grava en el espacio anular. Al empacar las perforaciones, el material de mayor permeabilidad se ubica en el área crítica de flujo lineal, a través del túnel de perforación, lo cual lleva a una caída de presión mínima.

3.5.4 Empaques con grava “correctores”

Con frecuencia se plantean dudas con relación al éxito de los empaques con grava en formaciones que ya han producido arena de formación con empaques con grava colocados en la completación inicial. Estos empaques con grava “correctores” se llevan a cabo, generalmente, en pozos que no fueron empacados originalmente, pero que han comenzado a producir arena de manera incontrolable.

3.5.5 Empaques con grava en hoyo revestido Vs. Hoyo abierto

El empaque con grava en hoyo abierto debería lograr pozos de mayor productividad, pues se evita la caída adicional de presión asociada con túneles de perforación empacados de manera incompleta. Los resultados de campo demuestran las mejoras en la productividad que se logran con los empaques en hoyo abierto. La **Tabla III.4** muestra los índices de productividad que se alcanzan colocando empaques con grava en hoyos revestidos y hoyos abiertos. La **Tabla III.4** también muestra que los empaques con gravas en hoyo abierto son capaces de lograr una alta productividad. Los datos de la tabla proviene de dos yacimientos en el Estado ZULIA, campo Lagunillas⁽¹¹⁾.

Tabla III.4. Productividad del empaque con grava en yacimientos del Mioceno.

COMPLETACIÓN	INDICE DE PRODUCTIVIDAD (BN/D/PSI)	
	Yacimiento LL-5	Yacimiento LL-3
Empaque con grava en hoyo abierto	48,4 (14)	6,4 (13)
Revestimiento Cañoneado	36,6 (20)	5,2 (14)
Empaque con grava en hoyo revestido (Con pre-empaque)	12,9 (19)	3,2 (12)
Empaque con grava en hoyo revestido (Sin pre-empaque)	4,0 (14)	1,7 (3)

() Indica el número de pozos.

3.6 COMPLETACIONES A HOYO REVESTIDO CON EMPAQUE CON GRAVA

El empaque con grava en hoyo revestido es una de las técnicas de control de arena mas comúnmente utilizada por la industria petrolera. Este método de control de arena utiliza una combinación de rejilla y grava para establecer un proceso de filtración en el fondo del pozo. La rejilla es colocada a lo largo de las perforaciones y un empaque de grava con una distribución adecuada de arena es colocado alrededor de la rejilla y en las perforaciones. Después de esto, la arena del empaque de grava en las perforaciones y en el anular de la rejilla-revestidor filtra la arena y/o finos de la formación mientras que la rejilla filtra la arena del empaque con grava. La **figura III.10** muestra una completación típica a hoyo revestido con empaque con grava:

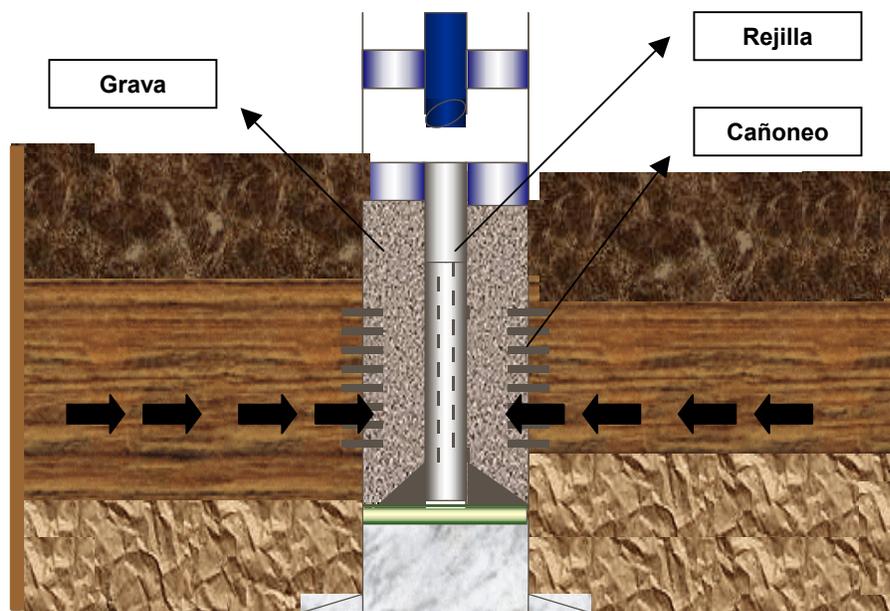


Figura III.10. Esquema de un empaque con grava en hoyo revestido

Una variedad de técnicas son usadas para colocar la rejilla frente a las perforaciones y controlar la colocación de la grava. La elección de la técnica más adecuada dependerá de las características particulares del pozo tales como profundidad, espesor del intervalo, presión de la formación, etc. Los numerosos sistemas de fluidos y herramientas están disponibles para mejorar la producción

final del pozo empacado con grava. Las diferentes técnicas más conocidas se listan a continuación:

Sistemas convencionales – Empacados con Agua

- Circulación en reverso
- Circulación Crossover
- Técnica de Washdown

Sistemas de empaque por lechada

- Técnica de Squeeze
- Técnica de un viaje
- Técnica de Washdown

Desafortunadamente, la eficiencia de una completación con empaque con grava, independientemente de la técnica que se utilice, genera daño al pozo en muchos casos. El daño cercano a la boca del pozo como un resultado de la completación con empaque con grava podría atribuirse a varios mecanismos o más probablemente, es el resultado cumulativo de una variedad de ellos. Estos podrían incluir el taponamiento del empaque y la pérdida del fluido durante la completación. El taponamiento del empaque ocurre principalmente por la migración de finos desde la formación, que invaden el empaque con grava cuando el pozo es colocado en producción. Asimismo, la pérdida de fluido durante el empaque con grava es un problema serio, sobre todo en zonas de alta permeabilidad. Esta pérdida de fluido puede producir una variedad de mecanismos de daños tales como:

- Problemas de depositación de escama por la interacción del agua de la formación con los fluidos perdidos durante la fase de completación.
- Daño debido a la alta viscosidad de los fluidos perdidos.

- Daño debido a la presencia de partículas sólidas como carbonato de calcio o sal usados como aditivos para controlar pérdidas de fluidos, bombeados antes del empaque con grava, que pueden crear problemas de taponamiento del medio poroso por sólidos. Esto también crea otros problemas como potencial puenteo en el empaque.

3.6.1 Ventajas de una completación a hoyo entubado con empaque con grava

- Existen facilidades para completación selectiva y para reparaciones en los intervalos productores.
- Mediante el cañoneo selectivo se puede controlar con efectividad la producción de gas y agua.
- La producción de fluidos de cada zona se puede controlar y observar con efectividad.
- Es posible hacer completaciones múltiples.

3.6.2 Desventajas de una completación a hoyo entubado con empaque con grava

- Se restringe las perforaciones del cañoneo debido a la necesidad de dejar la rejilla en el hoyo.
- Taponamiento debido a la formación de escamas cuando el agua de inyección se mezcla con el fluido de completación a base de calcio usado durante el empaque con grava.
- Pérdida de fluidos durante la completación causa daño a la formación.
- Erosión / corrosión de la rejilla debido a la arena que choca contra cualquier superficie expuesta.

3.7 COMPLETACIONES A HOYO ABIERTO AMPLIADO CON EMPAQUE CON GRAVA

El empaque con grava en *hoyo abierto ampliado* implica perforar por debajo de la zapata o cortar el revestimiento de producción a la profundidad de interés, repasar la sección del hoyo abierto, ampliándolo al diámetro requerido, para luego colocar una rejilla frente al intervalo ampliado, y posteriormente circular la grava al espacio entre la rejilla ó liner ranurado y el hoyo ampliado, de tal forma que la rejilla ó liner ranurado funcione como dispositivo de retención de la grava y el empaque con grava como filtro de la arena de la formación⁽¹¹⁾. La **figura III.11** muestra un esquema genérico de una completación a hoyo abierto ampliado.

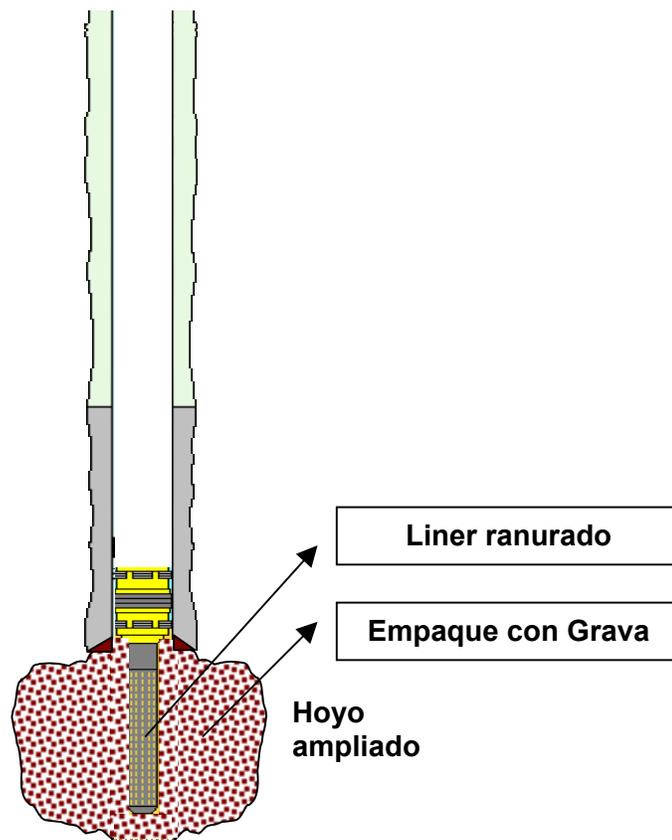


Figura III.11. Completación a hoyo abierto ampliado.

La operación descrita, permite aumentar las dimensiones del hoyo. La razón fundamental que justifica esta operación en un hoyo abierto es la de remover el daño presente en la zona más cercana al pozo. El hoyo de mayor diámetro

también aumenta ligeramente la productividad del pozo, pero esta mejora no es muy significativa en la mayoría de los casos. La ampliación del hoyo se puede llevar a cabo simplemente para lograr una mayor holgura entre la rejilla y el hoyo abierto. En cualquier caso, deberá realizarse con un fluido que no cause daño a la formación, es decir; *no dañino*. Los lodos de perforación tradicionales sólo deberían ser utilizados como última alternativa y se deberán planificar tratamientos para la remoción del daño antes de empacar con grava o poner el pozo a producir.

Los problemas de la ampliación de hoyo tienen que ver más con problemas operacionales que con aspectos referentes al tiempo de realización, costos o productividad.

Los empaques con grava en hoyo abierto ampliado permiten evitar todas las dificultades y preocupaciones asociadas con el empaque de las perforaciones en hoyos revestidos y reducen las operaciones de colocación de grava a una tarea relativamente simple, de empacar el espacio anular entre el liner y el hoyo ampliado. Debido a que estos empaques no tienen túneles de perforación, los fluidos de perforación pueden converger hacia y a través del empaque con grava radialmente (360°), eliminando la fuerte caída de presión relacionada con el flujo lineal a través de los túneles de perforación. La menor caída de presión que ocurre a través del empaque en un hoyo abierto ampliado garantiza prácticamente una mayor productividad que en el caso del empaque en hoyo revestido para la misma formación y/o condiciones. La **figura III.12** muestra las caídas de presión teóricas de los empaques con grava en hoyo revestido y hoyo abierto ampliado, suponiendo los siguientes casos: completamente empacado (Pre-empacado), parcialmente empacado (Sin pre-empaque), perforaciones que se llenan con arena de formación y hoyo abierto ampliado con empaque con grava. Como la **figura III.12** lo indica, los empaques con grava en hoyos abiertos ampliados no originan prácticamente ninguna caída de presión adicional, y los fluidos de formación convergen en el pozo, mejorando la productividad en comparación con los casos de pozos revestidos con empaque ⁽¹¹⁾.

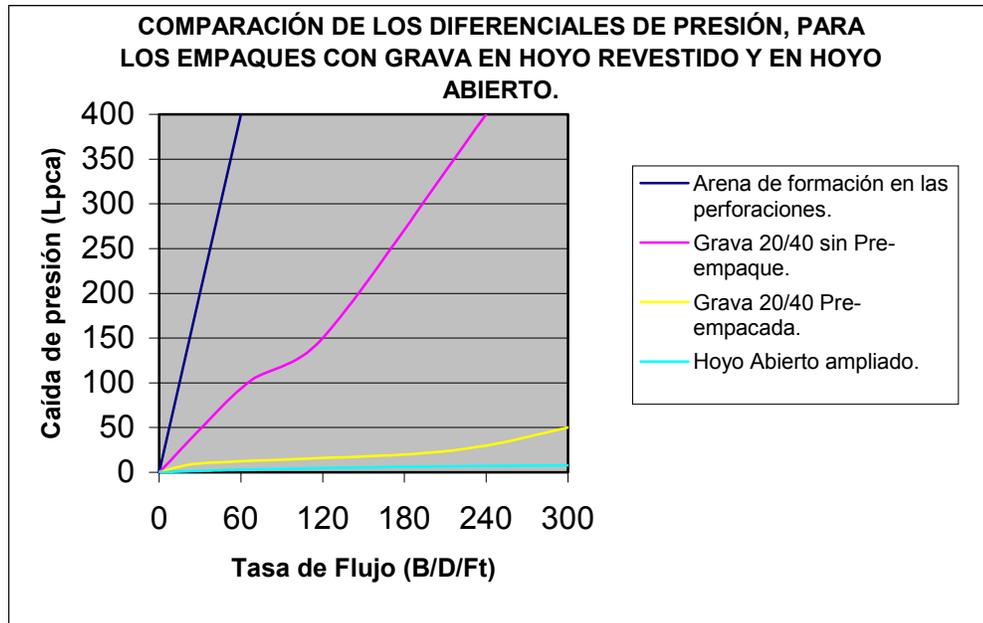


Figura III.12. Caída de presión debido a los diferentes tipos de empaque.

3.7.1 Pautas para la selección de candidatos al empaque con grava en hoyo abierto ampliado

A pesar de su potencial para lograr pozos de alta productividad, los empaques con grava en hoyo abierto ampliado no son apropiados para todos los yacimientos y formaciones. La mayor desventaja de la completación en hoyo abierto ampliado es la imposibilidad de aislar fácilmente la producción no deseada de agua y/o gas. A diferencia de las completaciones en hoyo revestido, las cuales pueden ser cañoneadas de manera precisa y selectiva sólo en las zonas de interés, las completaciones en hoyo abierto ampliado ofrecen un control bastante menor sobre cuáles son los fluidos (agua, petróleo o gas) que están fluyendo a la cara de la formación. Además, en un pozo de hoyo revestido, las operaciones correctoras (como la cementación forzada, el taponamiento o empaques dobles) para aislar la producción no deseada de fluido, pueden llevarse a cabo con una probabilidad de éxito razonablemente buena. Estas operaciones correctoras en un hoyo abierto ampliado (con la posible excepción del taponamiento) son más arriesgadas y con mayores probabilidades de fracaso. Considerando esto, las completaciones en hoyo abierto ampliado son más apropiadas para formaciones que producirán un

fluido monofásico (petróleo o gas) durante un período largo de tiempo, debido al bajo riesgo que representa el reacondicionamiento para eliminar la producción no deseada de algún fluido.

Un requerimiento esencial de los empaques con grava en hoyo abierto ampliado es mantener la estabilidad del hoyo durante la fase de completación. La falta de estabilidad del hoyo es una razón principal por la cual se dificulta grandemente el procedimiento de empacar con grava un hoyo abierto ampliado, con mayor frecuencia en formaciones no consolidadas y que se dilatan fácilmente. Los hoyos inestables dificultan la corrida del ensamblaje para el empaque con grava y pueden evitar una colocación correcta de la grava si la formación se derrumba alrededor de la rejilla.

Es necesario evitar los empaques con grava en hoyo abierto ampliado para las formaciones con limitaciones de arena y lutitas, especialmente si las últimas tienden a hincharse y/o derrumbarse. Durante la colocación de la grava, la lutita podría mezclarse con la arena del empaque, lo cual reduce la permeabilidad de la grava y afecta el comportamiento del pozo. También en este caso, la escogencia del fluido de completación apropiado puede generar algunos de los problemas asociados con formaciones que tienen limitaciones de arena y lutita.

El fluido utilizado para la perforación del hoyo abierto es decisivo en el éxito de la completación. Los siguientes son los requerimientos generales de un fluido de perforación ideal:

- Compatible con la roca yacimiento (no dañino).
- Buenas propiedades de suspensión de sólidos.
- Baja pérdida de fricción.
- Baja pérdida de fluido.
- Densidad fácilmente controlable.
- Fácilmente disponible.

- Bajo costo.
- No es tóxico.
- Se remueve fácilmente de la formación.

Si bien la mayoría de los fluidos no cumplen con todas estas propiedades, algunos de ellos, como los sistemas a base de agua y saturados con sal y los de carbonato de calcio, presentan buenos resultados como fluidos de perforación. El aspecto decisivo es que el fluido debe causar un daño mínimo en la cara de la formación. Los fluidos cargados de sólidos deben formar rápidamente un revoque muy impermeable para así minimizar las pérdidas de filtrado. Es necesario que el revoque se remueva fácilmente antes y después del empaque con grava. En algunos casos, las salmueras limpias han demostrado ser excelentes fluidos de perforación no dañinos. Cuando el hoyo abierto vaya ser ampliado, se puede utilizar el lodo estándar como fluido de perforación, siempre y cuando la operación de ampliación remueva la porción de la formación invadida por el lodo y dañada.

3.7.2 Equipo para el empaque con grava

En un hoyo abierto ampliado, la rejilla ó liner se asienta, generalmente, a un pie o dos del fondo del pozo. Se debe evitar asentar esta rejilla en condiciones de compresión, para evitar su pandeo, el cual sería perjudicial para la centralización. Si la rejilla no se asienta en el fondo, o si el fondo del pozo es “blando”, las presiones hidráulicas creadas durante la colocación de la grava pueden generar fuerzas suficientes como para hacer que la rejilla se desplace hacia abajo.

3.7.3 Colocación de la grava

La colocación de la grava en hoyos abiertos ampliados son muy similares al caso de hoyos revestidos excepto que no se requieren operaciones especiales para llenar las perforaciones. El volumen de grava requerido para este tipo de empaque se calcula en base al volumen entre la rejilla y el hoyo abierto ampliado.

El volumen del hoyo abierto ampliado se obtiene con un registro de calibración. En base en la experiencia en un cierto campo o formación, es posible que se requiera una cierta cantidad de grava en exceso pues los volúmenes calibrados con frecuencia subestiman el volumen de hoyo real debido a las irregularidades en el hoyo y los derrumbes.

3.7.4 Ventajas de los empaques con grava en hoyo abierto ampliado

- Bajas caídas de presión en la cara de la arena y alta productividad.
- Excelente eficiencia.
- No hay gastos asociados con tubería de revestimiento o cañoneo.
- Menos restricciones debido a la falta de túneles de perforación.

3.7.5 Desventajas de los empaques con grava en hoyo abierto ampliado

- Es difícil excluir fluidos no deseables como agua y/o gas.
- No es fácil realizar la técnica en formaciones no consolidadas.
- Requiere fluidos especiales para perforar la sección de hoyo abierto.
- Las rejillas pueden ser difíciles de remover para futuras re-completaciones.
- La habilidad para controlar la colocación de tratamientos de estimulación es difícil.

3.8 FRACTURAMIENTO ALTAMENTE CONDUCTIVO (F.A.C.) CON APUNTALANTES RECUBIERTO CON RESINA

El fracturamiento hidráulico consiste en inyectar fluido hacia la formación con una presión tal que induzca la apertura de la misma. una vez que la formación ha sido fracturada es utilizado un material de soporte para mantener la fractura abierta momentos después que la presión hidráulica usada para generar la fractura (presión de fractura) ha sido reducida. Estando la fractura rellena (con material de soporte), se crea un canal estrecho y muy conductivo que comunica la formación con el pozo. Una vez que el canal esta creado la mayor parte de la producción proviene del mismo y el daño creado en el pozo es sobrepasado, lo cual convierte la técnica en una estimulación a la formación. La mejor variable para caracterizar la magnitud de un tratamiento de fracturamiento hidráulico es la cantidad de material de soporte situado dentro de la formación, lo que indica que mientras más propagada esté la fractura mayor será el volumen de material de soporte situado en la misma.⁽⁵⁾

La técnica de F.A.C. se basa en crear una corta y amplia fractura para mejorar la conductividad de la misma. Para tal finalidad se utiliza la técnica de arenamiento controlado (*Tip Screen-Out*). La técnica de arenamiento controlado combinada con arena resinada es utilizada con el fin de estimular y controlar la arena de formación. Se considera que la técnica tiene méritos y debería percibirse como uno de los métodos que deben evaluarse cuando se tiene programado completar en una formación de alta permeabilidad con tendencias a arenamiento.⁽¹²⁾

*La limitación más importante que tiene esta técnica radica en que se recomienda preferiblemente para **arenas de gran espesor y con barreras consistentes**. Esto, a manera de controlar el crecimiento vertical de la fractura y evitar que se propague en forma descontrolada por debajo y por encima de la arena a fracturar, ya que la propagación de una fractura en forma incontrolada puede provocar comunicación entre arenas con distintas propiedades de roca y fluidos.*

3.8.1 Objetivos de un F.A.C.

- Eliminar el daño cercano a la boca del pozo
- Cambiar el patrón de flujo en las adyacencias del pozo
- Controlar la migración de arena
- Reducir la velocidad de flujo en el área cercana a la boca del pozo
- Reducir el Factor Skin (Daño)
- Incrementar el índice de productividad (IP)

3.8.2 Selección del candidato

Una revisión del pozo y de los datos del yacimiento permiten la identificación de los pozos candidatos que podrían beneficiarse con el fracturamiento.

Una fractura corta y altamente conductiva es una solución práctica para algunas situaciones tales como:

- El daño en la formación es muy profundo, por lo que requería excesivos volúmenes de ácidos, en caso de que se quisiera acidificar
- Formaciones sensibles a ácido u otros fluidos reactivos
- Formaciones donde el tipo y/o causante del daño es desconocido causando incertidumbre en el diseño del tratamiento
- Areniscas pobremente consolidadas, que no responden bien a acidificación y empaque con grava.⁽²⁾

3.8.3 Consideraciones para el diseño del F.A.C.

3.8.3.1 **Fluidos:** Los fluidos de fracturamiento deben poseer las siguientes características:

- Propagar la longitud de la fractura

- Transportar el material de soporte
- Maximizar el ancho de la fractura
- Minimizar el daño causado sobre la conductividad de la fractura
- Compatibles con la mineralogía y los fluidos del yacimiento
- Fácil de preparar
- Fácil de controlar la viscosidad
- Estable con temperatura
- Capaz de suspender y transportar sólidos
- Bajas pérdidas por fricción
- Económicos

Entre los fluidos de fracturas que más se pueden mencionar:

- Sistemas a base de borato reticulado
- Sistemas a base de goma guar reticulado
- Combinación de un sistema gel reticulado y un gel lineal no-reticulado (Tratamiento Dual)

3.8.3.2 **Material de soporte:** El tamaño y tipo de material de soporte es crítico para el éxito del tratamiento. El material de soporte debe ser altamente permeable a manera de contribuir significativamente a la conductividad de la fractura, sobre todo en el área cercana a la boca del pozo, mientras controla las partículas de la formación. Además el material de soporte debe ser suficientemente fuerte para resistir los esfuerzos de la formación.

3.8.3.3 **Material de soporte recubierto de resina:** Son arenas resinadas, se utilizan para adicionar resistencia, aumentar la conductividad de la fractura y minimizar el retorno del material de soporte. El efecto de la capa de resina sobre el fluido de fractura reticulado tiene que tenerse en cuenta al diseñar el tratamiento. La capa de resina puede tener un efecto en la viscosidad y la ruptura del fluido de

fractura. Por otro lado los fluidos de fractura pueden influenciar la resistencia final en el material de soporte, esto debe tenerse en cuenta al diseñar el tratamiento.

3.8.3.4 perforaciones: El método óptimo de cañonear un candidato a F.A.C. con apuntalante recubierto con resina aún está en estudio. La mayor parte de los F.A.C tienden a ser cañoneados con fase 180 grados y con perforaciones de gran diámetro. Esto, con el fin de generar dos alas de fractura totalmente opuesta, y al mismo tiempo asegurar que la producción de fluidos provendrá solo de dichas alas de la fractura generada.

3.8.4 Candidatos a F.A.C

Las siguientes condiciones harían a un pozo candidato adecuado para un tratamiento con fracturas altamente conductivas (F.A.C.):

- Roca yacimiento que falla debido a la alta caída de presión, desarrollada cercana a la boca del pozo
- Roca yacimiento que falla debido al derrumbamiento del pozo
- Yacimientos que tienen una historia de producción de arena
- Yacimientos que están sobrepresurizados resultando la arena pobremente consolidada
- Pozos empacados con grava, que han perdido productividad debido al derrumbamiento del pozo
- Yacimientos pobremente consolidados que experimentan daño en la formación por los fluidos de perforación / completación

Los siguientes factores afectarán adversamente la selección de un pozo candidato:

- La localización del contacto Agua/Petróleo ó Gas/petróleo deben ser considerados al tratar una zona específica.

- Bajo contraste de esfuerzo de capas confinadas pueden resultar en un crecimiento excesivo en el alto de la fractura.
- El pozo debe estar mecánicamente en buenas condiciones para que la completación resista los esfuerzos a los que va a ser sometidos.
- Con cualquier completación el estado del cemento tanto en la calidad de la adherencia y TOC debe ser examinado por posible comunicación entre estratos.⁽²⁾

3.8.5 Geometría de una fractura altamente conductiva

El yacimiento y la fractura pueden ser considerados como un sistema conectados en serie. El yacimiento aportará más hidrocarburo en la medida que la fractura sea mas larga. En una fractura estrecha, la resistencia al flujo de fluidos puede ser significativa. Es por ello que la conductividad adimensional *óptima* de una fractura corresponde a aquel valor que cree un equilibrio entre el requerimiento de los dos subsistemas (yacimiento – fractura) ⁽⁵⁾.

La longitud *óptima* de un ala de la fractura puede ser calculada con la siguiente ecuación:

$$X_f = \left(\frac{V_f * K_f}{1.6 * h_f * K} \right)^{0.5} \dots \text{ec 1.}$$

Y consecuentemente, el ancho promedio *óptimo* de la fractura puede ser calculado con la siguiente ecuación:

$$W_f = \left(\frac{1.6 * V_f * K}{h * K_f} \right)^{0.5} \dots \text{ec 2.}$$

Donde:

W_f = Ancho promedio óptimo de la fractura. (Pies)

X_f = Longitud óptima de la fractura en el yacimiento. (Pies)

V_f = Volumen total de material de soporte colocado en la fractura. (Pies³)

K = Permeabilidad del Yacimiento. (Milidarcies)

K_f = Permeabilidad de la fractura ó del material de soporte. (Milidarcies)

h = Altura de la fractura en el yacimiento, como son condiciones *óptimas* se asume que la fractura cubrirá completamente el espesor del yacimiento, por lo que la altura de la fractura es la altura del yacimiento. (Pies)

1,6 = Valor *óptimo* de conductividad adimensional de fractura para cualquier material de soporte ($C_{fD,Opt.}$)⁽⁵⁾.

La **figura III.13** y **III.14** muestran la geometría teórica que tendría una fractura vertical. Las fracturas no siempre se generan bajo condiciones óptimas y por tanto las *ecuaciones 1* y *2*, no son suficiente para caracterizar geoméricamente una fractura, por lo que es necesario recurrir a modelos tales como *Perkins-Kern*, *Khristianovich-Zhelotov-Geertsma-de Klerk-Daneshy* entre otros, para modelar dicha fractura. Para más detalle referirse al **apéndice A** .

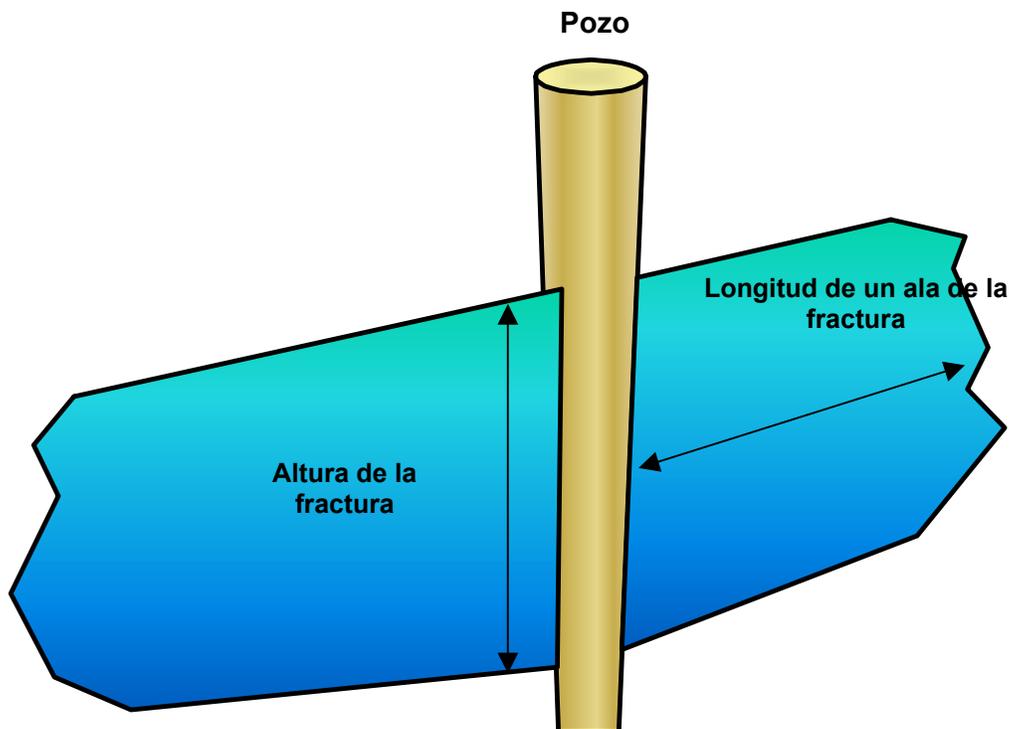


Figura III.13. Geometría teórica de una fractura.

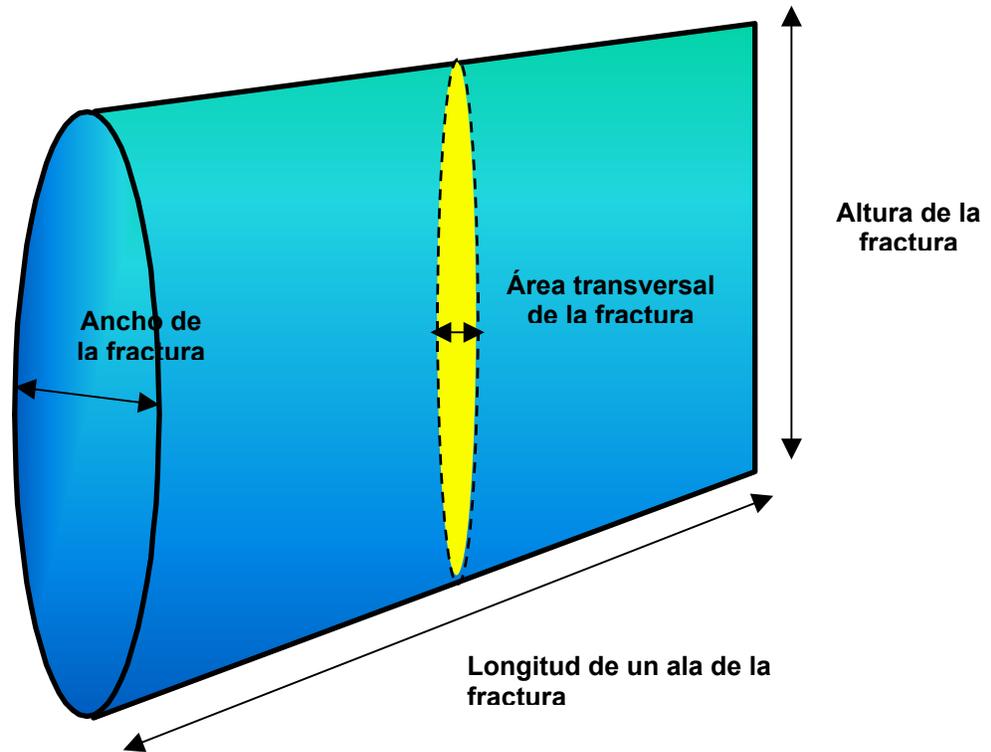


Figura III.14. Geometría teórica del ala de una fractura vertical.

3.9 EVALUACIÓN ECONÓMICA

Consiste en estructurar la información sobre una base objetiva, de forma tal que pueda ser usada para el análisis racional desde un punto de vista tanto técnico como económico.

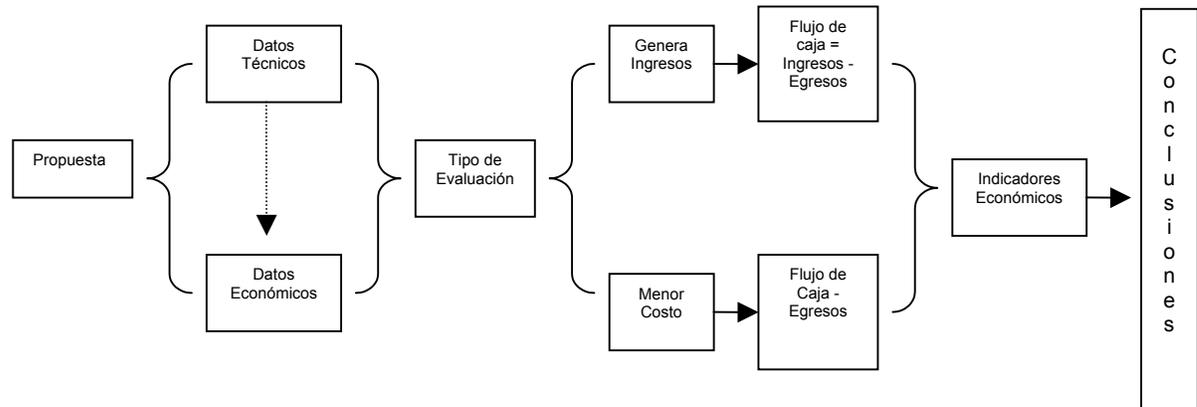


Figura III.15. Flujograma de una evaluación económica.

3.9.1 *Datos Técnicos*

- Volúmenes de producción de Hidrocarburos Anuales
- Cronograma de perforación / Reparación / Inyección alternada de vapor
- Ubicación – profundidad – segregación – presiones
- °API, declinación de producción, Relación Gas / Petróleo (RGP), RA/RC estadístico
- Usos de Gas
- Inversiones: Infraestructura nueva o ampliación de instalaciones existentes

3.9.2 *Datos Económicos*

- Costo del pozo (perforación, GL, RA/RC, etc.)
- Costo de producción (Costo fijo, variable, recuperación secundaria)
- Costo promedios de las reparaciones estadísticas
- Costo de mantenimiento
- Precios (Escenario alto, medio, bajo)

- Regalías e impuesto
- Cronograma de inversiones en instalaciones e infraestructura

3.9.3 Tipos de Evaluaciones

- Propuesta que generan ingresos (Venta de hidrocarburos)
- Propuestas de alternativas de menor costo:
 - Ahorros o reducción de costos
 - Alquiler Vs. Compra (Equipos o Edificios)
 - Esfuerzo propio Vs. Contratación (Mantenimiento de campos / Oficinas, construcciones varias, etc.)
 - Reemplazo Vs. Reparación (Equipos de transporte)
 - Propuestas ambientales (Generan incentivo fiscal, decreto 1.302)

3.9.4 Tipos de propuesta a evaluar

- Seleccionar de la lista de alternativas la más rentable
- Elaborar propuesta de nueva inversión o gasto:
 - Nuevo generador de ingresos
 - Alquiler Vs. Compra
 - Reemplazo Vs. Reparación
 - Decidir continuar un proyecto de inversión
 - Evaluar resultados de una inversión (Postmortem económico)

3.9.5 Metodología y Elementos del Flujo de Caja

3.9.5.1 Flujo de Caja

Es el resultado de la cantidad de dinero que ingresa y egresa de las arcas del inversionista, llámese empresa productora, de servicios, de comercio, etc. El flujo de caja puede ser determinado para cualquier período: semana, mes, año, etc. El dinero que ingresa en caja proviene de las ventas que se realizan y se denomina

flujo de ingresos, mientras el dinero que egresa de caja, se realiza a través de los pagos y es llamado flujo de egresos.

Por lo tanto, el flujo de caja neto estará representado por la diferencia entre los ingresos y los egresos, ver **figura III.16**:

$$\text{Flujo de Caja} = \text{Flujo de Ingresos} - \text{Flujo de Egresos} \dots \text{ec. 1}$$

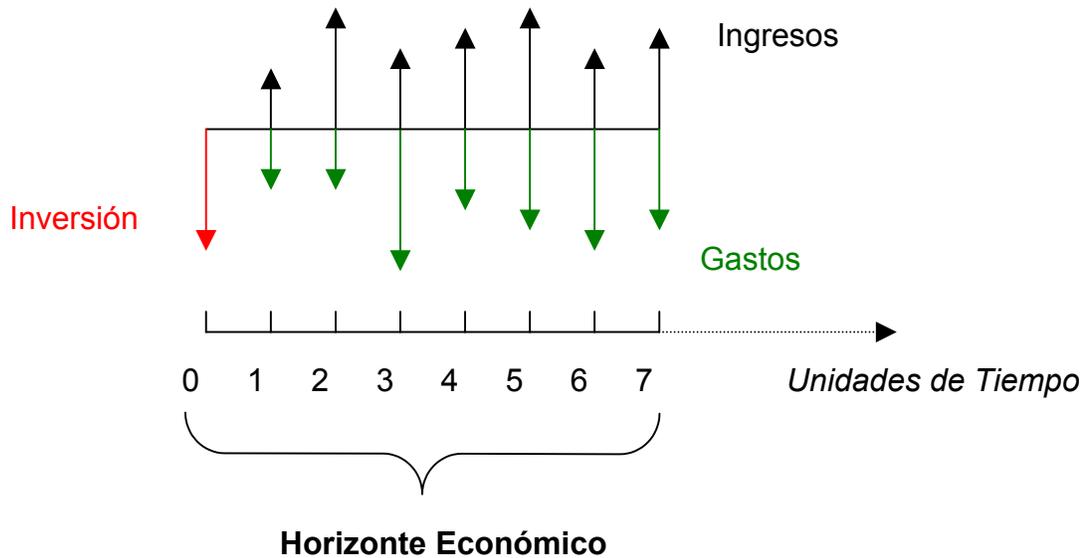


Figura III.16. Flujo de Caja.

El flujo de ingresos lo componen todas aquellas entradas líquidas generadas por el proyecto, representadas por las ventas de producción, servicios, etc. De manera similar, el flujo de egresos lo componen todas aquellas salidas líquidas (pagos) que se requieren para la ejecución del proyecto. En la Industria petrolera, éste se compone principalmente por la inversión, los costos de personal, los costos por mantenimiento y operación, los impuestos, el aporte legal a Petróleos de Venezuela, S.A. (Pdvsa), las regalías, el capital de trabajo, etc.

$$\text{Flujo de caja} = \text{Ingresos totales} - \text{Costos totales} - \text{Inversiones} - \text{Regalía} \\ \% \text{ legal a PDVSA} - \text{I.S.L.R.} \dots \text{ec. 2}$$

3.9.5.2 Horizonte Económico Vs. Vida Útil**➤ Ingresos**

- Ventas a exportación y mercado interno
- Valor de rescate

➤ Egresos

- Inversiones
- Costos de Operación y mantenimiento
- Aporte legal a PDVSA
- Regalías
- Impuesto

3.9.5.3 Elementos de los Ingresos

- **Valor de Salvamento:** Es el valor estimado de la inversión original al final del período establecido como horizonte económico.
- **Valor Residual:** Concepto estrictamente contable equivalente al valor neto en libros del activo en un momento determinado (Valor original menos la depreciación acumulada al momento)

3.9.5.4 Elementos de los Egresos

Son todos aquellos costos de adquisición, construcción e instalación de propiedades, plantas y equipos nuevos o ampliación de la capacidad productiva o de la vida útil de dichos activos.

Elementos:

- Servicios de Ingeniería
- Obra Física
- Equipo y maquinaria
- Puesta en Operación

- Capital de Trabajo

3.9.5.5 Costos de Operación y mantenimiento

- **Labor:** Sueldos Salarios y Beneficios
- **Materiales:** Equipos y Repuestos menores, útiles de oficina, combustibles y lubricantes.
- **Servicios Industriales:** Compra y/o suministro de electricidad, agua y vapor.
- **Servicios Contratados:** Asistencia Técnica, Transporte, alquiler de equipos, herramientas, etc....

3.9.5.6 Tipos de Costo

- **Costos Fijos:** Son aquellos costos asociados a una actividad que permanecen relativamente constantes en un rango de producción.

Ejemplo:

- Labor
 - Mantenimiento
 - Seguros
 - Investigación
 - Derechos de Paso
 - Sobrecostos
 - Depreciación línea recta
-
- **Costos variables:** Son aquellos que cambian con la producción.

Ejemplo:

- Materiales químicos
- Electricidad
- Agua
- Vapor

- Costo del Taladro (Depende del número de servicios / tiempo)

➤ **Costos Unitarios:** Son los costos totales asociados a cada unidad producida.

$$\text{Costos Unitarios} = (\text{Costos fijos} + \text{Costos variables}) / \text{Producción} \dots \text{ec. 3}$$

3.9.5.7 Impuestos

➤ **Regalías:** Monto que se paga al estado por el derecho de explotación de los yacimientos, a manera de compensación por el agotamiento de los depósitos de hidrocarburos.

Equivale al 30 % de los ingresos por crudo, Gas y líquidos, según lo establecido por convenio bilateral entre el Ministerio de energía y Minas y PDVSA.

3.9.5.8 Aporte Legal a PDVSA

Contribución Mensual de las filiales a la casa matriz, equivalente al 10 % de la ganancia neta obtenida por las exportaciones de crudos y productos.

$$\text{Aporte Legal a PDVSA} = 0.10 * (\text{Ingresos de exportación} - \text{costos} - \text{Regalías} - \text{Depreciación}) \dots \text{ec. 4}$$

3.9.5.9 I.S.L.R. (Impuesto sobre la renta)

Es el Pago que se hace al Estado por concepto de enriquecimiento neto como consecuencia de una actividad económica.

$$\text{Renta Gravable} = \text{Ingresos de Exportación} + \text{Otros Ingresos} - \text{Regalías} - \text{Costos Depreciación} - \text{Aporte legal a PDVSA.} \dots \text{ec. 5}$$

3.9.5.10 Otros Elementos

- **Tasa de Descuento:** Es el porcentaje de beneficio mínimo esperado por la inversión a realizar y representa la medida del valor del dinero en el tiempo.

Factores determinantes

- Oportunidades de inversión
- Riesgos de la inversión
- Tipo de inversionista
- Vida del proyecto
- Orígenes de los fondos:
 - Propios
 - Prestamos: Costos de Capital
- Tasa de descuento establecida por PDVSA es 10 %, los cuales se distribuyen de la siguiente manera:
 - Costo real del capital 7 %
 - Riesgo financiero 3 %

3.9.5.11 Depreciación

Es la pérdida de valor de un activo por efecto de desgaste por uso ó por la acción del tiempo solo se considera como una deducción para el cálculo del impuesto Sobre la Renta (I.S.L.R.), por tanto “no forma parte del flujo de efectivo” (Escudo fiscal)

Métodos:

- **Línea Recta:** La pérdida de valor de los activos que se mide en base a la vida útil del mismo. La vida útil de cada tipo de activo es fijada por el Ministerio de

Hacienda (MH). Se deprecian en línea recta: Plantas de compresión, plantas de inyección de agua, patios de tanques, oleoductos, etc....

- **Unidad de producción:** La pérdida de valor de los activos que se mide en base a las unidades producidas, sin importar el tiempo. Aplica a todas las inversiones comprendidas desde el subsuelo del pozo hasta la brida de entrada al patio de tanques o planta de compresión de gas.
- **Otros.**

3.9.6 Niveles de Evaluación

- **Nivel Nación:** Aquí se calcula el flujo de caja **Antes** del Impuesto sobre la renta (I.S.L.R.), sin incluir regalías ni aporte legal.

$$\text{Flujos de Caja} = \text{Ingresos Brutos} - \text{Inversiones} - \text{Costos.ec. 6}$$

- **Nivel PDVSA:** Aquí se calcula el flujo de caja después del impuesto sobre la renta (I.S.L.R.), sin incluir aporte legal.

$$\text{Flujos de Caja} = \text{Ingresos Brutos} - \text{Inversiones} - \text{Regalías} - \text{Costos} - \text{I.S.L.R.ec. 7}$$

- **Nivel PDVSA Petróleo y Gas:** Aquí se calcula el flujo de caja después del Impuesto Sobre la Renta (I.S.L.R.), incluyendo aporte legal. *Este fue el nivel de evaluación económica utilizado en este estudio.*

$$\text{Flujos de Caja} = \text{Ingresos Brutos} - \text{Inversiones} - \text{Regalías} - \text{Costos} - \text{Aporte legal a PDVSA} - \text{I.S.L.R.ec. 8}$$

Tabla III.5. Nivel de Evaluación para cada Tipo de Proyecto.

TIPO DE PROYECTO	NACIÓN	PDVSA	PDVSA PET. Y GAS
Generación de ingresos	✗	✗	✗
Ahorrar / Reducir Costos	✗		
Alquiler Vs. Compra	✗		
Esfuerzo propio Vs. Contratado	✗		
Reemplazo Vs. Reparación	✗		

3.9.7 Indicadores Económicos

- **Valor Presente:** Es el valor actual equivalente de un flujo de caja futuro descontado a una tasa dada.

$$Vp = Fcn / (1 + TD)^n \quad \dots ec. 9$$

Donde:

Vp = Valor presente

Fc = Flujo de caja del año " n "

TD = Tasa de descuento

n = años

- **Valor Presente Neto:** Es la sumatoria del valor presente de los flujos de caja del proyecto correspondientes a cada año del horizonte económico.

$$VPN = FC_0 + Fc_1 / (1+TD)^1 + Fc_2 / (1+TD)^2 + \dots + Fc_n / (1+TD)^n \quad \dots ec. 10$$

Sí $VPN > 0$ Proyecto rentable

$VPN = 0$ Mínima rentabilidad

$VPN < 0$ Se rechaza el Proyecto

- **Tasa Interna de Retorno:** Es la tasa de descuento que iguala el valor presente neto de un proyecto a cero. Es una medida del máximo rendimiento esperado sobre los saldos no recuperados.

$$0 = F_{C_0} + F_{C_1} / (1+TD)^1 + F_{C_2} / (1+TD)^2 + \dots + F_{C_n} / (1+TD)^n \dots \text{ec. 11}$$

Sí	TIR > TD	Proyecto rentable
	TIR = TD	Mínima rentabilidad
	TIR < TD	Se rechaza el Proyecto

Tiempo de Pago (TP) : Es el tiempo en el cual se logra recuperar la inversión realizada, es decir; aquel tiempo para el cual el flujo de caja acumulado se hace positivo.

Utilidad:

- Menor TP más atractivo el proyecto
- Situaciones de riesgo político
- Obsolescencia del equipo
- Complemento a otros indicadores

Este indicador no toma en cuenta el valor del dinero en el tiempo ni el tamaño del proyecto.

- **Eficiencia de la inversión:** Es una medida de la ganancia obtenida por cada bolívar invertido. Se define como el cociente entre el VPN del proyecto y el valor presente de las inversiones realizadas.

$$E_i = \text{VPN proyecto} / \text{VP inversiones} \dots \text{ec. 12}$$

3.10 PROGRAMAS DE COMPUTACIÓN

Para la realización de este estudio fue necesario utilizar algunos programas de computación que ayudaran a diseñar, evaluar y finalmente analizar el comportamiento productivo y económico de las completaciones estudiadas. A continuación se describen los programas utilizados:

- **WELLFLO®** : Es un programa de Análisis Nodal, el cual simula el comportamiento inicial de producción de un pozo, considerando tipo de completación, características de yacimiento y características de los fluidos producidos. Incluye los efectos del daño provocado a la formación, caídas de presión total en el sistema pozo – yacimiento, así como el efecto del tipo de levantamiento artificial usado. En este estudio se utilizó principalmente para calcular los efectos del daño total al yacimiento sobre la producción inicial del pozo. (Ver **apéndice C**).
- **FRACPRO 8.0 ®** : Es un programa de simulación en 3D, el cual calcula la geometría final de la fractura generada en la formación, dicho programa considera parámetros tales como gradientes de fractura de las arenas y de las rocas adyacentes, profundidad, temperatura, presión y permeabilidad de yacimiento, entre otros. El mismo fue utilizado para calcular principalmente la geometría y la conductividad adimensional de la fractura generada en los yacimientos.
- **MBAL®**: Es un programa de Balance de Materiales, el cual considera parámetros tanto de producción como de fluidos y Yacimientos. Fue utilizado principalmente para calcular la presión estática actual de los yacimientos estudiados.
- **MAEP ®** : Es el Modelo de Análisis económico de Proyectos de PDVSA, el cual fue utilizado para realizar el estudio económico del trabajo, el programa se

rige según los lineamientos actuales (2.002) de negociación de la Industria Petrolera Venezolana.

4.1 PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL

El procedimiento experimental se basó en realizar la simulación de las completaciones: Hoyo entubado con empaque con grava, hoyo entubado con fracturas altamente conductivas (F.A.C.) sin empaque con grava y hoyo abierto ampliado con empaque con grava en los pozos SOC-3 y SOC-5, completados actualmente en las arenas U1U, yacimiento SOC-3 y U2M, yacimiento SOC-5 respectivamente. Dicho procedimiento consiste en calcular ó estimar todos aquellos parámetros de fluidos y/o yacimientos que sean necesarios para realizar tales simulaciones, esto con el objeto de calcular el comportamiento inicial de producción que tendrán dichos pozos. La herramienta principal a utilizada para realizar el estudio es el programa de análisis nodal WELLFLO ®, el cual exige como datos de entrada lo siguiente:

4.1.1 *Datos de fluidos - Yacimiento*

- Presión estática del yacimiento
- Temperatura del yacimiento
- Inyectividad relativa
- Permeabilidad efectiva al petróleo
- Espesor de arena neta petrolífera
- Profundidad media de las perforaciones
- Radio del pozo
- Área de drenaje
- Geometría del área de drenaje
- Análisis P.V.T de los fluidos del yacimiento.
- Correlaciones para Análisis P.V.T
- RGP esperado
- % AyS esperado
- Gravedad específica del gas de yacimiento
- Salinidad del agua de formación

- Gravedad API del petróleo

4.1.2 *Parámetros necesarios para Simular una Completación a Hoyo Entubado con Empaque con Grava*

- Radio de la perforación en el revestimiento de producción producto del cañoneo.
- Permeabilidad de la zona quemada debido al cañoneo.
- Penetración del disparo.
- Densidad de cañoneo.
- Fase del disparo.
- Correlación para calcular el seudo-daño provocado por el cañoneo.
- Límites del cañoneo con respecto a la base y el tope de la arena.
- Permeabilidad Vertical.
- Intervalo abierto al flujo ó longitud del cañoneo.
- Radio interno del empaque con grava.
- Permeabilidad inicial de la grava.
- Eficiencia de la grava.
- Permeabilidad de la zona dañada.
- Radio de la zona dañada.
- Ángulo de desviación del pozo.

4.1.3 *Parámetros necesarios para Simular una Completación a Hoyo Abierto Ampliado con Empaque con Grava*

- Límites del cañoneo con respecto a la base y el tope de la arena.
- Intervalo abierto al flujo ó longitud del cañoneo.
- Radio interno del empaque con grava.
- Permeabilidad inicial de la grava.
- Eficiencia de la grava.
- Permeabilidad de la zona dañada.

- Radio de la zona dañada.
- Ángulo de desviación del pozo.

4.1.4 Datos Necesarios para Simular una Completación Estimulando el Yacimiento con Fracturas Altamente Conductivas (F.A.C.) sin Empaque con Grava.

- Conductividad adimensional de la fractura.
- Intervalo fracturado ó altura de la fractura
- Ancho de la fractura.
- Longitud de un ala de la fractura.
- Angulo de intersección del pozo con el plano de la fractura.
- Reducción en la geometría de la fractura.
- Permeabilidad vertical del yacimiento.
- Permeabilidad de la zona dañada.
- Radio de la zona dañada.
- Ángulo de desviación del pozo.

4.1.5 Resultados a Obtenerse Producto de las Simulaciones

- **Daño total del yacimiento (S_{total})** = El programa de simulación WELLFLO® calcula el valor total del daño causado al sistema pozo-yacimiento, ocasionados por :
 1. *Completación a hoyo entubado con empaque con grava:* La zona dañada, el cañoneo del pozo, desviación del pozo, los límites del yacimiento y el empaque con grava. (ver apéndice C)
 2. *Completación a hoyo abierto con empaque con grava:* La zona dañada, desviación del pozo, límites de la arena y el empaque con grava. (ver apéndice C)

3. *Completación estimulando con fracturas altamente conductivas (F.A.C)* sin empaque con grava: El material de soporte de la fractura, la zona dañada, reducción en la geometría de la fractura y límites del yacimiento. (ver apéndice C)

➤ **Curva IPR del yacimiento** = El programa grafica la curva de afluencia del yacimiento, la cual a su vez suministra la siguiente información:

1. **AOF** = El programa calcula el máximo potencial absoluto de flujo de fluidos del yacimiento, en Bls/Día.

2. **Índice de productividad (Ip)** = El programa calcula el índice de productividad en el punto 50% del AOF de la curva IPR, en Lpc/Bbls/Día.

4.1.7 Procedimiento de Simulación

El procedimiento consistió en introducir en el programa de simulación WELLFLO®, todos los parámetros calculados ó estimados para cada completación, con la premisa de que la permeabilidad de la zona dañada, en vista de su incertidumbre, tomará los siguientes valores: 5,10, 15, 20, 30, 40 y 50 por ciento de la permeabilidad efectiva al petróleo.

Para cada valor de permeabilidad dañada, se realizará una simulación, mediante la cual se obtendrá: daño total, AOF e índice de productividad del yacimiento.

Seguidamente y debido a que no hay información acerca de la tasa inicial de petróleo a la que producirían los pozos, necesariamente hubo que suponer que los mismos producirán a una tasa inicial que estará en función del AOF del yacimiento. En base a lo anterior se supuso que los pozos podrían producir inicialmente al 25 %, 50 % ó 75 % del AOF (considerando el corte de agua esperado). Se tomaron estos por centajes debido que son normalmente a los

que se produce un yacimiento y con el fin de cubrir un amplio espectro de tasas a los cuales se podría producir el yacimiento.

El resultado a obtenerse para cada Completación evaluada será: daño total, índice de productividad y tres posibles tasas de petróleo a la que se podrían producir los yacimientos, si los mismos presentaran en su zona dañada alrededor del pozo ó en la cara de la fractura (para el caso del fracturamiento hidráulico) una permeabilidad dañada de 5 %, 10 %, 15 %, 20 %, 30 %, 40 % ó 50 % de la permeabilidad efectiva al petróleo.

Finalmente, el procedimiento experimental de la parte económica se basó en calcular el indicador económico **VPN (Valor Presente Neto)** para cada tasa inicial de petróleo obtenida, para ello se utilizó el programa de evaluación económica MAEP de PDVSA. El objetivo es graficar VPN Vs. Tasa inicial de petróleo, para cada permeabilidad dañada supuesta en cada Completación evaluada.

A continuación se presenta detalladamente el procedimiento para cada pozo.

***POZO SOC-3. ARENA U1U,
YACIMIENTO SOC-3***

4.2 PRESIÓN ESTÁTICA DE LA ARENA U1U, YACIMIENTO SOC-3.

El estudio del comportamiento de presión de la arena U1U, yacimiento SOC-3, se obtuvo del trabajo especial de grado titulado “ Estudio para el mejoramiento de la productividad de los pozos del Área Mayor de Socororo mediante la aplicación de métodos de levantamiento artificial” ⁽¹⁶⁾, Los resultados de dicho estudio fueron los siguientes:

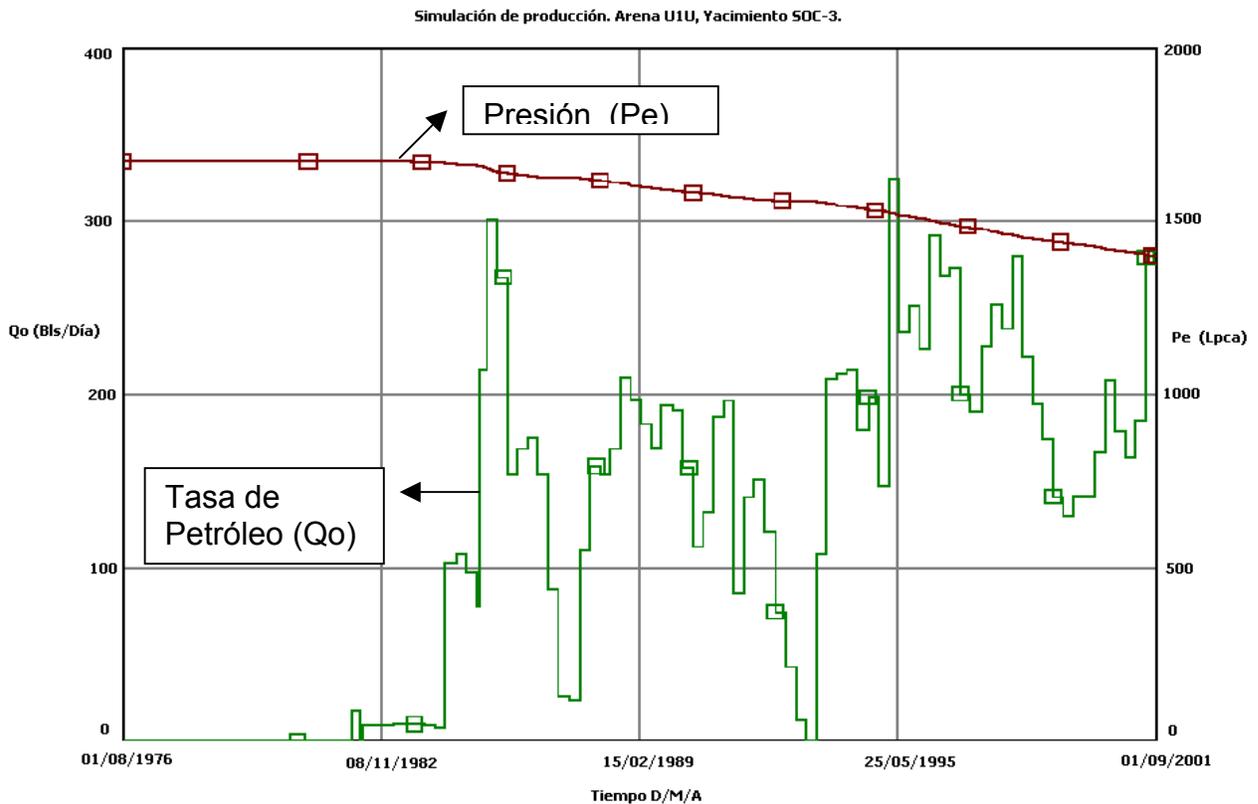


Figura IV.1. Declinación de presión con el tiempo. Arena U1U, yacimiento SOC-3.

Para la realización de ese estudio fue utilizado el programa de balance de materiales MBAL ®, considerando la existencia de un acuífero, con un influjo de agua de aproximadamente 464,8 MBNA. La **tabla IV.1** detalla la declinación de la presión con el tiempo. Las consideraciones con respecto al acuífero fueron que el mismo era un acuífero de fondo, con propiedades de roca igual a las del yacimiento, esto es; que posee igual porosidad y permeabilidad que el yacimiento.

La arena U1U, yacimiento SOC-3, ha sido producida únicamente por los pozos ES-401 y SOC-3. La simulación de presión presentada en la **figura IV.1**, fue realizada en función de las producciones reportadas para ambos pozos de dicha arena, lo cual sumadas, es la producción total del yacimiento.

Tabla IV.1. Declinación de presión con el tiempo. Arena U1U, Yacimiento SOC-3.

ARENA U1U, YACIMIENTO SOC-3. (WE = 464.8 MBNA)	
FECHA	PRESIÓN (LPCA)
1/02/96	1507
1/03/96	1506
1/05/96	1501
1/06/96	1499
1/08/96	1495
1/09/96	1493
1/11/96	1489
1/12/96	1487
1/02/97	1484
1/03/97	1483
1/05/97	1480
1/06/97	1479
1/08/97	1475
1/09/97	1473
1/11/97	1469
1/12/97	1467
1/02/98	1464
1/03/98	1462
1/05/98	1458
1/06/98	1456
1/08/98	1453
1/09/98	1452
1/11/98	1449
1/12/98	1447
1/02/99	1445
1/03/99	1443
1/05/99	1441
1/06/99	1440
1/08/99	1437
1/09/99	1436
1/11/99	1434
1/12/99	1432
1/02/00	1430
1/03/00	1429
1/05/00	1426
1/06/00	1424
1/08/00	1421
1/09/00	1419
1/11/00	1416
1/12/00	1415
1/02/01	1412
1/03/01	1410
1/05/01	1407
1/06/01	1406
1/08/01	1401
1/09/01	1399

Por otro lado, según los reportes de producción del pozo SOC-3, el mismo produjo de la arena hasta Diciembre de 1.997, desde entonces y hasta la fecha se encuentra inactivo. De igual manera, el pozo ES-401, produjo de la arena hasta Enero de 2.002. Así, la presión actual de la arena U1U, yacimiento SOC-3 y con la cual se realizaron las simulaciones, es la misma presión que tiene desde Enero de 2.002. Siendo así, se procedió mediante la **figura IV.1**, a calcular la presión de la arena a Enero de 2.002, resultando:

$$P_e \text{ (Arena U1U, Yac. SOC-3)} = 1.393 \text{ LPC}$$

4.3 ÁREA DE DRENAJE

A continuación se presenta el mapa Isopaco – Estructural de la Arena U1U, Yacimiento SOC-3:

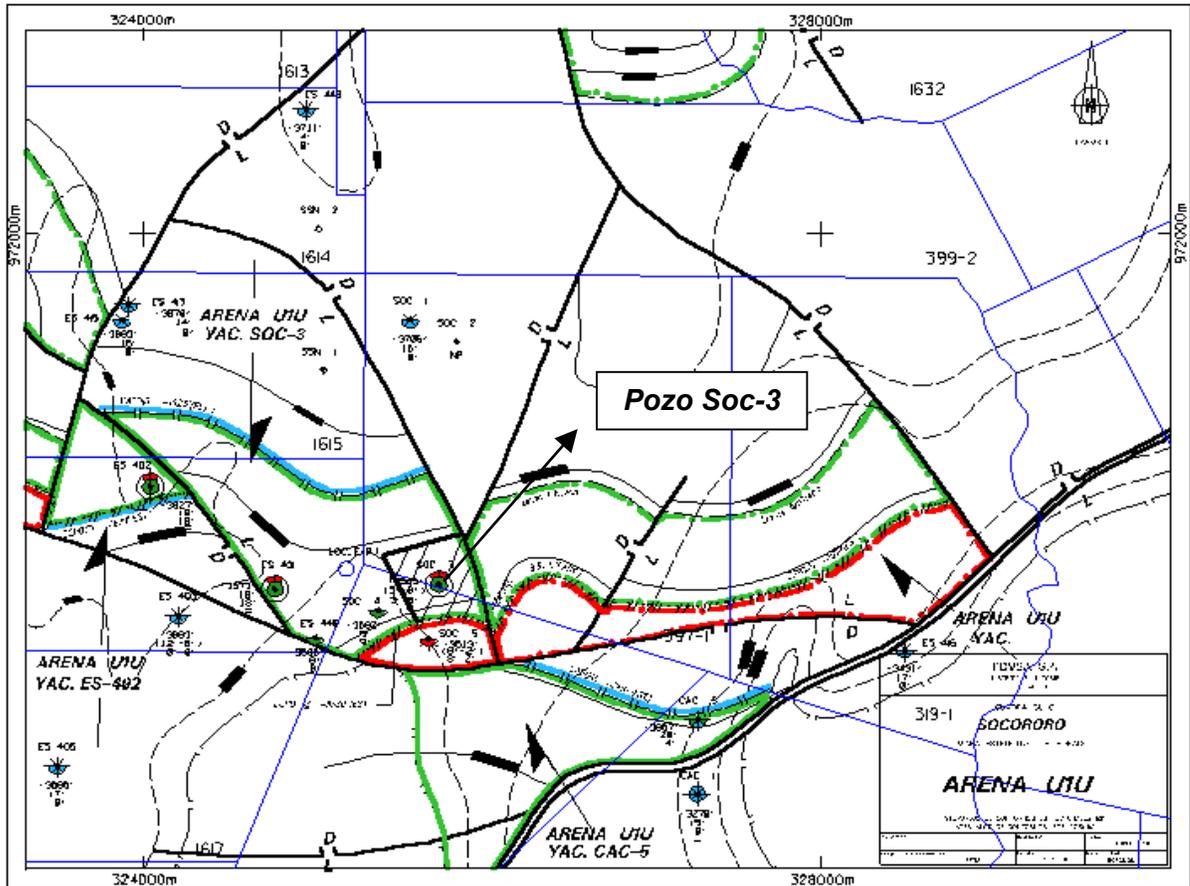


Figura IV.2. Isopaco-Estructural. Arena U1U, Yacimiento Soc-3

Para la estimación del área de drenaje del pozo SOC-3, fueron considerados los siguientes límites:

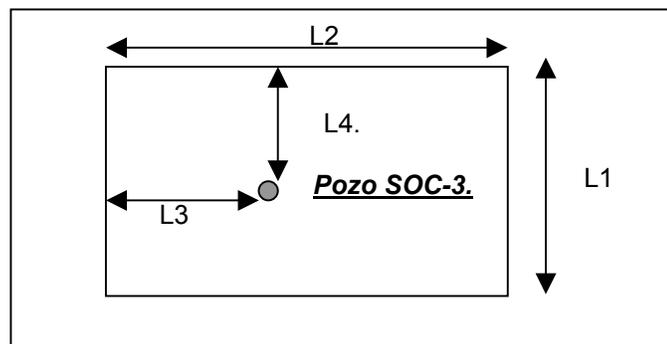
- Hacia el Sur, esta limitado por el contacto Gas / Petróleo original del yacimiento, en la **figura IV.2** aproximadamente a 737 pies del pozo.
- Hacia el Este, esta limitado por una falla Geológica de tipo Normal secundaria en dirección Sureste-Noroeste, en la **figura IV.2** aproximadamente a 804 pies del pozo.

- Hacia el Norte esta limitado por un contacto Agua / Petróleo, en la **figura IV.2** aproximadamente a 2.950 pies del pozo.
- De acuerdo al mapa Isopaco - Estructural de la arena U1U, Yacimiento SOC-3, el pozo SOC-3 se encuentra localizado en un punto tal, que sus límites y su posición hacen que su área de drenaje parezca tener una forma rectangular, como se puede observar en forma resaltada (Línea negra) en la **figura IV.2**.
- La escala de la **figura IV.2** es 1:20.000

De acuerdo a las consideraciones anteriores se puede asumir que la distancia que existe desde el pozo Soc-3 hasta el contacto Gas / Petróleo en la figura IV.2, representa la distancia máxima de drenaje del pozo en ese espacio y/o sección, y en sentido contrario existe una distancia de drenaje de similar longitud, las cuales sumadas representan la longitud total del área de drenaje supuesta, esto es: $2 * 737 \text{ pies} = 1.474 \text{ pies}$.

Igualmente y de acuerdo a las consideraciones realizadas, se puede asumir que la distancia que existe desde el pozo Soc-3 hasta la falla Geológica del tipo Normal en la figura IV.2, representa la distancia máxima de drenaje del pozo en ese espacio y/o sección, y en sentido contrario existe una distancia de drenaje de similar longitud, las cuales sumadas representan el ancho total del área de drenaje supuesta, esto es: $2 * 804 \text{ pies} = 1.608 \text{ pies}$.

Finalmente se puede estimar que el área de drenaje del pozo SOC-3, y de acuerdo los datos exigidos por el programa de Simulación WELLFLO®, tiene la siguiente forma:



Donde:

L1 = Longitud total del área de drenaje asumida.

L2 = Ancho promedio del área de drenaje asumida.

L3 = Distancia desde el pozo Soc-3 hasta la falla Geológica de tipo Normal.

L4 = Distancia desde el pozo Soc-3 hasta el contacto Gas / Petróleo.

L1 (Pies)	L2 (Pies)
1.474	1.607
L3 (Pies)	L4 (Pies)
804	737

Todo lo anteriormente expuesto, permite calcular un área de drenaje para el pozo SOC-3 de **54 Acres**.

4.4 RADIO DE LA ZONA DAÑADA

El radio de invasión utilizado para realizar las simulaciones del pozo Soc-3, es el correspondiente a la invasión que ocurrió en el pozo durante su perforación, producto del filtrado de lodo. Esta suposición se hace debido a la dificultad, con los datos disponibles, de calcular y/o estimar la longitud radial de dicha sección en la actualidad. En realidad, actualmente en el pozo SOC-3, no existe tal fluido de invasión, debido a que este pozo produjo gran cantidad de arena durante su vida productiva y se cañoneo casi en su totalidad el espesor de arena neta petrolífera, por ello, es lógico suponer que la primera arena producida, fue la arena que contenía el filtrado de lodo, es decir; la porción de la arena que inicialmente fue invadida.

Pese a ello, se supuso que el radio dañado que existe actualmente en el pozo Soc-3, es el radio que en un principio ocupó el filtrado del lodo. Con la premisa de que ya esta zona dañada no estaría ocupada y/o invadida por filtrado de lodo, pero si es una zona ó sección del yacimiento cuya permeabilidad ha sido alterada y/o modificada, primeramente por los fluidos de invasión y seguidamente debido al reacomodo que fueron sufriendo los granos de la formación, al tratar entre ellos mismos de ocupar el espacio que han dejado aquellos granos que estaban en la zona inmediatamente adyacentes a las perforaciones del pozo ó lo que es igual los granos que se encontraban en la zona y/o sección del yacimiento que en un inicio fue invadida por filtrado de lodo y los cuales continuamente fueron producidos.

Una vez explicada la suposición anterior, se procederá a explicar detalladamente la forma en que fue calculado el radio de la zona dañada.

En el año 1.980, **Hassen** ⁽⁷⁾, logró definir una ecuación que permite calcular el radio de invasión de un pozo, dicha ecuación es aplicable para rocas sedimentarias del tipo areniscas, perforadas con cualquier tipo de lodo. Dicha ecuación es la siguiente:

$$R_s = \left[R_w^2 + \frac{2 * R_w}{\phi} * \left(2 * C * T^{0.5} + \frac{3600 * b * \gamma * T}{2.54} \right) \right]^{0.5} \dots ec. 1$$

Donde:

R_s = Es el radio de la zona dañada. [pulgadas]

R_w = Es el radio del pozo. [pulgadas]

ϕ = Es la Porosidad de la roca.

b = Es la constante de estabilidad mecánica del revoque. $\left[\frac{cm^3}{cm^2} \right]$

γ = Es la tasa de corte en las paredes de la formación. [seg⁻¹]

C = Es el coeficiente de pérdida dinámica de fluido. $\left[\frac{pu\ lg^3}{pu\ lg^2 * Hrs^{0.5}} \right]$

T = Es el tiempo de exposición de la formación con el lodo de perforación, es decir, el tiempo que transcurrió desde que se empezó a perforar en el tope de la formación hasta que se colocó el revestimiento de producción [Horas].

4.4.1 Cálculo y/o estimación de los parámetros de la ecuación de HASEN (1.980) ⁽⁷⁾.

El radio del pozo (R_w), se refiere al radio de la mecha con que fue perforado el hoyo de producción, en este caso el diámetro de la mecha fue 8 ½ pulgadas, por lo que el radio del pozo SOC-3 es **4 ¼ pulgadas**.

La porosidad promedio (ϕ) en el área de drenaje del pozo, fue extraída de los estudios de CORPOMENE C.A.⁽³⁾, los cuales indican un valor de **27,6 por ciento** para el pozo SOC-3.

Debido a la dificultad de calcular la constante de estabilidad mecánica del revoque (b), necesariamente hubo que promediar este valor entre los valores que

Economides Michael ⁽⁶⁾ acota dicha constante. Esto es, $b_{m\acute{a}x} = 5 \cdot 10^{-7} \text{ Cm}^3/\text{Cm}^2$ y $b_{m\acute{i}n} = 2 \cdot 10^{-8} \text{ cm}^3/\text{cm}^2$, obteniéndose un $b_{prom} = 2,6 \cdot 10^{-7} \text{ Cm}^3/\text{Cm}^2$. Las consideraciones para este parámetro es principalmente que el revoque es compresible y por tanto el mismo depende de la temperatura de fondo, diferencial de presión en la perforación, r.p.m. del ensamblaje de perforación (mecha - tuberías) y tipo de roca que se este perforando.

El flujo en el espacio anular es, normalmente, laminar y es por lo tanto una función de las propiedades viscosas del lodo. Las tasas de corte (γ), están en el orden de $\gamma_{min} = 5,11$ a $\gamma_{m\acute{a}x} = 511$ segundos recíprocos (seg^{-1}). Desafortunadamente, las predicciones exactas de las relaciones de flujo, entre ellas la tasa de corte en las paredes de la formación, son generalmente difíciles y frecuentemente imposibles de calcular, debido a la existencia de diferentes factores desconocidos e incertidumbres. Quizás, la mayor de estas incógnitas sea el diámetro del hueco, que puede ser tanto, como dos veces el diámetro nominal en secciones ensanchadas del hoyo ⁽⁹⁾. Debido a este inconveniente se tomó un promedio entre los valores en que se acota dicho parámetro para el espacio anular, esto, para reducir en lo posible el error que se pudiera cometer al estimar este valor, así se obtuvo $\gamma_{prom} = 258 \text{ seg}^{-1}$.

El tiempo que la formación estuvo en contacto con el lodo de perforación, fue estimado a partir de la información proveniente de los reportes diarios del pozo. Dichos reportes datan de Agosto de 1.976, fecha en que fue perforado el pozo. La compañía encargada de la perforación del pozo fue TALOVEN, S.A. y los reportes utilizados fueron escritos en aquella época por dicha compañía. A continuación se especifican detalladamente las horas de exposición, según los reportes:

Tabla IV.2. Tiempo de contacto: formación - lodo de perforación. Pozo SOC-3.

HORAS	TRABAJO REALIZADO
5	Perforando desde el tope de la formación interés (4334 pies) hasta la profundidad final de 5002 pies.

HORAS	TRABAJO REALIZADO
1	Circulando en el fondo
1	Viaje corto de 15 parejas de tuberías.
2	Circulando en el fondo.
3 ½	Sacando tuberías, barras y mecha.
9	Tomando registros eléctricos con Schlumberger.
7 ½	Tomando registro eléctrico Schlumberger y desvistiendo equipo Schlumberger.
2	Metiendo, sacando y botando barras.
3	Metiendo tubería de perforación.
1	Circulando.
3	Sacando tubería de perforación.
5 ½	Schlumberger esperando herramienta para tomar muestra de pared.
8	Tomando muestras de pared y prueba de fluido de formación.
2 ½	Metiendo tubería para reacondicionar el hueco.
2	Circulando desde el fondo.
3 ½	Sacando tubería de perforación.
8	Corriendo casing de 5 ½ pulgadas hasta 5002 pies.

Como se puede observar en la **Tabla IV.2**, la formación estuvo en contacto con el lodo de perforación aproximadamente 67 ½ horas.

Para poder calcular la constante de pérdida dinámica de fluido (C), hubo que investigar que tipo de lodo fue utilizado en la perforación del hoyo de producción, las revoluciones por minuto de la mecha, la temperatura de fondo y el diferencial de presión en sobrebalance que fue utilizado. La finalidad de dicha investigación, fue tratar de realizar un lodo de perforación con los mismos componentes o componentes con funciones similares, en caso de que los originales no existiesen, y posteriormente medir la pérdida dinámica de fluidos. Por otro lado, no solo se trataba de realizar un lodo del mismo tipo, sino tratar de ajustar la reología del lodo preparado con la reología reportada en los documentos de TALOVEN, S.A. De esa manera, se puede afirmar que se obtuvo un lodo muy similar al utilizado por TALOVEN, S.A. para perforar el hoyo de producción del pozo SOC-3.

Para preparar el lodo fueron utilizados los equipos del Laboratorio de Fluidos de Perforación y Cementación de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela.

El cálculo de la constante dinámica de pérdida de fluidos arrojó:

$$C = 0,1054 \text{ pulgs/Hrs}^{0.5}$$

Los detalles de dicho cálculo se presentan en el **Apéndice B**.

Finalmente, una vez obtenido el valor de la constante C, se procedió a calcular el radio de invasión aplicando la *ecuación 1*:

$$R_s = \left[(4.25 \text{ pulg})^2 + \frac{2 * 4.25 \text{ pulg}}{0.276} * \left(2 * 0.1054 \frac{\text{pulg}}{\text{Hrs}^{0.5}} * \sqrt{67.5 \text{Hrs}} + \frac{3600 * 2.6 * 10^{-7} \frac{\text{cm}^3}{\text{cm}^2} * 258.0 \text{seg}^{-1} * 67.5 \text{Hrs}}{2.54 \frac{\text{cm}}{\text{pulg}}} \right) \right]^{0.5}$$

$$R_s = 16,4 \text{ pulgs}$$

El resultado indicó, que el Radio de la zona dañado que posee el pozo SOC-3, es **16,4 pulgadas**.

Por otro lado, es importante destacar que el Radio de la zona dañada que utiliza el programa de Análisis Nodal WELLFLO® para realizar las simulaciones, es el radio dañado medido desde la cara de la arena petrolífera, esto por exigencias mismas del programa. Este radio se calculó de la siguiente manera:

$$R_{s, \text{wellflo}} = R_s - R_w = 16.40 \text{ pulgs} - 4.25 \text{ pulgs}$$

$$R_{s, \text{wellflo}} = 12.15 \text{ pulgs}$$

4.5 PARÁMETROS COMUNES PARA LA SIMULACIÓN DE LAS COMPLETACIONES EN ESTUDIO.

Los principales parámetros desarrollados para la ejecución del trabajo fueron los siguientes:

- **Temperatura de yacimiento:** De acuerdo a la evaluación desarrollada por CORPOMENE, C.A.⁽³⁾, la temperatura promedio de la arena U1U, yacimiento SOC-3, es **159 °F**.
- **Permeabilidad Efectiva al Petróleo:** La permeabilidad efectiva al petróleo, se tomó de los estudios de CORPOMENE C.A.⁽³⁾, la cual tiene un valor de **231 Mds**, la misma fue calculada a la saturación irreducible de agua.
- **Espesor de arena neta petrolífera:** Mediante el registro micro-esférico del pozo SOC-3, se determinó que la arena U1U, yacimiento SOC-3, tiene 15 pies de espesor de arena total petrolífera la cual en su parte intermedia presenta una capa de un pie de espesor con un alto contenido de arcilla, por lo que el espesor de arena neta petrolífera es **14 pies**. (ver *anexo 3*).
- **Análisis P.V.T. de los fluidos del yacimiento:** El análisis P.V.T. de los fluidos de yacimiento fue tomado del estudio de CORPOMENE C.A.⁽³⁾.
- **Correlaciones para el análisis P.V.T.:** Las correlaciones utilizadas en el programa para el análisis P.V.T. fueron las mismas que CORPOMENE C.A.⁽³⁾ utilizó durante su estudio. Estas fueron:
 - 1).** Para correlacionar la presión de burbujeo (P_b), la relación gas –petróleo en solución (R_s) y el factor volumétrico del petróleo, se utilizó la correlación de **STANDING**.

2). Para correlacionar la viscosidad del petróleo (μ), se utilizó la correlación de **BEGG et AL.**

3). Para correlacionar la viscosidad del gas (μ g), se utilizó la correlación de **LEE et AL.**

➤ **Relación gas – petróleo instantánea de producción esperada (RGP):** Ya que la arena U1U, yacimiento SOC-3, fue producida hasta Enero del 2.002 por el pozo ES-401, el cual esta muy cercano (aproximadamente 153 pies) del pozo SOC-3, se tomó como comportamiento de RGP de producción el que presentaba el pozo ES-401 en los últimos 12 meses antes de ser cerrado definitivamente. La justificación es debido a que el pozo SOC-3, tiene 4 años y 8 meses en estado inactivo, no se justifica que el comportamiento de RGP que el mismo presente actualmente sea similar al que presentaba justo antes de ser cerrado, ya que la relación gas-petróleo (RGP) esta asociada entre otros parámetros, con la presión de la arena. Luego la presión que la arena U1U, yacimiento SOC-3 presentaba en el momento en que el pozo SOC-3 dejó de producir, no es la misma que presentaba en el momento en que el pozo ES-401 fue cerrado, ya que este último continuó produciendo la arena 4 años y 5 meses más. Luego en base a lo anterior, la relación gas petróleo utilizada fue calculada en función de los reportes mensuales de producción del pozo ES-401:

Tabla IV.3. RGP instantánea de los últimos doce meses reportados. Pozo ES-401.

REPORTES MENSUALES DE RELACIÓN GAS-PETRÓLEO. POZO ES-401	
FECHA (M-A)	RGP instantánea (PCN/BN)
10-00	502
11-00	474
12-00	513
01-01	438
02-01	564

REPORTES MENSUALES DE RELACIÓN GAS-PETRÓLEO. POZO ES-401	
FECHA (M-A)	RGP instantánea (PCN/BN)
03-01	561
04-01	462
05-01	1032
06-01	844
07-01	411
08-01	712
09-01	895

El promedio de RGP instantáneo, de acuerdo a la **tabla IV.3** es **617 PCN/BN**.

- **% AyS esperada** : Para el cálculo del % AyS esperado, se procedió de forma similar que el cálculo de la RGP, utilizándose el promedio de los últimos 12 meses de % AyS reportados para el pozo ES-401, esto es:

Tabla IV.4. % AyS de los últimos doce meses reportados. Pozo ES-401.

REPORTES MENSUALES DE % AYS. POZO ES-401	
FECHA (M-A)	% AyS
08-00	2,7
09-00	4,5
10-00	5,7
11-00	5,4
12-00	5,0
01-01	3,1
02-01	3,6
03-01	1,8
04-01	0,2
07-01	0,8
08-01	1,0
09-01	0,7

El promedio de % AyS de acuerdo a la **tabla IV.4** es **2,9 %**.

- **Gravedad específica del gas de yacimiento:** La gravedad específica del gas del yacimiento, se tomó del estudio de CORPOMENE C.A ⁽³⁾, la cual tiene un valor de **0,76**.
- **Salinidad del agua de formación:** De acuerdo a los análisis de fluidos localizados en la historia del pozo SOC-3, en el momento en que se probó la arena U1U, yacimiento SOC-3, se reporta una salinidad de 7.216 Cl⁻ (ppm).
- **°API del petróleo:** De igual manera que la salinidad del agua de formación y de acuerdo a los análisis de fluidos localizados en la historia del pozo SOC-3, en el momento en que se probó la arena U1U, yacimiento SOC-3, se reportó una gravedad °API promedio de 20,5°.
- **Desviación del pozo :** Se estimo que el pozo es completamente vertical, esto en vista de la dificultad para calcular dicha desviación con la data disponible, por otro lado la desviación del pozo no es un factor que contribuya con el daño a la formación. Es decir, la desviación no daña el pozo si se considera que al existir una desviación, incrementaría la longitud del intervalo abierto al flujo, luego al presentarse estas condiciones, la desviación; mas que actuar como un agente causante de pseudo-daño positivo al yacimiento, actúa como una pequeña estimulación al mismo. La reducción ocurrida en el daño debido a la desviación del pozo es casi imperceptible, esto se notó en la medida en que se variaba el ángulo de desviación entre 1 y 20 grados y no ocurrían cambios significativos a nivel de daño de yacimiento ni en el comportamiento de producción. Luego el ángulo utilizado para los fines de la simulación fue **0 grados** con respecto al plano vertical.
- **Permeabilidad Vertical:** El valor de la permeabilidad vertical para la arena U1U, yacimiento SOC-3, es un cálculo de extremada dificultad si se considera

que éste es un parámetro que se calcula: analizando núcleos de yacimiento o con pruebas de pozos de suma complejidad.

Por otro lado, la gran mayoría de los yacimientos son del tipo “*anisotrópicos*”, esto es; la permeabilidad horizontal y vertical son distintas en todos los puntos y direcciones del yacimiento.

Debido a lo anteriormente expuesto, la permeabilidad vertical que fue utilizada en la simulación se estableció en 40 % de la permeabilidad efectiva al petróleo. Este valor fue utilizado, debido a sugerencias por parte de expertos en el área de daño a la formación y estimulación de pozos. PDVSA INTEVEP⁽¹⁷⁾. Así la permeabilidad vertical utilizada, se calculó según la siguiente ecuación:

$$K_v = 0,4 * K_o \dots \text{ec. 1}$$

Donde:

K_v = Permeabilidad vertical promedio de la arena (Mds).

K_o = Permeabilidad efectiva al petróleo (Mds).

Con $K_o = 231$ Mds, y sustituyendo en la ecuación 1:

$$K_v = 0,4 * 231 \text{ Mds} = \mathbf{92,4 \text{ Mds}}$$

La permeabilidad vertical utilizada para realizar el conjunto de simulaciones fue **$K_v = 92,4$ Mds.**

- **Radio interno del empaque con grava:** El radio interno del empaque con grava, es igual al radio externo del *liner* ó *rejilla* que lo va a contener, para las completaciones simuladas, se propuso colocar un liner del tipo ranurado de diámetro 2 7/8 pulgadas (ver **tabla III.3**), por lo que el radio interno del empaque es **1,4375 pulgadas.**

➤ **Permeabilidad de la grava:** La grava que se propuso utilizar para las completaciones y con la cual se realizó las simulaciones, fue un tipo de grava sugerida en función de las conclusiones alcanzadas en un estudio de control de arena realizado en PETROUCV ⁽⁴⁾. Dicho estudio indica que el problema de arenamiento en el Área Mayor de Socororo no se debe principalmente a la migración de finos sino a la migración de granos de gran diámetro. Por esta razón los empaques con grava que deben colocarse en los pozos del Área deben utilizar gravas de gran diámetro. Como no se dispone de análisis granulométricos que permitan sugerir un tipo de grava específico, sino con una historia de pozos que indica que el pozo SOC-3, fue históricamente empacado con grava 12-18 y se arenaba ó taponaba continuamente, se decidió de acuerdo al estudio mencionado, proponer el uso de una grava con una medida inmediatamente superior, es decir una grava 12-16 de tipo esférica.

Ya que los manuales comerciales no indican directamente la permeabilidad de la grava 12-16, se realizó un gráfico de permeabilidad Vs. Medida de grava promedio (Gravas comerciales), a fin de estimar dicho parámetro. A continuación se presentan las medidas de grava utilizada y la gráfica resultante:

Tabla IV.5. Medidas y permeabilidades de las gravas utilizadas.

MEDIDA SUPERIOR	MEDIDA INFERIOR	MEDIDA PROMEDIO	PERMEABILIDAD (Darcies)
40	60	50	69
20	40	30	171
10	20	15	652
8	12	10	1.969
6	10	8	2.703

Las gravas comerciales utilizadas fueron 40-60, 20-40, 10-20, 8-12 y 6-10.

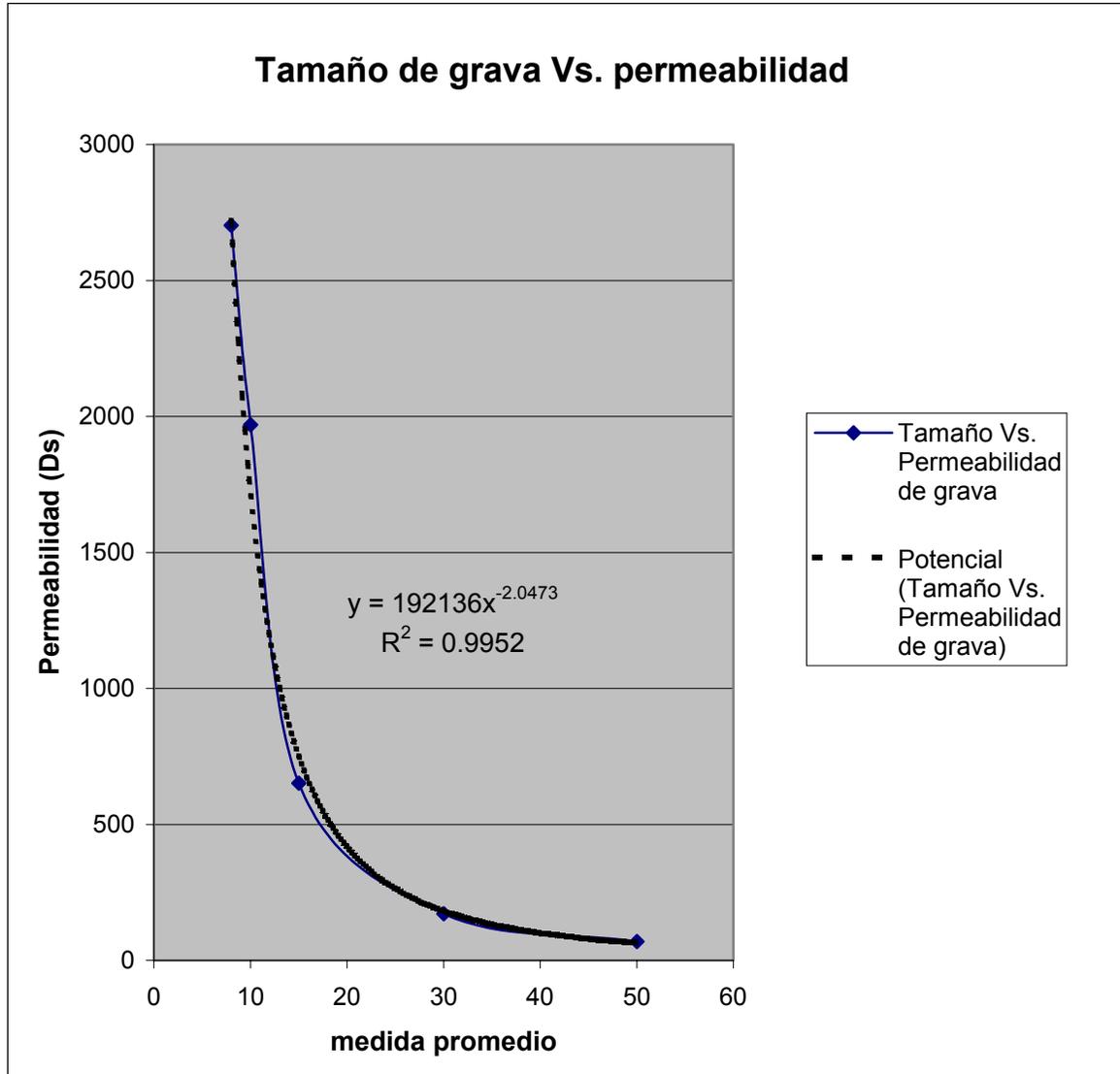


Figura IV.3. Medida promedio Vs. Permeabilidad de gravas comerciales.

La **figura IV.3**, indica que la mejor función que describe y/o ajusta el comportamiento de la curva resultante, es una función del tipo potencial (línea punteada), teniendo un coeficiente de dispersión de puntos (R^2) igual a 0,9952, valor que es bastante aceptable, si se considera que el ajuste perfecto tiene un R^2 de 1.

De la gráfica anterior se obtuvo la ecuación que define la permeabilidad de la grava, en función de la medida de grava promedio, resultando:

$$K_{grava} = 192.136 * (M_{prom})^{-2.0473} \dots ec. 2$$

Donde:

K_{grava} = Permeabilidad de la grava (Ds)

M_{prom} = Medida promedio de la grava.

Luego:

$$M_{prom} = \frac{12+16}{2} = 14 \quad , \quad \text{sustituyendo en la ecuación 2:}$$

$$K_{grava} = 192.136 * (14)^{-2.0473} = 865 \text{ Darcies}$$

La permeabilidad calculada para la grava 12-16, y la cual se utilizó en las simulaciones fue **865 Darcys**.

➤ **Eficiencia de la grava:** La eficiencia de la grava es función de las caídas de presión que la misma provoca a través del empaque. Es decir, que la eficiencia de la gravas viene dada por la caída de presión real entre la caída de presión teórica provocada por la grava a través del empaque. Para este estudio se supuso que:

- 1). La grava esta bien escogida.
- 2). La grava es en realidad esférica.
- 3). La grava es realmente 12-16.
- 4). Durante su colocación no se mezclará con arena, arcilla y/o finos del yacimiento.

En función de las consideraciones enumeradas, se asumió que la caída de presión real, a través del empaque con grava es igual a la caída de presión teórica a través del mismo. Siendo así, la eficiencia *inicial* de la grava usada para realizar la simulación fue de **100 %**.

➤ **Permeabilidad de la zona dañada:** La permeabilidad de la zona dañada fue el único parámetro que varió, en vista de la dificultad extrema para su cálculo ó estimación. La manera más común de calcular la permeabilidad dañada es mediante el análisis de una prueba de presiones. Luego, en vista de que no se disponía de un valor exacto de permeabilidad de la zona dañada, se fue variando dicho valor tomando en consideración los siguientes puntos:

1). En base a la literatura consultada⁽⁵⁾ y para fines del presente estudio, se decidió clasificar el daño de yacimiento en función de la relación de permeabilidad, definida por la relación entre permeabilidad de la zona dañada y la permeabilidad de la zona no dañada (K_s/K_o), bajo el siguiente esquema:

Tabla IV.6. Clasificación sugerida de daño al yacimiento.

RELACIÓN: K_s/K_o	CLASIFICACIÓN
0,05-0,2	Daño muy alto a la formación
0,2-0,3	Daño mediano a la formación
0,3-0,5 y mayor	Daño bajo a la formación

2). En función de la **tabla IV.6** y para fines de este estudio, se propuso que la mayor permeabilidad dañada ó alterada que “*teóricamente*” pudiera presentar la arena U1U, Yac. SOC-3 en la zona ó radio dañado, es el 5 por ciento de la permeabilidad efectiva al petróleo.

3). Se propuso en función de la **tabla IV.6** y para fines de este estudio, que la menor permeabilidad dañada ó alterada que “*teóricamente*” pudiera presentar la zona dañada de la arena U1U, Yac.SOC-3, es el 50 por ciento de la permeabilidad efectiva al petróleo.

4). De acuerdo a lo anterior, se estimo que las permeabilidades dañadas podrían tomar cualquier valor entre 5 y 50 por ciento de la permeabilidad

efectiva al petróleo, por lo que se trabajó con ese parámetro, variando dichos valores, de la siguiente manera: 5, 10, 15, 20, 30, 40 y 50 por ciento de la permeabilidad efectiva al petróleo, con el fin de cubrir en lo posible todo el conjunto de valores posibles de permeabilidad dañadas que pudiera presentar el yacimiento en esa zona. A continuación se presenta el conjunto de permeabilidades dañadas utilizadas en las simulaciones, utilizándose una permeabilidad efectiva al petróleo igual a 231 milidarcies.

Tabla IV.7. Permeabilidades dañadas utilizadas para las simulaciones.

KS/KO	KS (MDS)
0,05	12
0,10	23
0,15	35
0,20	46
0,30	69
0,40	92
0,50	116

Ko = 231 Mds

4.6 SIMULACIÓN DE UNA COMPLETACIÓN A HOYO ENTUBADO CON EMPAQUE CON GRAVA.

Para la elaboración de esta simulación, fue necesario proponer una completación cuyas características arrojará los mejores resultados posibles en cuanto a producción, daño total causado a la arena, índice de productividad del yacimiento y rentabilidad económica. Esta completación fue propuesta, considerando que la arena en estudio es no consolidada.

4.6.1 Completación Propuesta y/o Evaluada

Las características de la completación propuesta y evaluada, fue la siguiente:

- **Longitud del cañoneo:** Se procedió a simular la completación asumiendo un espesor de arena neta petrolífera (ANP) totalmente cañoneado, esto debido a que a medida que se sensibilizaba con este parámetro, se observó que cuando incrementaba la longitud cañoneada, se generaba un menor daño al yacimiento, se obtenía mayores tasas de petróleos y mayores índices de productividad. Resultados esperados, debido que a medida que se incrementa la longitud cañoneada, incrementa el área expuesta al flujo. Por tanto la longitud cañoneada utilizada para la simulación fue **14 pies**, el cual es igual al espesor de arena neta petrolífera.
- **Características del cañoneo:** Recientes estudios han indicado que para arenas con alta permeabilidad y/o no consolidadas, el tipo de cañón que experimentalmente se recomienda es del tipo BIG HOLE⁽⁵⁾, el cual se caracteriza por generar grandes diámetros de perforaciones en el revestimiento de producción y por obtenerse cortas penetraciones hacia la formación. El tipo de cañón utilizado pertenece a la compañía OWEN⁽¹⁴⁾ (ver **tabla IV.8**).
- **Densidad de cañoneo:** Se utilizó como densidad de cañoneo 4 tiros por pie (T.P.P.)⁽¹⁵⁾, en función de que el diámetro de las perforaciones provocado por

este tipo de cañón (BIG HOLE) es de 0,9 pulgadas. Luego si se aumenta excesivamente la densidad de cañoneo no se lograría mayor incremento en la productividad y por el contrario puede ocasionar un progresivo debilitamiento del revestimiento de producción en esa sección, lo que podría crear inconveniente y/o imposibilitar futuros trabajos en el pozo en esa sección.

- **Fase de disparo:** De manera de lograr una distribución de presión alrededor del pozo lo más circular posible, esto con el fin de lograr una mejor eficiencia de flujo de fluidos hacia las perforaciones⁽⁸⁾, se colocó una fase de disparo de 90°, lo cual distribuye las perforaciones simétricamente alrededor del pozo en forma de espiral.

- **Correlación para el daño debido al cañoneo:** Para calcular el pseudo-daño producido por el cañoneo en el simulador WELLFLO®, se utilizó la correlación de Tariq⁽⁸⁾. Esto, debido a que Tariq ha realizado uno de los estudios más detallados y recientes sobre los efectos del cañoneo en la productividad de un pozo, utilizando modelos de flujos de fluidos en 3D, entre otros.

Tabla IV.8. Características del cañón utilizado en la simulación.

TIPO DE CAÑÓN	BIG HOLE, EXTRAIBLE. 4 PULGS.
Densidad de cañoneo	4 T.P.P
Fase de disparo	90 °
Carga	4 pulgs. HSC-5000-325
Penetración del disparo	6,1 pulgs (API RP-43)
Diámetro de la perf. en el rev. De prod.	0,9 pulgs (API RP-43)
Diámetro del rev. De prod.	5 ½ pulgs
Correlación utilizada	Tariq

- **Radio dañado:** 12,15 pulgadas (calculado anteriormente).

- **Zona quemada debido al cañoneo:** Como la arena U1U, Yacimiento SOC-3, es una arena no consolidada, se asumió, en función de las conclusiones emitidas por un trabajo técnico en el cual se investigó sobre el cañoneo de arenas no consolidadas⁽¹⁸⁾, el cual concluye que al cañonearse el pozo, las paredes del túnel inicialmente formado, se derrumbarían progresivamente, al comenzar el flujo de fluidos del yacimiento al pozo, es decir; **no se generara un túnel de perforación en la arena debido a que es no consolidada**, ya que al producirse una caída de presión del yacimiento al pozo, el túnel formado colapsara.

- **Menor distancia a los límites de la arena:** En vista de que se propuso cañonear completamente la arena *bruta* petrolífera, desde 4.337 pies a 4.352 pies (15 pies de arena *total* petrolífera y 14 pies de arena *neta* petrolífera, esto por existir una zona intermedia en la arena con un alto contenido de arcilla, el cual tiene un pie de espesor. *Ver registro microesférico, anexo 3*), es decir; se cañoneo desde el tope hasta la base de la arena, luego la menor distancia a los límites de la arena es **0 pies**.

- **Intervalo abierto al flujo:** El intervalo abierto al flujo, se refiere al intervalo cañoneado. Para esta completación, se propuso cañonear completamente la arena neta petrolífera (ANP), esto es; el intervalo abierto al flujo fue **14 pies**.

Una vez que fueron calculados y/o estimados todos los parámetros necesarios para realizar la simulación, se procedió a introducir dichos valores en el programa de análisis nodal WELLFLO®, con la finalidad de obtener para cada relación de permeabilidad, los siguientes resultados: Daño total presente en el yacimiento, Índice de productividad y AOF (Máximo potencial absoluto de flujo de fluidos del yacimiento).

**4.7 SIMULACIÓN DE UNA COMPLETACIÓN A HOYO ABIERTO CON
EMPAQUE CON GRAVA.**

La completación evaluada, fue en función de un trabajo de ampliación de hoyo ya planificado para el pozo SOC-3, es decir; en esta parte se evaluó el comportamiento inicial de producción que mostraría el yacimiento si se realizara el trabajo de ampliación de hoyo ya planificado por la gerencia de perforación y rehabilitación de pozos de PETROUCV, C.A. (ver anexo 5).

4.7.1 Completación Evaluada

➤ **Radio de la zona dañada:** Uno de los objetivos del trabajo de ampliación de hoyo propuestos por la gerencia de perforación y rehabilitación de pozos de PETROUCV, C.A., es ampliar el hoyo de 5 ½ a 9 pulgadas de diámetro, esto es; Introducir en el hoyo una tubería DP 2 7/8 pulgadas con ampliador 5 ½" x 9". Originalmente el hoyo de producción del pozo SOC-3, fue perforado con una mecha de 8 ½ pulgada de diámetro, lo que indica que el radio del pozo es de 4,25 pulgadas. Si se amplía el hoyo a un diámetro final de 9 pulgadas, es decir a un radio final de 4,5 pulgadas, se eliminaría 0,25 pulgadas del radio de la zona dañada, desde la cara de la arena hacia adentro de la formación, es decir:

- *Radio dañado (calculado inicialmente) = 12,15 pulgadas*
- *Distancia eliminada del radio de la zona dañada, debido a la ampliación del hoyo = 0,25 pulgadas.*
- *Radio de la zona dañada del yacimiento con esta completación = 12,15 pulgs – 0,25 pulgs. = 11,9 pulgadas.*

Finalmente, el radio de la zona dañada utilizado para fines de la simulación de esta completación fue **11,9 pulgadas**. Hay que recordar que este radio de la

zona dañada es medido desde la cara de la arena, esto por exigencias del programa de análisis nodal WELLFLO®.

- **Menor distancia a los límites de la arena:** Ya que en la propuesta de completación, esta establecido ampliar el hoyo desde 4.334 pies hasta 4.354 pies, es decir, se estableció ampliar una longitud de veinte (20) pies de hoyo, y debido a que la arena bruta petrolífera está desde 4.337 pies a 4.352 pies de profundidad bajo el nivel del mar (15 pies de arena total petrolífera), entonces el tope de la ventana esta por encima del tope de la arena y la base de la ventana esta por debajo de la base de la arena, lo que indica que toda la arena fue abierta al flujo, por tanto la menor distancia a los límites de la arena fue **0 pies**. Este parámetro toma valores distinto y mayores de cero cuando se expone al flujo de fluidos espesores de arena, menores al espesor de arena neto petrolífero.

- **Permeabilidad Vertical:** En este tipo de completacion el flujo de fluidos es producido casi en su totalidad por caídas de presión en la dirección horizontal de la arena, es decir; ya que todo el espesor de arena neta petrolífera esta abierta al flujo de fluidos y toda la cara de la arena a través del espesor neto petrolífero esta libre de cualquier objeto que genere una caída de presión en una dirección distinta a la horizontal (como el revestimiento ó el cemento entre perforación y perforación), las caídas de presión en la dirección vertical de la arena son despreciables, el flujo de fluidos es completamente radial y paralelo a los límites del yacimiento. Por lo tanto en esta completación **no se consideró el valor de permeabilidad vertical**, debido a que no tiene efecto alguno sobre ningún cálculo en el programa de simulación, o lo que es igual el programa no considera este valor para ejecutar sus cálculos internos.

- **Intervalo abierto al flujo:** Ya que se amplió el hoyo de producción del pozo desde 4.334 pies hasta 4.354 pies, veinte (20) pies de hoyo, y debido a que la arena total petrolífera está desde 4.337 pies hasta 4.352 pies, quince (15) pies,

entonces el intervalo abierto al flujo fue el espesor de arena neta petrolífera (ANP), esto es; 14 pies. (ver registro microesférico del pozo, *anexo 3*).

Una vez que fueron calculados y/o estimados todos los parámetros necesarios para realizar las simulaciones, se procedió a introducir dichos valores en el programa de análisis nodal WELLFLO®, con la finalidad de obtener para cada relación de permeabilidad, los siguientes resultados: Daño total presente en el yacimiento, Índice de productividad y AOF (Máximo potencial absoluto de flujo de fluidos del yacimiento).

4.8 SIMULACIÓN DE UNA COMPLETACIÓN, ESTIMULANDO CON FRACTURAS ALTAMENTE CONDUCTIVAS (F.A.C.) SIN EMPAQUE CON GRAVA.

Para la realización de esta simulación en el programa de análisis nodal WELLFLO®, primero fue necesario diseñar una fractura altamente conductiva, las cuales se caracterizan por ser relativamente cortas y de gran ancho. Para el diseño de dicha fractura fue necesario utilizar el programa de simulación en 3D FRACPRO 8.0. El diseño de la fractura en dicho programa fue como sigue:

4.8.1 Diseño de la fractura

El programa FRACPRO 8.0 requirió como datos de entrada para poder diseñar la fractura lo siguiente:

- **Gradiente de fractura de la arena U1U, yacimiento SOC-3:** Ya que no se dispone de un estudio de Geomecánica en la arena U1U, Yac. SOC-3, de manera que pueda suministrar información referente al gradiente de fractura de la misma, hubo necesariamente que asumir un valor de este parámetro, considerando que la arena es no consolidada y que el gradiente de fractura para este tipo de arenas estadísticamente está entre 0,55 y 0,65 Lpca/Pie, por lo que se asumió un valor promedio de **0,60 Lpca/Pie**.
- **Temperatura de Yacimiento:** La temperatura de yacimiento utilizada, fue la reportada en los estudios de CORPOMENE C.A.⁽³⁾, la cual es **159 °F**.
- **Permeabilidad del Yacimiento:** Se utilizó la permeabilidad efectiva al petróleo que se reporta en los estudios de CORPOMENE C.A.⁽³⁾ para el Yac. U1U (Soc-3), la cual tiene un valor de **231 MDs**.
- **Presión de Yacimiento:** La presión de yacimiento fue calculada anteriormente, resultando en un valor de **1.393 Lpca**.

- **Profundidad del tope y la base de la arena petrolífera:** La profundidad del tope es **4.337 pies** y la base esta a **4.352 pies**. (ver anexo 3).
- **Gradiente de fractura de las rocas que limitan superior e inferiormente la arena:** De acuerdo a lo interpretado en los registros del pozo, la arena U1U, Yac. SOC-3, esta limitada superior e inferiormente por rocas del tipo lutitas (ver anexo 3), la cual al igual que la arena petrolífera no existe un valor reportado exacto de gradiente de fractura, por lo que hubo que nuevamente asumir un valor estadístico de gradiente para este tipo de rocas, en función de esa premisa se tomó un valor promedio de **0,85 Lpca/Pie**.
- **Profundidad del tope y la base de las rocas que limitan superiormente la arena:** La lutita que limita superiormente la arena, tiene la base a 4.337 pies de profundidad y el tope a 4.329 pies de profundidad, lo que indica que esa lutita tiene 11 pies de espesor (ver anexo 3).
- **Profundidad del tope y la base de las rocas que limitan inferiormente la arena:** Se interpretan como lutitas intercaladas, las limitan inferiormente la arena, tienen la base a 4.366 pies de profundidad y el tope a 4.352 pies de profundidad, lo que indica que este conjunto de lutitas tiene 14 pies de espesor en total (ver anexo 3).
- **Propiedades Mecánicas y Litológicas:**

Tabla IV.9. Propiedades mecánicas y Litológicas utilizadas.

Tope (pies)	Base (pies)	Litología	Grad. Fractura (Lpc/pie)	Esfuerzo de Cierre (Lpc)	Modulo de Young (Lpc)	Relación de Poisson	Perm. (Mds)
4.329	4.337	Lutita	0,85	3.682	6*10 ⁶	0,25	0
4.337	4.352	Arenisca	0,65	2.607	5*10 ⁶	0,20	231
4.352	4.366	Lutita	0,85	3.699	6*10 ⁶	0,25	0

Los esfuerzos de cierre, el modulo de Young y la Relación de Poisson, fueron calculadas por el programa FRACPRO 8.0.

Una vez que fueron calculados ó estimados todos los parámetros necesarios para diseñar la fractura se procedió a insertar dichos parámetros en el programa de simulación FRACPRO 8.0. El procedimiento consistió básicamente en ir variando el volumen de material de soporte que va a rellenar la fractura con el fin de obtener:

- La máxima concentración posible de material de soporte a través de la fractura, en especial en la boca de las perforaciones (*Ver anexo 7*)
- La máxima conductividad posible a través de toda la fractura, en especial en la boca de las perforaciones (*Ver anexo 7*)
- Una fractura relativamente corta (*Ver anexo 7*)
- Una fractura de gran anchura (*Ver anexo 7*)

Para tal fin fue necesario distribuir el volumen total de material de soporte bombeado hacia la fractura, en seis etapas de bombeo con concentraciones que van desde 8 hasta 20 Lb/Gal. (*Ver anexo 7*)

El fluido de fractura utilizado fue un fluido a base de borato (BOR_G25_1), el cual es un gel reticulado que es usado cuando se manejan altas concentraciones de agente de sostén y cuando se quiere mantener en muy buena suspensión el material de soporte, por otro lado es bastante inofensivo a la formación, de igual manera el fluido utilizado para la limpieza de la formación (ó fluido PAD), el cual se usa antes de colocar el material de soporte, fue agua fresca.

El alto esfuerzo de cierre de la roca alrededor de 2.607 Lpc, exige que se utilice un material apuntalante de alta resistencia, por lo cual se utilizó **arena resinada importada**. Se propuso utilizar arena **16/30** para evitar cualquier riesgo de producción de arena de formación, esto por no tener un análisis granulométrico.

La arena esta recubierta por una resina, que actúa como un agente consolidador de los granos de la arena de una vez que es colocada en la fractura. El procedimiento consiste en bombear hacia la fractura un fluido que reaccione con la resina, de manera que incremente las fuerzas de adhesión entre los granos, y así, progresivamente la arena se va consolidando, resultando al final del proceso una gran roca altamente permeable dentro de la fractura. La misma a partir de ese momento cumple doble función, primero actúa como agente de sostén o material de soporte que no permite que la fractura cierre, y a la vez actúa como un filtro de gran permeabilidad que no permite la migración de arena y/o finos del yacimiento al pozo. En este tipo de estimulaciones no se utiliza empaque con grava, ya que la arena resinada actúa como un elemento de control de arena y/o finos del yacimiento, quedando así las perforaciones libre de rejillas o cualquier otro elemento que pudiera obstruir el flujo de fluidos.

A continuación se presenta la geometría final de la fractura resultante de la simulación:

Tabla IV.10. Geometría final de la fractura. *Fracpro 8.0*

Longitud de un ala de la fractura	75,1 Pies
Altura de la fractura	58,5 Pies
Ancho promedio de la fractura	0,44 pulgadas
Conductividad Adim. de la fractura	0,20

4.8.2 Simulación de producción con la fractura diseñada, utilizando el programa de análisis nodal WELLFLO®.

Una vez que fue diseñada la fractura a generar en la formación (**Tabla IV.10**), se procedió a evaluar el comportamiento inicial de producción de la misma. Inicialmente se introdujeron los valores de la **Tabla IV.10** en el programa de Análisis Nodal WELLFLO®, luego se tomaron las siguientes consideraciones con los restantes datos de entrada:

- **Daño en la cara de la fractura:** El daño en la cara de la fractura es un daño distinto al daño original del pozo (área dañada alrededor del pozo), de hecho, este último no es considerado en los cálculos de Fracturas Hidráulicas, debido a que uno de los objetivos de este procedimiento de estimulación es sobrepasar y eliminar esta área dañada alrededor del pozo creando un canal preferencial al flujo de fluidos de gran permeabilidad. Por otro lado, el daño en la cara de la fractura es un daño provocado por los fluidos con que se realizó dicho procedimiento. La distancia radial de la zona dañada en la cara de la fractura es un parámetro que depende de muchos factores como por ejemplo tipo y viscosidad de los fluidos de pre-empaque (PAD) y el fluido de fractura, tiempo de duración del procedimiento de fractura, diferencias de presiones en el fondo del pozo, entre otros, y por lo general es un cálculo complejo. El daño en la cara de la fractura puede llegar a reducir considerablemente la productividad de un yacimiento si los fluidos de invasión no son inofensivos. *Sin embargo la penetración del daño en la cara de la fractura juega un papel insignificante en fracturas de corta y mediana longitud (menores a 100 pies), por lo que para fracturas cortas suele asumirse un valor de 5 pies o menos, como radio de penetración* ⁽¹⁰⁾.

Para este estudio se asumió un valor de **5 pies** como radio de penetración del daño en la cara de la fractura.

- **Reducción en las propiedades Geométricas de la fractura:** Este punto se refiere a una sección en la fractura, donde se reducen las propiedades geométricas de la misma, cambiando igualmente las del material de soporte. Para fines de este estudio, se asumió que las reducciones en las propiedades geométricas de la fractura y del material de soporte son insignificantes, por considerarse que:

- La resistencia del material de soporte utilizado (arena resinada importada) es sumamente alto.

- La arena en estudio es no consolidada.

En función a lo anterior se asumió que la sección reducida en la fractura es insignificante.

4.8.2.1 Características del cañoneo

Se procedió a recomendar y/o utilizar un cañón del tipo **BIG HOLE**, en función de obtener los máximos diámetros de perforación, a manera de:

- Reducir la caída de presión en la boca de las perforaciones
- Aumentar el área para el flujo de fluidos

Por otro lado se utilizó una densidad de cañoneo de **4 T.P.P.**, a una fase de disparo de **180 grados**, cañoneando todo el intervalo de arena petrolífera, a manera de asegurar una buena propagación de la fractura y una apropiada distribución del material de soporte a través de la misma, siendo esto último esencial en el éxito de un Fracturamiento Hidráulico.

Tabla IV.11. Características del cañón utilizado en la simulación.

TIPO DE CAÑÓN	BIG HOLE, EXTRAIBLE. 4 PULGS.
Densidad de cañoneo	4 T.P.P
Fase de disparo	180 °
Carga	4 pulgs. HSC-5000-325
Diámetro de la perf. en el rev. de prod.	0,9 pulgs (API RP-43)
Diámetro del rev. de prod.	5 ½ pulgs

4.8.2.2 Permeabilidad de la zona dañada: La zona dañada provocada por los fluidos utilizados durante la fractura, provoca una reducción en la permeabilidad del yacimiento en esa sección. En este estudio se asumió que la relación de

permeabilidad en esta zona (permeabilidad de la zona dañada entre permeabilidad efectiva al petróleo, K_s/K_o) podría tomar los siguientes valores: 5,10, 15, 20, 30, 40 ó 50 por ciento, esto con la finalidad de observar el comportamiento de producción a medida que este parámetro varía.

Una vez que fueron calculados y/o estimados todos los parámetros necesarios para realizar las simulaciones, se procedió a introducir dichos valores en el programa de análisis nodal WELLFLO®, con la finalidad de obtener para cada relación de permeabilidad, los siguientes resultados: Daño total presente en el yacimiento, Índice de productividad y AOF (Máximo potencial absoluto de flujo de fluidos del yacimiento).

4.9 PARÁMETROS NECESARIOS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

- Año Base: 2002
- Horizonte Económico del trabajo: 3 años (*)
- Tasa de descuento: 10 %
- Tasa de cambio : 770 Bs/ \$
- Impuesto sobre la renta (% ISLR) = 50 %
- Porcentaje regalías de crudo/gas = 30 %
- Porcentaje aporte legal a PDVSA = 0 %
- Precio del crudo = 16 \$/Bbl.

4.9.1 Unidad Evaluadora

- Región = ORIENTE
- Distrito = SAN TOME
- Campo = SOCORORO ESTE
- Unidad Explotadora = LIVIANO

4.9.2 Características Generales

- Tipo de Fluido = **Petróleo**
- Tipo de trabajo = **RA/RC**
- Costos apoyo y gestión corporativo = 0 Bs/Bbl.
- Porcentaje costo de producción variable = 100 %
- Segregación = **YOPALES NORTE**
- Costo de producción = 2.062,62 Bs./ Bbl. (*)
- *API del crudo* = 20,5
- *RGP del crudo* = 617 PC/BN
- Disponibilidad = 0,93 (*)
- Aplicar factor de inversiones No generadoras = **NO**
- Inversiones NO generadoras = 0 MMBs. / MBD

- Venta de gas producido = **SI**
- Consumo de gas en operaciones = **SI**
- Inyección de gas en operaciones = **No**
- Poder calorífico gas combustible = 1.000 BTU/PC (**)
- Poder calorífico gas producido = 1.217 BTU/PC (**)
- Consumo de gas en operaciones = 5,0 % (**)
- Factor de merma del gas = 1,0 % (**)
- Precio de venta del gas promedio = 0,67 \$/MMBTU
- Porcentaje de declinación de la tasa inicial de petróleo= 27 % / anual. (*)
- Meses de producción el primer año = 12 meses

(*) Valores estadísticos del área. (Yopales Norte)

(**) Estimados de acuerdo al área. (Yopales Norte)

**4.10 CONSIDERACIONES PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS
COMPLETACIONES EN ESTUDIO**

4.10.1 *Completación A Hoyo Entubado Con Empaque Con Grava:*

- *Días del trabajo = 8 días*
- *Costo RA/RC estimado = 133.640.600 Bs. (Ver anexo 9)*
- *Tasa inicial de petróleo = Parámetro variable.*

4.10.2 *Completación A Hoyo Abierto Con Empaque Con Grava:*

- *Días del trabajo = 10 días*
- *Costo RA/RC estimado = 131.495.000 Bs. (Ver anexo 11)*
- *Tasa inicial de petróleo = Parámetro variable.*

**4.10.3 *Completación Estimulando Con Fracturas Altamente Conductivas
(F.A.C.) Sin Empaque Con Grava:***

- *Días del trabajo = 8 días*
- *Costo RA/RC estimado = 167.732.600 Bs. (Ver anexo 13)*
- *Tasa inicial de petróleo = Parámetro variable.*

***POZO SOC-5. ARENA U2M,
YACIMIENTO SOC-5***

4.11 PRESIÓN ESTÁTICA DE LA ARENA U2M, YACIMIENTO SOC-5.

La presión estática del yacimiento U2M (SOC-5), fue calculada utilizando el programa de Balance de Materiales MBAL®, a continuación se presentan los parámetros utilizados para la simulación:

Tabla IV.12. Parámetros de fluidos. Pozo Soc-5. Yac. U2M (Soc-5).

RGP solución (PCN/BN)	165
Gravedad API de yacimiento	15
Gravedad específica del gas de Yac.	0,618
Salinidad del agua de formación (ppm)	7.092

Datos obtenidos de los estudios de **CORPOMENE, C.A.**

Tabla IV.13. Parámetros de yacimiento. Pozo Soc-5. Yac. U2M (Soc-5).

Temperatura (°F)	170
Presión inicial (Lpc)	1.673
Espesor (pies)	37
Porosidad (%)	30
Saturación de agua connata (%)	27
POES (MMBN)	4.851

Datos obtenidos de los estudios de **CORPOMENE, C.A.**

Tabla IV.14. Parámetros de producción. Pozo Soc-5.

Inicio de Producción (D-M-A)	01/03/1980
Fin de producción (D-M-A)	01/05/1997
Petróleo producido acumulado (BN)	314.502
Gas producido Acumulado (MPCN)	255.000
Agua de formación (BN)	84.657

Datos obtenidos de los estudios de **CORPOMENE, C.A.**

A continuación La **figura IV.4**, presenta la declinación de presión con el tiempo.

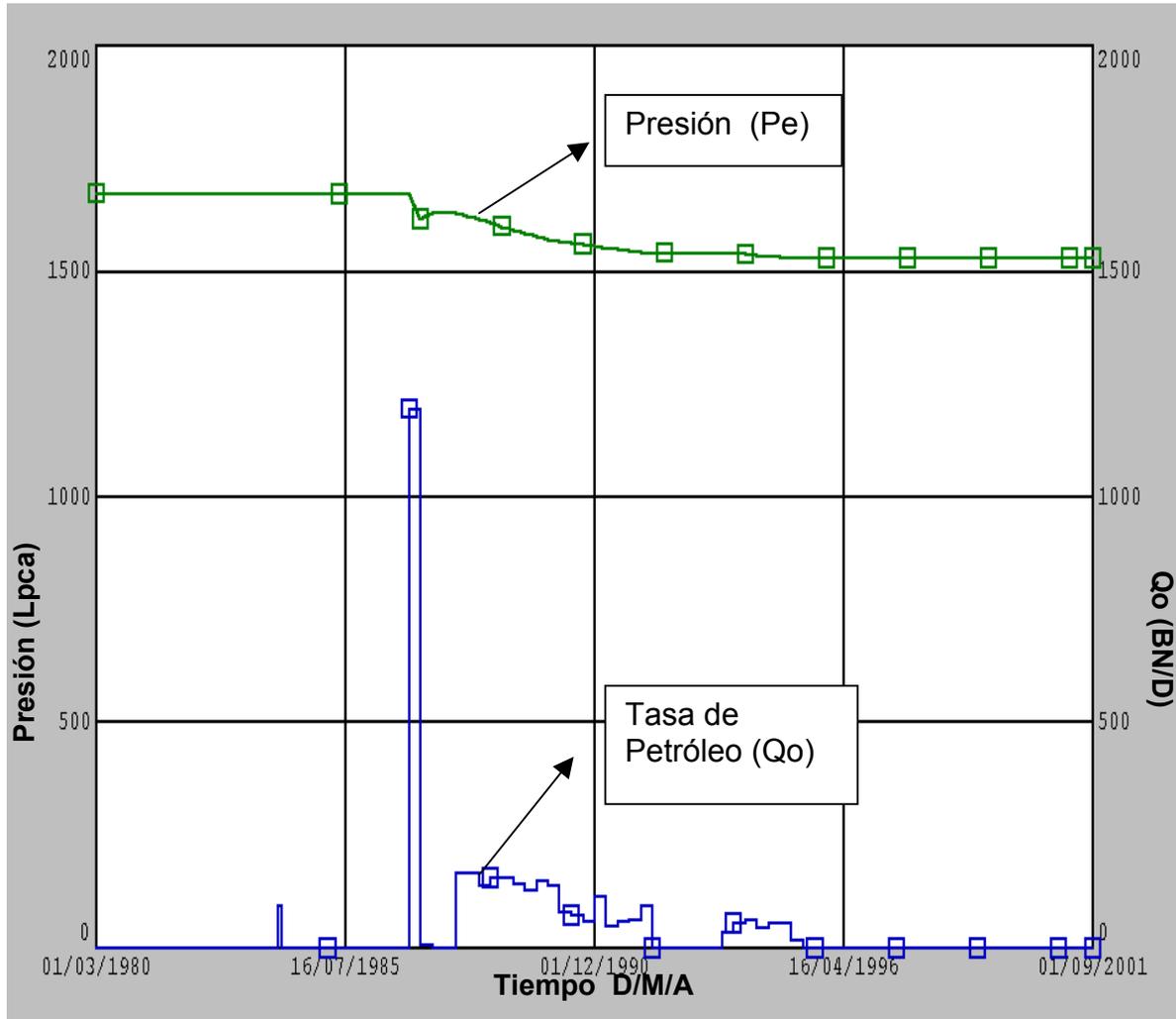


Figura IV.4. Declinación de presión con el tiempo. Yac. U2M (Soc-5)

Debido a que el pozo SOC-5, fue el único pozo que produjo petróleo del yacimiento U2M (Soc-5), la presión estática actual del yacimiento, corresponde a la presión que presentaba la arena en el momento en que el pozo SOC-5 paro de producir en forma permanentemente, es decir la presión en Mayo de 1.995, por lo que de acuerdo a la **figura IV.4**, la presión estática actual esperada para el yacimiento U2M (Soc-5) es:

$$Pe_{(Arena\ U2M,\ Yac.\ SOC-5)} = 1.530\ LPC$$

4.12 ÁREA DE DRENAJE

A continuación se presenta el mapa Isopaco – Estructural de la Arena U2M, Yacimiento SOC-5:

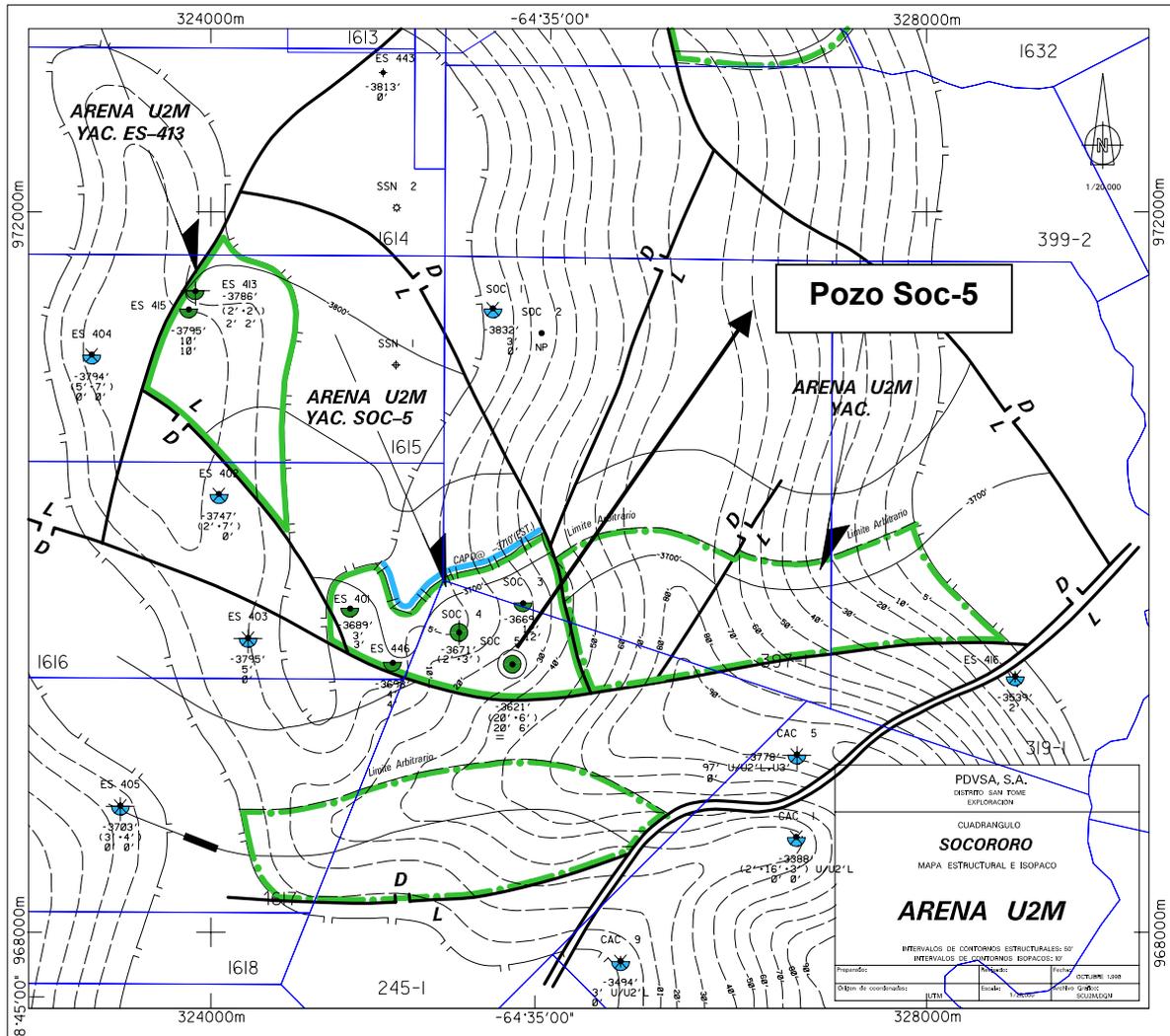


Figura IV.5. Isopaco-Estructural. Yac. U2M (Soc-5).

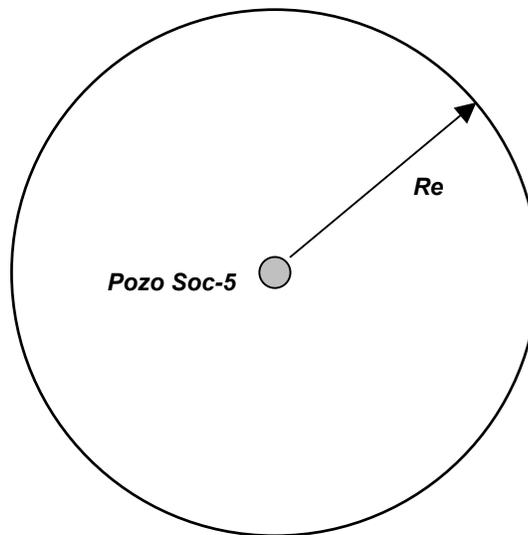
Para la estimación del área de drenaje del pozo SOC-3, fueron considerados los siguientes puntos:

- La distancia entre el pozo SOC-5 y SOC-4, es aproximadamente 410 metros
- La distancia entre el pozo SOC-5 y SOC-3, es aproximadamente 410 metros

- El pozo Soc-5, esta limitado hacia el Sur por una falla geológica Normal, teniendo una distancia de aproximadamente 200 metros.
- Hacia el Norte esta limitado por el C.A.P.O.
- Hacia el Este esta limitado por una falla geológica Normal, teniendo una distancia de aproximadamente 400 metros.
- La escala de la **figura IV.15**, es 1:20.000

En función de las premisas anteriormente nombradas, se estimo que el área de drenaje del pozo SOC-5, tiene forma circular, con un radio de drenaje que es igual a la mitad de la distancia que separa al pozo Soc-5 de los pozos Soc-4 y Soc-3, esto es; aproximadamente 205 metros.

De acuerdo a las consideraciones anteriores, se puede estimar que el área de drenaje del pozo SOC-3, y de acuerdo los datos exigidos por el programa de análisis nodal WELLFLO ®, tiene la siguiente forma:



Re (pies)	Área de drenaje (acres)
671	32,5

4.13 RADIO DE LA ZONA DAÑADA

Las suposiciones y el procedimiento experimental utilizado para calcular el radio de la zona dañada del pozo Soc-5, fue igual al utilizado en el procedimiento experimental del pozo Soc-3, a continuación se presentan los datos utilizados y el valor de radio de la zona dañada calculado:

- Radio del pozo (R_w) = **4 ¼ pulgadas**
- Porosidad de yacimiento (ϕ) = **27,1 %**
- Constante de estabilidad mecánica del filtrado de lodo (b) = **2,6*10⁻⁷ Cm³/Cm²**
- Tasa de corte (γ) = **258 seg⁻¹**.
- Tiempo aproximado de contacto lodo de perforación - formación (T) = **90 Hrs**
- Constante de pérdida dinámica de fluido (C) = **0,1054 pulgs/Hrs^{0.5}**

El lodo de perforación utilizado durante la perforación del hoyo de producción del pozo SOC-5, fue el mismo tipo de lodo utilizado para perforar el hoyo de producción del pozo SOC-3, el cual era del tipo **Lignosulfonato**, en los dos casos las condiciones de perforación fueron muy similares. Debido a que ambos lodos reportaron reología muy parecida, se utilizó el valor de la constante de pérdida dinámica de fluido (C) utilizado en el pozo SOC-3 (Ver **apéndice B**), para realizar los cálculos del pozo SOC-5.

Finalmente, el resultado indicó, que el radio de la zona dañada que posee el pozo SOC-5, es aproximadamente **18,7 pulgs**. Por otro lado, es importante destacar que el radio de la zona dañada que fue utilizado para realizar las simulaciones en el programa de análisis nodal WELLFLO ®, es el radio medido desde la cara de la arena petrolífera, esto por exigencias mismas del programa, luego el radio de la zona dañada que fue utilizado a lo largo de gran parte del estudio, para el pozo SOC-5, fue:

$$R_{s_{\text{wellflo}}} = R_s - R_w = 18,7 \text{ pulgs} - 4,25 \text{ pulgs}$$

$$R_{s_{\text{wellflo}}} = 14,4 \text{ pulgs}$$

4.14 PARÁMETROS COMUNES PARA LA SIMULACIÓN DE LAS COMPLETACIONES EN ESTUDIO.

Ya que el procedimiento y origen de los datos utilizados en el pozo SOC-5 es igual que los datos utilizados en el pozo SOC-3, se procederá a presentar el valor de dichos parámetros en forma tabulada:

Tabla IV.15. Parámetros de roca y fluidos. Pozo Soc-5. Yac. U2M (Soc-5).

Temperatura de Yacimiento (°F)	170
Permeabilidad Efectiva al Petróleo (Mds)	285
Inyectividad relativa (%)	0
Espesor de arena neta petrolífera (pies)	37
Gravedad específica del gas de yacimiento	0,618
Salinidad del agua de formación (ppm)	7.092
Gravedad API del petróleo	12
Desviación del pozo (grados)	0

Datos obtenidos de los estudios de CORPOMENE C.A.

➤ **Análisis P.V.T. de los fluidos del yacimiento:** El análisis P.V.T. de los fluidos de yacimiento fue elaborado utilizando el programa de Balance de materiales MBAL®, a continuación se presentan las correlaciones utilizadas para realizar el análisis P.V.T., las cuales fueron igualmente utilizadas en el programa de análisis nodal WELLFLO®:

1). Para correlacionar la presión de burbujeo (P_b), la relación gas –petróleo en solución (R_s) y el factor volumétrico del petróleo, se utilizó: la correlación de **STANDING**.

2). Para correlacionar la viscosidad del petróleo (μ_o), se utilizó: la correlación de **BEGG et AL**.

3). Para correlacionar la viscosidad del gas (μg), se utilizó: la correlación de **LEE et AL.**

- **Relación gas – petróleo instantánea de producción esperada (RGP):** El pozo SOC-5, es el único pozo que ha producido el yacimiento U2M (Soc-5), en este trabajo se asumió que el comportamiento de RGP instantánea, una vez estabilizada la producción, tendrá un comportamiento similar al observado durante los últimos doce meses antes de ser cerrado el pozo SOC-5, esto debido a que para ambos casos la presión del yacimiento es muy similar.

Tabla IV.16. RGP instantánea de los últimos doce meses reportados. Pozo SOC-5.

REPORTES MENSUALES DE RELACIÓN GAS-PETRÓLEO. POZO SOC-5	
FECHA (MM-AA)	RGP instantánea (PCN/BN)
05-94	431
06-94	464
07-94	458
08-94	578
09-94	361
10-94	1486
11-94	999
12-94	612
01-95	722
02-95	978
03-95	615
04-95	584

El promedio de RGP instantáneo de acuerdo a la **tabla IV.15** es 691 PCN/BN, luego la relación gas-petróleo instantánea esperada en el pozo SOC-5 utilizada fue **691 PCN/BN**.

- **% AyS esperada :** Para el cálculo del % AyS esperado, se procedió de forma similar que el cálculo de la RGP instantánea esperado. En la historia de

producción del pozo aparece el reporte de los últimos 10 meses de comportamiento de %AyS, luego se utilizó el promedio de los últimos 10 meses de % AyS reportados para el pozo SOC-5, esto es

Tabla IV.17. % AyS de los últimos diez meses reportados. Pozo SOC-5

REPORTES MENSUALES DE % AYS. POZO SOC-5	
FECHA (MM-AA)	% AyS
07-94	8,6
08-94	17,6
09-94	18,7
10-94	18,4
11-94	18,7
12-94	15,0
01-95	15,7
02-95	20,9
03-95	22,1
04-95	23,7

El promedio de % AyS de acuerdo a la **tabla IV.16** es 18,0 %, luego el porcentaje de agua y sedimentos esperado utilizado para el pozo SOC-3 fue **18,0 %**.

- **Permeabilidad Vertical:** Se asumió, al igual que en el pozo SOC-3, que la permeabilidad vertical es el 40 por ciento de la permeabilidad efectiva al petróleo, por lo que se utilizó un valor de **114 Mds**.

- **Permeabilidad de la grava:** Utilizándose el mismo procedimiento y premisas que en el pozo SOC-3, se calculó la permeabilidad de la grava propuesta. El pozo SOC-5, en su periodo de producción, históricamente era empacado con grava 12-16 y continuamente reportaba arenamiento de fondo, luego la grava propuesta fue una grava con una medida inmediatamente superior, esta fue del tipo **esférica 10-14**, cuya permeabilidad fue calculada utilizando la ecuación encontrada en el procedimiento del pozo Soc-3, la cual relaciona la

permeabilidad de la grava con la medida promedio de varias gravas comerciales, a continuación se detalla el procedimiento de cálculo:

$$K_{grava} = 192.136 * (M_{prom})^{-2.0473} \dots ec. 2$$

Donde:

K_{grava} = Permeabilidad de la grava (Ds)

M_{prom} = Medida promedio de la grava.

Luego:

$$M_{prom} = \frac{10 + 14}{2} = 12 \quad , \quad \text{sustituyendo en la ecuación 2:}$$

$$K_{grava} = 192.136 * (12)^{-2.0473} = 1.186(Ds)$$

La permeabilidad calculada para la grava 10-14, y la cual se utilizó en las simulaciones para el pozo SOC-5 fue **1.186 Darcys**.

➤ **Eficiencia de la grava:** sobre la base de las mismas suposiciones hechas para la eficiencia de la grava utilizada en el pozo SOC-3, se utilizó un valor de **100 %** de eficiencia para el pozo SOC-5.

➤ **Permeabilidad de la zona dañada (alterada)**

Se propuso al igual que para el pozo SOC-3, que las permeabilidades dañadas podrían tomar cualquier valor entre 5 y 50 por ciento de la permeabilidad efectiva al petróleo, por lo que dicho valor fue variando de la siguiente manera: 5, 10, 15, 20, 30, 40 y 50 por ciento de la permeabilidad efectiva al petróleo. A continuación se presenta el conjunto de permeabilidades dañadas con que se realizaron las simulaciones:

Tabla IV.18. Permeabilidades dañadas utilizadas para las simulaciones.

KS/KO	KS (MDS)
0,05	14,3
0,10	28,5
0,15	42,8
0,20	57,0
0,30	85,5
0,40	114,0
0,50	142,5

Ko = 285 Mds

4.15 SIMULACIÓN DE UNA COMPLETACIÓN A HOYO ENTUBADO CON EMPAQUE CON GRAVA.

Las premisas y el procedimiento experimental utilizado para proponer y simular esta completación, fueron iguales a las utilizadas en el pozo Soc-3, a continuación se presenta un resumen de los parámetros utilizados:

4.15.1 *Completación Propuesta y/o Evaluada*

Las características de la completación propuesta y evaluada, fueron las siguientes:

- **Longitud del cañoneo:** 37 pies, los cuales corresponden al espesor de arena neta petrolífera (ANP).
- **Características del cañoneo:**

Tabla IV.19. Características del cañón utilizado en la simulación.

TIPO DE CAÑÓN	BIG HOLE, EXTRAIBLE. 4 PULGS.
Densidad de cañoneo	4 T.P.P
Fase de disparo	90 °
Carga	4 pulgs. HSC-5000-325
Penetración del disparo	6,1 pulgs (API RP-43)
Diámetro de la perf. en el rev. De prod.	0,9 pulgs (API RP-43)
Diámetro del rev. De prod.	5 ½ pulgs
Correlación utilizada	Tariq

- **Radio dañado:** 14,4 pulgadas (calculado anteriormente).
- **Zona quemada debido al cañoneo:** Se asumió que no se generará túnel de perforación en la arena debido a que es no consolidada.

- **Menor distancia a los límites de la arena:** Ya que se propuso cañonear desde el tope hasta la base de la arena, la menor distancia a los límites de la arena es **0 pies**.

- **Intervalo abierto al flujo:** El intervalo abierto al flujo, se refiere al intervalo cañoneado. Para esta completación, se propuso cañonear completamente la arena neta petrolífera (ANP) , luego, el intervalo abierto al flujo fue **37 pies** (ver anexo 4).

Una vez que fueron calculados y/o estimados todos los parámetros necesarios para realizar la simulación, se procedió a introducir dichos valores en el programa de análisis nodal WELLFLO®, con la finalidad de obtener para cada relación de permeabilidad, los siguientes resultados: Daño total presente en el yacimiento, Índice de productividad y AOF (Máximo potencial absoluto de flujo de fluidos del yacimiento).

**4.16 SIMULACIÓN DE UNA COMPLETACIÓN A HOYO ABIERTO CON
EMPAQUE CON GRAVA.**

Esta completación fue evaluada, en función de un trabajo de ampliación de hoyo ya planificado por la gerencia de perforación y rehabilitación de pozos de PETROUCV, C.A. (ver anexo 6).

Las premisas y el procedimiento experimental utilizado para simular esta completación, fueron iguales a las utilizadas en el pozo Soc-3, a continuación se presenta un resumen de los parámetros utilizados:

4.16.1 Completación Evaluada

➤ **Radio de la zona dañada:**

- Radio de la zona dañada (calculado anteriormente) = 14,4 pulgadas
- Distancia eliminada del radio de la zona dañada debido a la ampliación del hoyo = 0,25 pulgadas.
- Radio de la zona dañada del yacimiento con esta completación = 14,40 pulgs – 0,25 pulgs. = 14,15 pulgadas.

El radio de la zona dañada utilizado para fines de la simulación de esta completación fue **14,15 pulgadas**. Hay que resaltar que este radio de la zona dañada es medido desde la cara de la arena, esto por exigencias del programa de análisis nodal WELLFLO®.

- **Menor distancia a los límites de la arena:** Debido a que esta propuesto ampliar todo el espesor de arena total petrolífero al flujo, la menor distancia a los límites de la arena fue **0 pies**.

- **Permeabilidad Vertical:** Al igual que en el pozo SOC-3, en esta completación *no se consideró el valor de permeabilidad vertical*, debido a que no tiene efecto alguno sobre ningún cálculo en el programa de simulación, o lo que es igual el programa para simular completaciones a hoyo abierto no considera el valor de permeabilidad vertical para ejecutar sus cálculos.

- **Intervalo abierto al flujo:** el intervalo abierto al flujo fue el espesor de arena neta petrolífera (ANP). Esto es, 37 pies. (ver *anexo 4*).

Una vez que fueron calculados y/o estimados todos los parámetros necesarios para realizar las simulaciones, se procedió a introducir dichos valores en el programa de análisis nodal WELLFLO®, con la finalidad de obtener para cada relación de permeabilidad, los siguientes resultados: Daño total presente en el yacimiento, Índice de productividad y AOF (Máximo potencial absoluto de flujo de fluidos del yacimiento).

4.17 SIMULACIÓN DE UNA COMPLETACIÓN ESTIMULANDO CON FRACTURAS ALTAMENTE CONDUCTIVAS (F.A.C.) SIN EMPAQUE CON GRAVA.

Las premisas y el procedimiento experimental utilizado para simular esta completación, fueron iguales a las utilizadas en el pozo Soc-3, a continuación se presenta un resumen de los parámetros utilizados:

4.17.1 Diseño de la fractura

El programa FRACPRO 8.0®, requirió como datos de entrada para poder diseñar la fractura lo siguiente:

- **Temperatura de Yacimiento:** La temperatura de yacimiento reportada en los estudios de CORPOMENE C.A. ⁽³⁾ y la cual fue utilizada es **170 °F**.
- **Presión de Yacimiento:** La presión de yacimiento fue calculada anteriormente arrojando un valor de **1.530 Lpc**.
- **Propiedades Mecánicas y Litológicas:**

Tabla IV.20. Propiedades mecánicas y Litológicas utilizadas. Yac. U2M (Soc-5).

Tope (pies)	Base (pies)	Litología	Grad. Fractura (Lpc/Pie)	Esfuerzo de Cierre (Lpc)	Modulo de Young (Lpc)	Relación de Poisson	Perm. (Mds)
4.358	4.363	Lutita	0,85	3.706	6*10 ⁶	0,25	0
4.363	4.400	Arenisca	0,65	2.629	5*10 ⁶	0,20	285
4.400	4.414	Lutita	0,85	3.740	6*10 ⁶	0,25	0

El alto esfuerzo de cierre de la roca alrededor de 2.629 Lpc, exige que se utilice un material apuntalante de alta resistencia, por lo cual se utilizó **arena resinada importada**. Se propuso utilizar arena **16/30** para evitar cualquier riesgo de producción de arena de formación, esto por no tener un análisis granulométrico.

A continuación se presenta la geometría final de la fractura (Ver anexo 8), resultado de la simulación:

Tabla IV.21. Geometría final de la fractura. *Fracpro 8.0*

Longitud de un ala de la fractura	68 Pies
Altura de la fractura	80 Pies
Ancho promedio de la fractura	0,44 pulgadas
Conductividad Adm. de la fractura	0,20

4.17.2 Simulación de Producción con la Fractura Diseñada, utilizando el Programa de Análisis Nodal WELLFLO®.

Una vez que fue diseñada la fractura a generar en la formación (**Tabla IV.21**), se procedió a evaluar el comportamiento inicial de producción de la misma. Inicialmente se introdujeron los valores de la **Tabla IV.21** en el programa de Análisis Nodal WELLFLO®, tomándose las siguientes consideraciones con los restantes datos de entrada:

- **Daño en la cara de la fractura:** Para este estudio y al igual que en el pozo SOC-3, se asumió un valor de **5 pies** como radio de la zona dañada en la cara de la fractura.
- **Reducción en las propiedades Geométricas de la fractura:** Al igual que en el pozo SOC-3, se asumió que la sección reducida en la fractura es insignificante.

4.17.2.1 Características del cañoneo

Tabla IV.22. Características del cañón utilizado en la simulación.

TIPO DE CAÑÓN	BIG HOLE, EXTRAIBLE. 4 PULGS.
Densidad de cañoneo	4 T.P.P
Fase de disparo	180 °

Carga	4 pulgs. HSC-5000-325
Diámetro de la perf. en el rev. de prod.	0,9 pulgs (API RP-43)
Diámetro del rev. De prod.	5 ½ pulgs

4.17.2.2 Permeabilidad de la zona dañada: La zona dañada generada por los fluidos utilizados durante el fracturamiento hidráulico, provocan una reducción en la permeabilidad del yacimiento en esa sección (cara de la fractura). En este estudio se asumió que la relación de permeabilidad en esta zona (permeabilidad de la zona dañada entre permeabilidad efectiva al petróleo, K_s/K_o) podría tomar los siguientes valores: 5, 10, 15, 20, 30, 40 ó 50 por ciento, esto con la finalidad de observar el comportamiento de producción a medida que este parámetro varía.

Una vez que fueron calculados y/o estimados todos los parámetros necesarios para realizar las simulaciones, se procedió a introducir dichos valores en el programa de análisis nodal WELLFLO®, con la finalidad de obtener para cada relación de permeabilidad, los siguientes resultados: Daño total presente en el yacimiento, Índice de productividad y AOF (Máximo potencial absoluto de flujo de fluidos del yacimiento).

4.18 PARÁMETROS NECESARIOS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA.

- Año Base: 2002
- Horizonte Económico del trabajo: 3 años (*)
- Tasa de descuento: 10 %
- Tasa de cambio : 770 Bs./ \$
- Impuesto sobre la renta (% ISLR) = 50 %
- Porcentaje regalías de crudo/gas = 30 %
- Porcentaje aporte legal a PDVSA = 0 %
- Precio del crudo = 16 \$/Bbl.

4.18.1 *Unidad Evaluadora*

- Región = ORIENTE
- Distrito = SAN TOME
- Campo = SOCORORO ESTE
- Unidad Explotadora = LIVIANO

4.18.2 *Características Generales*

- Tipo de Fluido = **Petróleo**
- Tipo de trabajo = **RA/RC**
- Costos apoyo y gestión corporativo = 0 Bs/Bbl.
- Porcentaje costo de producción variable = 100 %
- Segregación = **YOPALES NORTE**
- Costo de producción = 2062,62 Bs./ Bbl. (*)
- *API del crudo* = 12,0
- *RGP del crudo* = 691 PC/BN
- Disponibilidad = 0,93 (*)
- Aplicar factor de inversiones No generadoras = **NO**
- Inversiones NO generadoras = 0 MMBs. / MBD

- Venta de gas producido = **SI**
- Consumo de gas en operaciones = **SI**
- Inyección de gas en operaciones = **No**
- Poder calorífico gas combustible = 1.000 BTU/PC (**)
- Poder calorífico gas producido = 1.217 BTU/PC (**)
- Consumo de gas en operaciones = 5,0 % (**)
- Factor de merma del gas = 1,0 % (**)
- Precio de venta del gas promedio = 0.67 \$/MMBTU
- Porcentaje de declinación de la tasa inicial de petróleo= 27 % / anual. (*)
- Meses de producción el primer año = 12 meses

(*) Valores estadísticos del área. (Yopales Norte)

(**) Estimados de acuerdo al área. (Yopales Norte)

**4.19 CONSIDERACIONES PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS
COMPLETACIONES EN ESTUDIO.**

4.19.1 *Completación A Hoyo Entubado Con Empaque Con Grava:*

- *Días del trabajo = 8 días*
- *Costo RA/RC estimado = 165.601.600 Bs. (Ver anexo 10)*
- *Tasa inicial de petróleo = Parámetro variable.*

4.19.2 *Completación A Hoyo Abierto Con Empaque Con Grava:*

- *Días del trabajo = 10 días*
- *Costo RA/RC estimado = 142.187.000 Bs. (Ver anexo 12)*
- *Tasa inicial de petróleo = Parámetro variable.*

**4.19.3 *Completación Estimulando Con Fracturas Altamente Conductivas
(F.A.C.) Sin Empaque Con Grava:***

- *Días del trabajo = 8 días*
- *Costo RA/RC estimado = 214.693.600 Bs. (Ver anexo 14)*
- *Tasa inicial de petróleo = Parámetro variable.*

**POZO SOC-3. ARENA U1U,
YACIMIENTO SOC-3**

5.1 COMPLETACIÓN: HOYO ENTUBADO CON EMPAQUE CON GRAVA

Tabla V.1. Resultados técnicos de la simulación. WELLFLO®

Ks/Ko	0.05	0.10	0.15	0.20	0.30	0.40	0.50
Ks (Mds)	12	23	35	46	69	92	116
S (total)	35,0	18,0	11,5	8,5	5,3	3,8	2,8
IP @ 50% AOF (Bbl/D/Lpca)	0,094	0,159	0,215	0,256	0,320	0,367	0,404
AOF (Bbls/D)	72	122	165	196	246	281	309

$K_o = 231$ Mds , % AyS (esperado) = 2.9 %

5.1.1 Tasas de Producción

Debido a que no hay información respecto a que tasa de petróleo producirá el pozo SOC-3, hubo, para fines del estudio, que suponer posibles tasas de producción, que están en función de un porcentaje del AOF (máximo potencial absoluto de flujo de fluidos del yacimiento) el cual a su vez depende del daño total del pozo y por tanto de la relación de permeabilidad presente en el yacimiento. (ver **tabla V.1**). Las tasas aquí presentadas son solo de petróleo, es decir al AOF se le resta el %AyS esperado.

1)

AOF = 72 (B/D)	25 %	50 %	75 %
Qo (B/D)	17	35	52
S = 35,0			

2)

AOF = 122 (B/D)	25 %	50 %	75 %
Qo (B/D)	30	59	89
S = 18,0			

3)

AOF = 165 (B/D)	25 %	50 %	75 %
Qo (B/D)	40	80	120
S = 11,5			

4)

AOF = 196 (B/D)	25 %	50 %	75 %
Qo (B/D)	48	95	143
S = 8,5			

5)

AOF = 246 (B/D)	25 %	50 %	75 %
Qo (B/D)	60	119	179
S = 5,3			

6)

AOF = 281 (B/D)	25 %	50 %	75 %
Qo (B/D)	68	136	205
S = 3,8			

7)

AOF = 309 (B/D)	25 %	50 %	75 %
Qo (B/D)	75	150	225
S = 2,8			

Donde:

S = Daño total al yacimiento (Adimensional)

Como se observa en la **tabla V.1**, el mayor daño al yacimiento se genera si en la zona dañada del yacimiento alrededor del pozo la relación de permeabilidades (K_s/K_o) es 0,05.

A medida que aumenta la relación de permeabilidades, disminuye el daño provocado al yacimiento y aumenta la producción. Para mayor detalle, dirigirse al análisis de resultados (Capítulo 6).

5.2 COMPLETACIÓN: HOYO ABIERTO AMPLIADO CON EMPAQUE CON GRAVA

Tabla V.2. Resultados técnicos de la simulación. WELLFLO®

Ks/Ko	0.05	0.10	0.15	0.20	0.30	0.40	0.50
Ks (Mds)	12	23	35	46	69	92	116
S (total)	23,6	11,7	7,2	5,2	3,0	2,0	1,3
IP @ 50% AOF (Bbl/D/Lpca)	0,130	0,213	0,279	0,326	0,396	0,444	0,480
AOF (Bbls/D)	100	163	214	250	303	340	368

$K_o = 231$ Mds , % AyS (esperado) = 2.9 %

5.2.1 Tasas de Producción

Debido a que no hay información respecto a que tasa de petróleo producirá el pozo SOC-3, hubo, para fines del estudio, que suponer posibles tasas de producción, que están en función de un porcentaje del AOF (máximo potencial absoluto de flujo de fluidos del yacimiento) el cual a su vez depende del daño total del pozo y por tanto de la relación de permeabilidad presente en el yacimiento. (ver *tabla V.2*). Las tasas aquí presentadas son solo de petróleo, es decir al AOF se le resta el %AyS esperado.

1)

AOF = 100 (B/D)	25 %	50 %	75 %
Qo (B/D)	24	49	73
S = 23,6			

2)

AOF = 163 (B/D)	25 %	50 %	75 %
Qo (B/D)	40	79	119
S = 11,7			

3)

AOF = 214 (B/D)	25 %	50 %	75 %
Qo (B/D)	52	104	156
S = 7,2			

4)

AOF = 250 (B/D)	25 %	50 %	75 %
Qo (B/D)	61	121	182
S = 5,2			

5)

AOF = 303 (B/D)	25 %	50 %	75 %
Qo (B/D)	74	147	221
S = 3,0			

6)

AOF = 340 (B/D)	25 %	50 %	75 %
Qo (B/D)	83	165	248
S = 2,0			

7)

AOF =368 (B/D)	25 %	50 %	75 %
Qo (B/D)	89	179	268
S = 1,3			

Donde:

S = Daño total al yacimiento (Adimensional)

Como lo muestra la **tabla V.2**, los resultados obtenidos en esta completación son muy similares a los obtenidos en la completación a hoyo entubado. Se observa que el mayor daño al yacimiento se provoca si la relación de permeabilidades (K_s/K_o) fuera 0,05 y a medida que este valor aumenta, se obtiene valores de daño al yacimiento cada vez menores y mayores producciones.

A diferencia de los valores de daños resultantes en la completación a hoyo entubado, los valores de daños resultantes en esta completación, son menores para una misma relación de permeabilidades. Para mayor detalle, dirigirse al análisis de resultados (Capítulo 6).

5.3 COMPLETACIÓN: HOYO ENTUBADO CON FRACTURAS ALTAMENTE CONDUCTIVAS (F.A.C) SIN EMPAQUE CON GRAVA

Tabla V.3. Resultados técnicos de la simulación. WELLFLO®

Ks/Ko	0.05	0.10	0.15	0.20	0.30	0.40	0.50
Ks (Mds)	12	23	35	46	69	92	116
S (total)	-0,5	-1,5	-1,8	-2,0	-2,2	-2,3	-2,4
IP @ 50% AOF (Bbl/D/Lpca)	0,606	0,709	0,759	0,783	0,811	0,826	0,836
AOF (Bbls/D)	464	543	581	600	621	633	640

K_o = 231 Mds , % AyS (esperado) = 2.9 %

5.3.1 Tasas de Producción

Debido a que no hay información respecto a que tasa de petróleo producirá el pozo SOC-3, hubo, para fines del estudio, que suponer posibles tasas de producción, que están en función de un porcentaje del AOF (máximo potencial absoluto de flujo de fluidos del yacimiento) el cual a su vez depende del daño total del pozo y por tanto de la relación de permeabilidad presente en el yacimiento. (ver **tabla V.3**). Las tasas aquí presentadas son solo de petróleo, es decir al AOF se le resta el %AyS esperado.

1)

AOF = 464 (B/D)	25 %	50 %	75 %
Qo (B/D)	113	225	338
S = -0,5			

2)

AOF = 543 (B/D)	25 %	50 %	75 %
Qo (B/D)	132	264	395
S = -1,5			

3)

AOF = 581 (B/D)	25 %	50 %	75 %
Qo (B/D)	141	282	423
S = -1,8			

4)

AOF = 600 (B/D)	25 %	50 %	75 %
Qo (B/D)	146	291	437
S = -2,0			

5)

AOF = 621 (B/D)	25 %	50 %	75 %
Qo (B/D)	151	301	452
S = -2,2			

6)

AOF = 633 (B/D)	25 %	50 %	75 %
Qo (B/D)	154	307	461
S = -2,3			

7)

AOF = 640 (B/D)	25 %	50 %	75 %
Qo (B/D)	155	311	466
S = -2,4			

Donde:

S = Daño total al yacimiento (Adimensional)

Como se observa en la **tabla V.3**, los daños de yacimientos calculados son negativos, por lo que el yacimiento es siempre estimulado para cualquier relación de permeabilidades (K_s/K_o) que pudiera presentarse en la cara de la fractura. Debido a esta estimulación, las producciones obtenidas con esta técnica son mayores a las obtenidas con las completaciones a hoyo entubado ó hoyo abierto ampliado. Para mayor detalle, dirigirse al análisis de resultados (Capítulo 6).

**RESULTADOS TÉCNICOS – GRÁFICOS.
POZO SOC-3. YAC. U1U (SOC-3)**

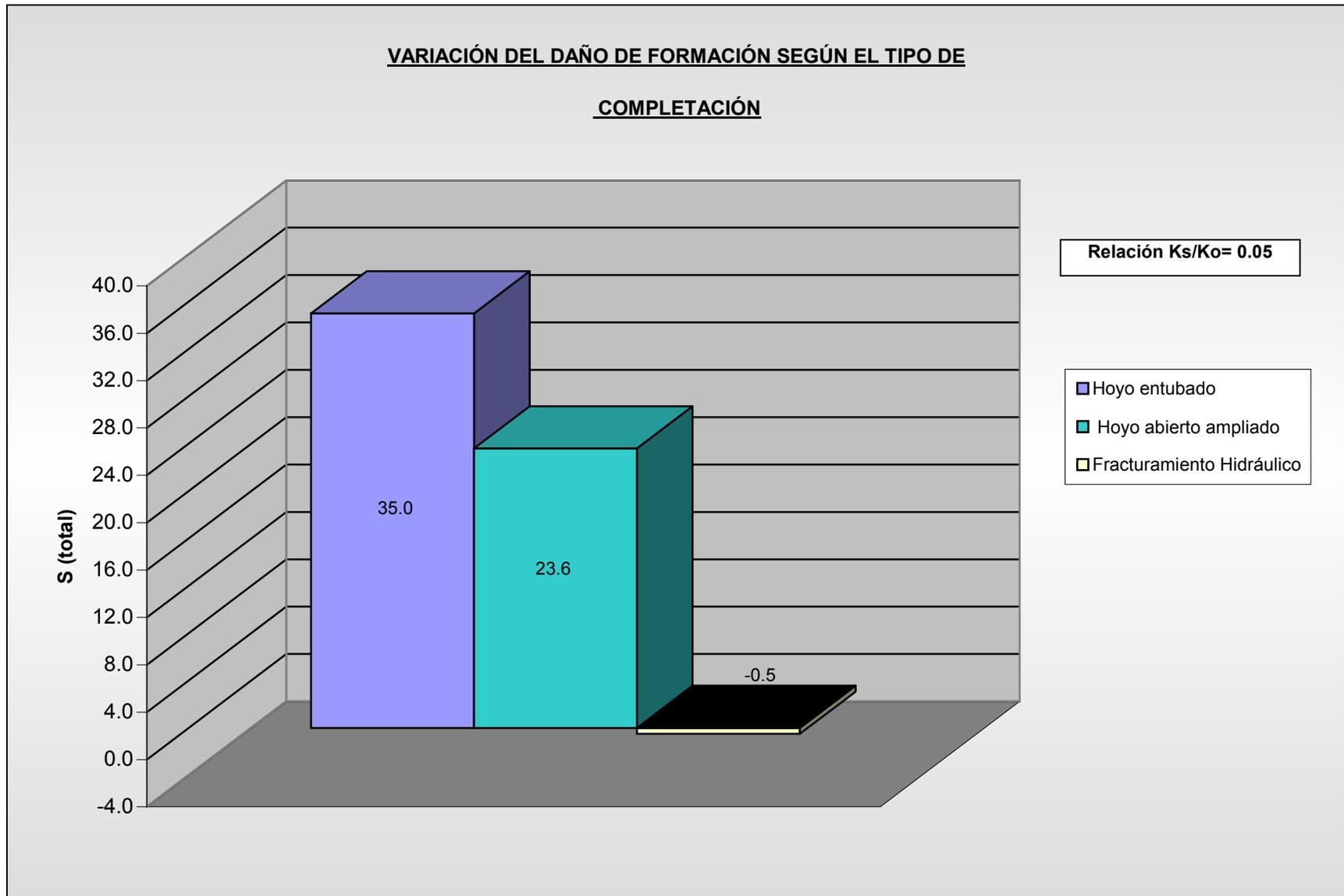


Figura V.1. Resultados Técnicos - Gráficos para una $K_s/K_o = 0,05$.

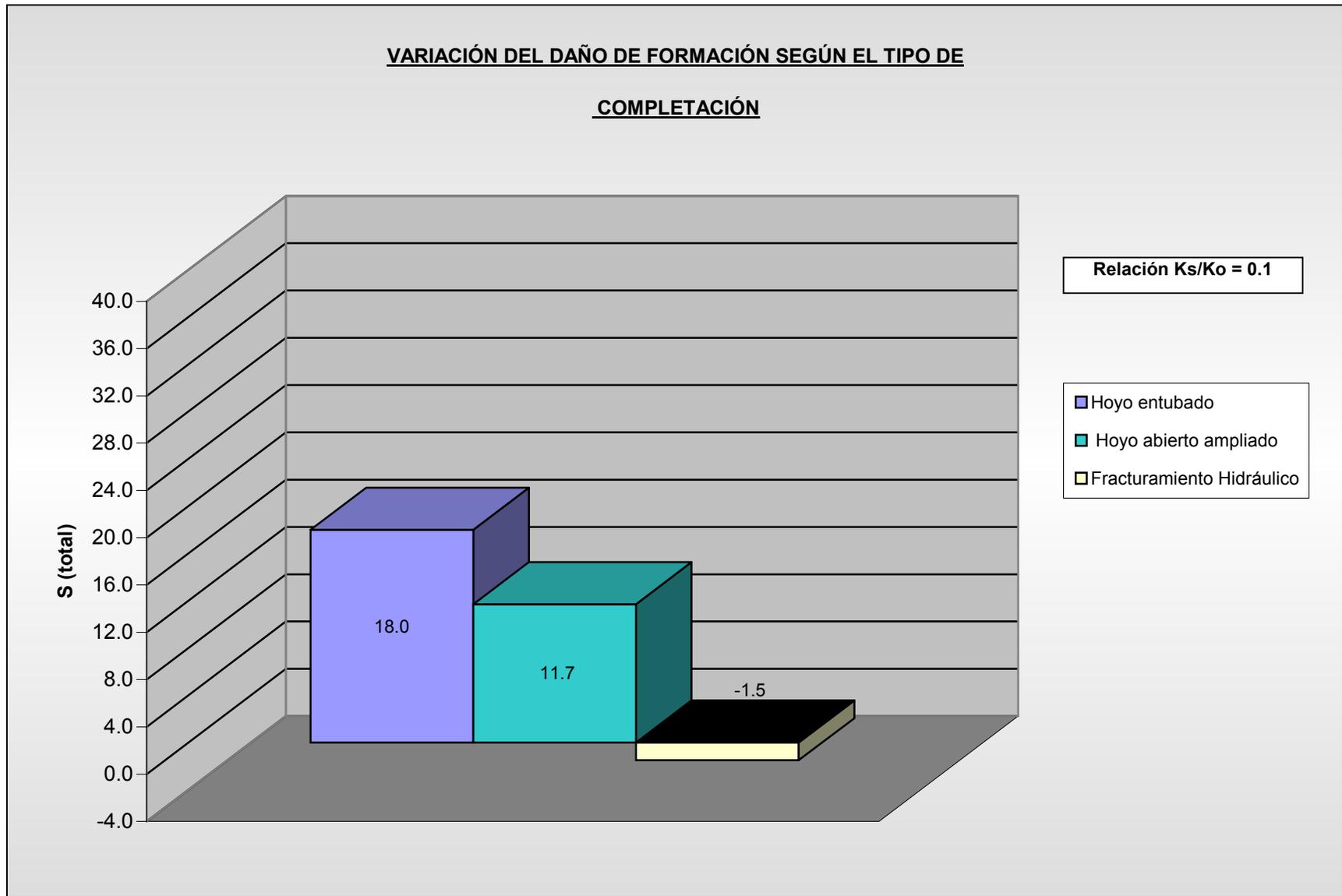


Figura V.2. Resultados Técnicos - Gráficos para una $K_s/K_o = 0,1$.

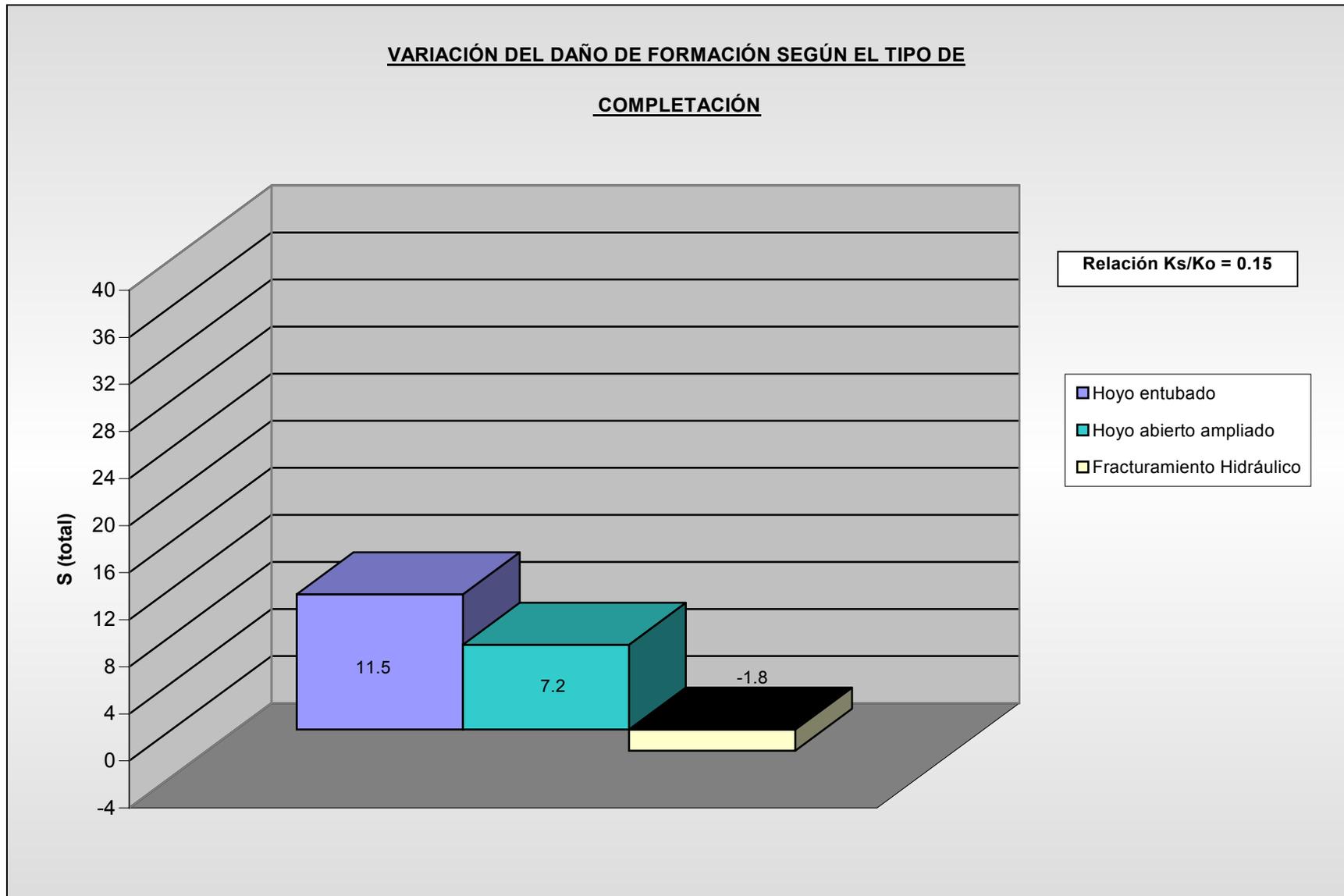


Figura V.3. Resultados Técnicos - Gráficos para una $K_s/K_o = 0,15$.

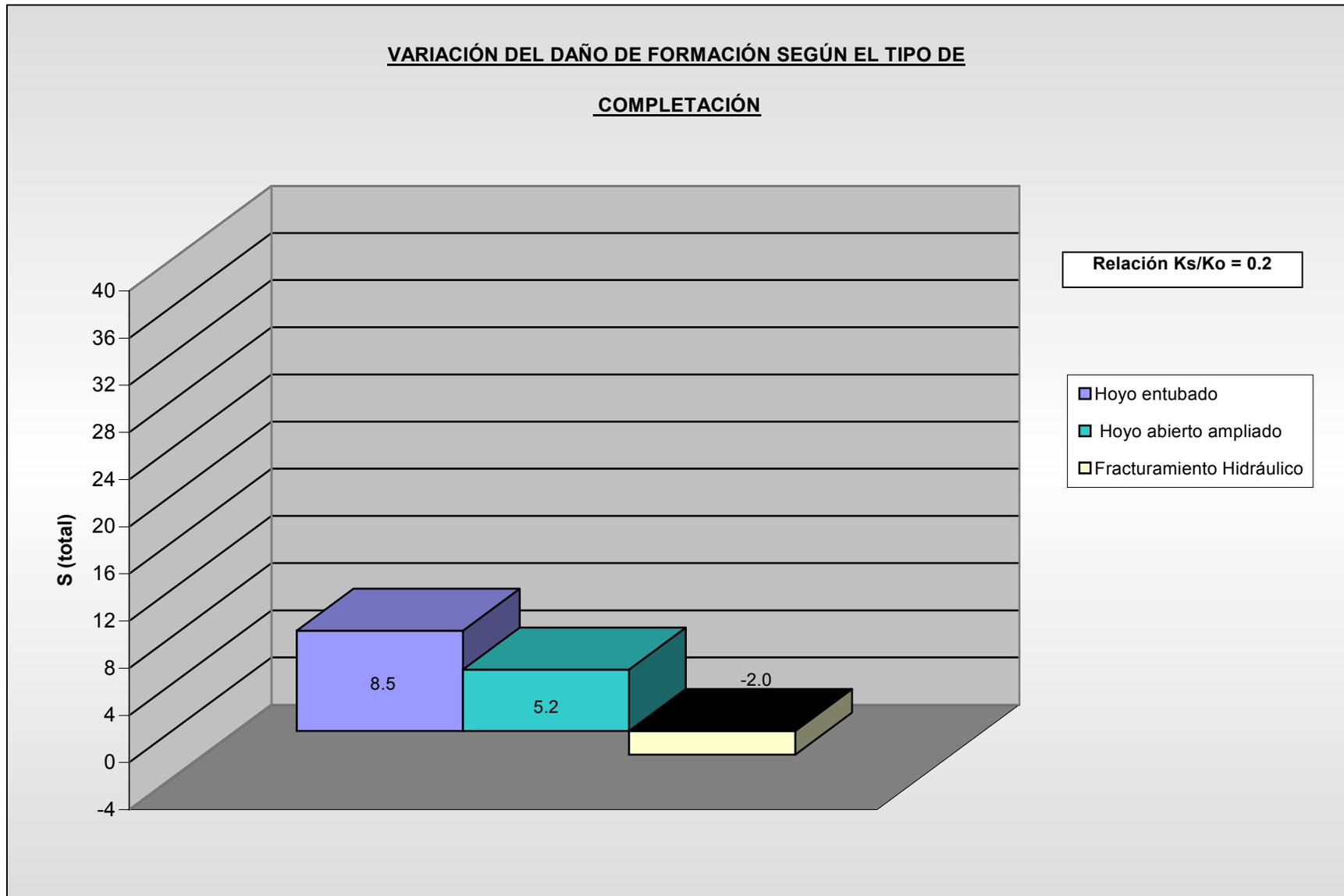


Figura V.4. Resultados Técnicos - Gráficos para una $K_s/K_o = 0,2$.

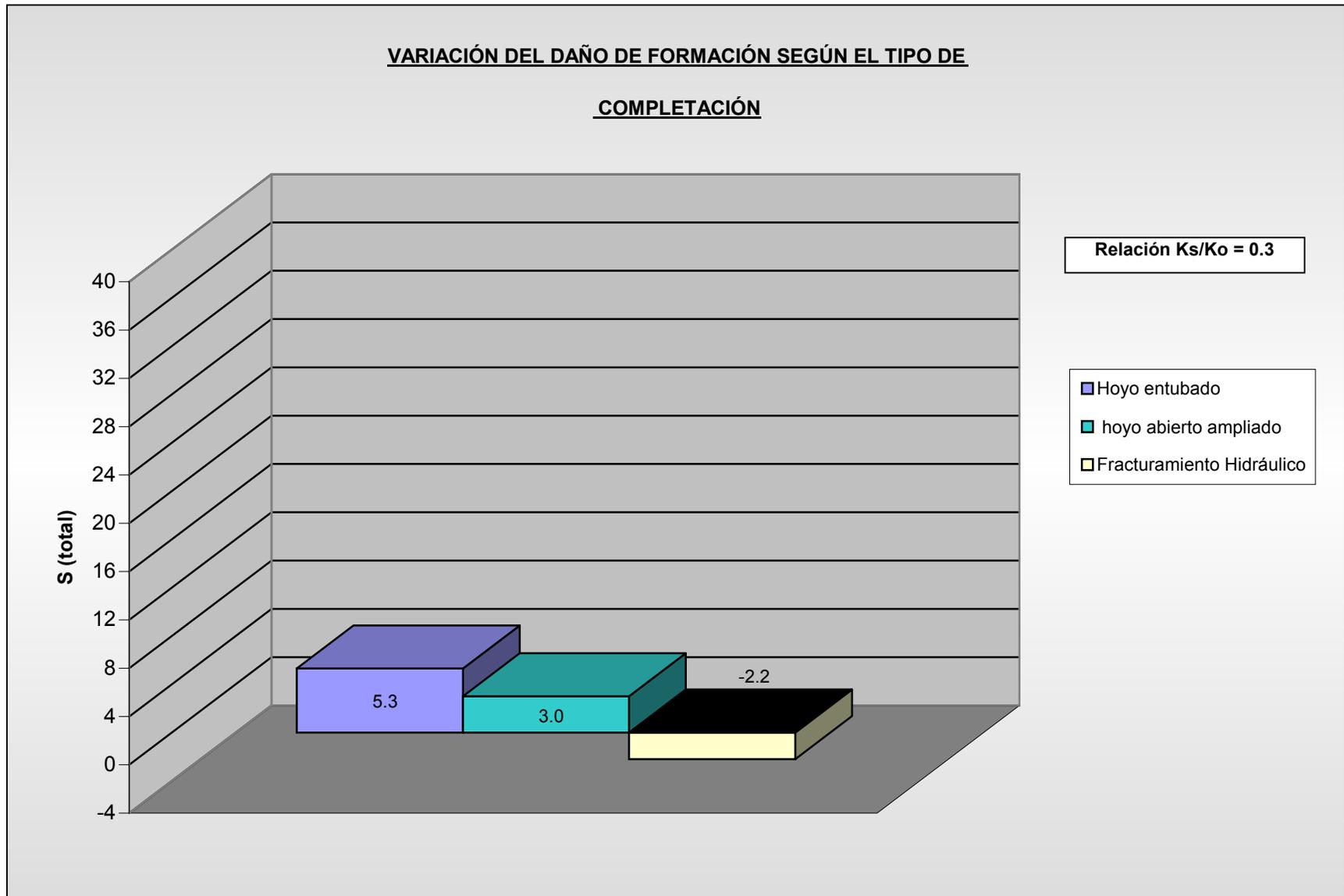


Figura V.5. Resultados Técnicos - Gráficos para una $K_s/K_o = 0,3$.

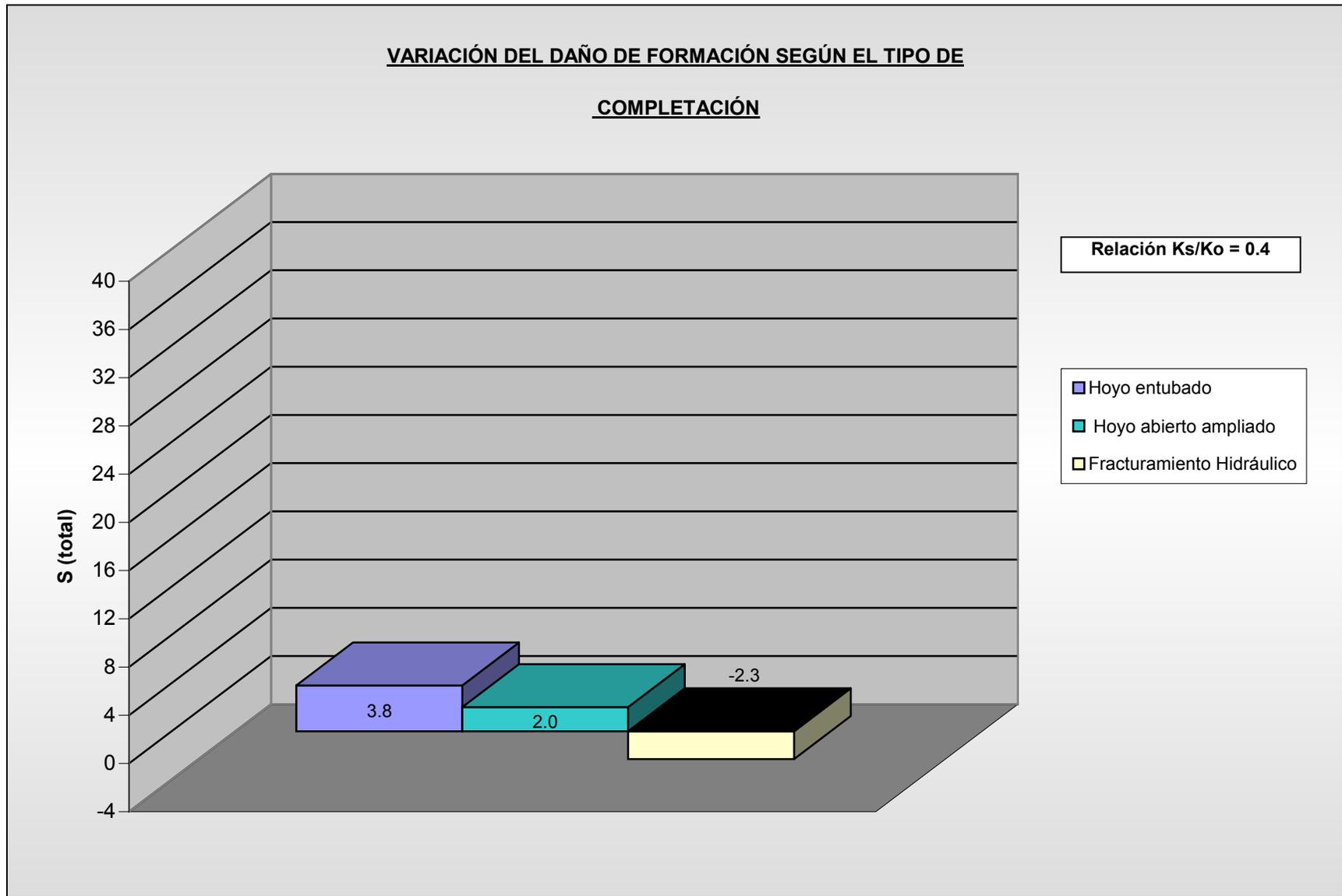


Figura V.6. Resultados Técnicos - Gráficos para una $K_s/K_o = 0,4$.

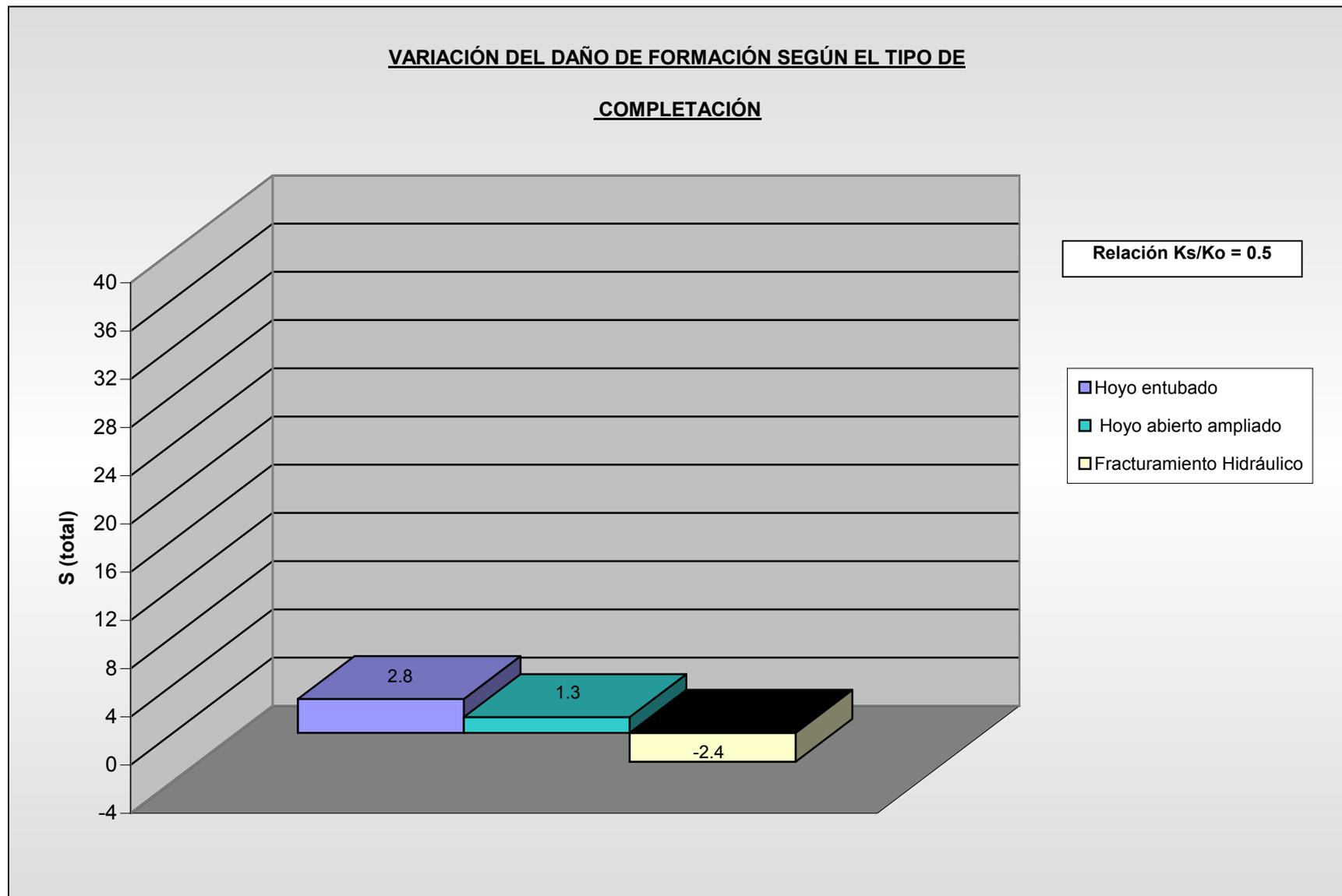


Figura V.7. Resultados Técnicos - Gráficos para una $K_s/K_o = 0,5$.

**POZO SOC-3. ARENA U1U,
YACIMIENTO SOC-3**

5.4 COMPLETACIÓN: HOYO ENTUBADO CON EMPAQUE CON GRAVA

A continuación se presentan los *Valores Presente Netos (VPN)* si se produjera el pozo SOC-3 a una *tasa inicial de petróleo (Qoi)*, que tomara el valor de 25, 50 ó 75 % del **AOF** (*Máxima tasa de petróleo teórica*) del yacimiento, según sea el *daño de yacimiento presente (S)*:

1)

AOF = 72 (B/D)	Qoi (B/D)	VPN (MMBs)
25 %	17	-80,6
50 %	35	-36,5
75 %	52	5,1
S = 35,0		

2)

AOF = 122 (B/D)	Qoi (B/D)	VPN (MMBs)
25 %	30	-48,8
50 %	59	22,2
75 %	89	68,3
S = 18,0		

3)

AOF = 165 (B/D)	Qoi (B/D)	VPN (MMBs)
25 %	40	-24,3
50 %	80	57,4
75 %	120	105,8
S = 11,5		

4)

AOF = 196 (B/D)	Qoi (B/D)	VPN (MMBs)
25 %	48	-4,7
50 %	95	75,5
75 %	143	133,6
S = 8,5		

5)

AOF = 246 (B/D)	Qoi (B/D)	VPN (MMBs)
25 %	60	24,6
50 %	119	104,6
75 %	179	177,2
S = 5,3		

6)

AOF = 281 (B/D)	Qoi (B/D)	VPN (MMBs)
25 %	68	42,8
50 %	136	125,2
75 %	205	208,7
S = 3,8		

7)

AOF = 309 (B/D)	Qoi (B/D)	VPN (MMBs)
25 %	75	51,3
50 %	150	142,1
75 %	225	232,9
S = 2,8		

Como se observa en las tablas anteriormente presentada, para el caso en que la zona dañada del yacimiento alrededor del pozo, presentara una relación de permeabilidades (K_s/K_o) igual a 0,05; habría que producir el yacimiento a más del 73 % del AOF para poder obtener por lo menos la mínima ganancia esperada del pozo ($VPN = 0$).

Por otro lado, si la relación de permeabilidad en la zona dañada del yacimiento alrededor del pozo fuera mayor a 0,3; independientemente de la tasa (entre 25 %, 50 % ó 75 % del AOF) a la que se produzca el yacimiento, el pozo sería rentable. Para mayor detalle, dirigirse al análisis de resultados (Capítulo 6).

5.5 COMPLETACIÓN: HOYO ABIERTO AMPLIADO CON EMPAQUE CON GRAVA

A continuación se presentan los *Valores Presente Netos (VPN)* si se produjera el pozo SOC-3 a una *tasa inicial de petróleo (Qoi)*, que tomara el valor de 25, 50 ó 75 % del **AOF** (*Máxima tasa de petróleo teórica*) del yacimiento, según sea el *daño de yacimiento presente (S)*:

1)

AOF = 100 (B/D)	Qoi (B/D)	VPN (MMBs)
25 %	24	-61,7
50 %	49	-0,7
75 %	73	49,4
S = 23,6		

2)

AOF = 163 (B/D)	Qoi (B/D)	VPN (MMBs)
25 %	40	-22,6
50 %	79	56,7
75 %	119	105,0
S = 11,7		

3)

AOF = 214 (B/D)	Qoi (B/D)	VPN (MMBs)
25 %	52	6,6
50 %	104	86,9
75 %	156	149,8
S = 7,2		

4)

AOF = 250 (B/D)	Qoi (B/D)	VPN (MMBs)
25 %	61	28,6
50 %	121	107,4
75 %	182	181,2
S = 5,2		

5)

AOF = 303 (B/D)	Qoi (B/D)	VPN (MMBs)
25 %	74	50,6
50 %	147	138,9
75 %	221	228,4
S = 3,0		

6)

AOF = 340 (B/D)	Qoi (B/D)	VPN (MMBs)
25 %	83	61,5
50 %	165	160,6
75 %	248	261,0
S = 2,0		

7)

AOF = 368 (B/D)	Qoi (B/D)	VPN (MMBs)
25 %	89	68,8
50 %	179	177,6
75 %	268	285,2
S = 1,3		

Como lo muestran los resultados, y similar a la completación a hoyo entubado, para el caso en que el área dañada del yacimiento alrededor del pozo presente una relación de permeabilidades (K_s/K_o) igual a 0,05; habría que producir el yacimiento a más del 52 % del AOF para poder obtener por lo menos la mínima ganancia esperada ($VPN = 0$), de lo contrario el pozo resultaría antieconómico.

Por otro lado, para el caso en que la relación de permeabilidades en el área dañada del yacimiento alrededor del pozo fuera mayor a 0,15; a cualquier tasa a la cual se produzca el yacimiento (entre 25 %, 50 % y 75 % del AOF), el pozo sería rentable. Para mayor detalle, dirigirse al análisis de resultados (Capítulo 6).

5.6 COMPLETACIÓN: HOYO ENTUBADO CON FRACTURAS ALTAMENTE CONDUCTIVAS (F.A.C) SIN EMPAQUE CON GRAVA.

A continuación se presentan los *Valores Presente Netos (VPN)* si se produjera el pozo SOC-3 a una *tasa inicial de petróleo (Qoi)*, que tomara el valor de 25, 50 ó 75 % del **AOF** (*Máxima tasa de petróleo teórica*) del yacimiento, según sea el *daño de yacimiento presente (S)*:

1)

AOF = 464 (B/D)	Qoi (B/D)	VPN (MMBs)
25 %	113	87,2
50 %	225	222,8
75 %	338	359,6
S = - 0,5		

2)

AOF = 543 (B/D)	Qoi (B/D)	VPN (MMBs)
25 %	132	110,2
50 %	264	270,0
75 %	395	428,7
S = -1,5		

3)

AOF = 581 (B/D)	Qoi (B/D)	VPN (MMBs)
25 %	141	121,1
50 %	282	291,8
75 %	423	462,6
S = -1,8		

4)

AOF = 600 (B/D)	Qoi (B/D)	VPN (MMBs)
25 %	146	127,2
50 %	291	302,7
75 %	437	479,5
S = -2,0		

5)

AOF = 621 (B/D)	Qoi (B/D)	VPN (MMBs)
25 %	151	133,2
50 %	301	314,9
75 %	452	497,7
S = -2,2		

6)

AOF = 633 (B/D)	Qoi (B/D)	VPN (MMBs)
25 %	154	136,9
50 %	307	322,1
75 %	461	508,6
S = -2,3		

7)

AOF = 640 (B/D)	Qoi (B/D)	VPN (MMBs)
25 %	155	138,1
50 %	311	327,0
75 %	466	514,6
S = -2,4		

Como se puede observar, con este tipo de completación, independientemente de la relación de permeabilidades que tenga el yacimiento en la cara de la fractura y de la tasa a la cual se produzca el yacimiento (entre 25 %, 50 % y 75 % del AOF) siempre se obtendrán ganancias VPN > 0, por lo que el pozo sería rentable.

Por otro lado, nótese que las producciones y los ingresos económicos alcanzados con esta completación son mucho mayores a los alcanzados con las otras completaciones. Para mayor detalle, dirigirse al análisis de resultados (Capítulo 6).

**RESULTADOS ECONÓMICOS – GRÁFICOS.
POZO SOC-3. YAC. U1U (SOC-3)**

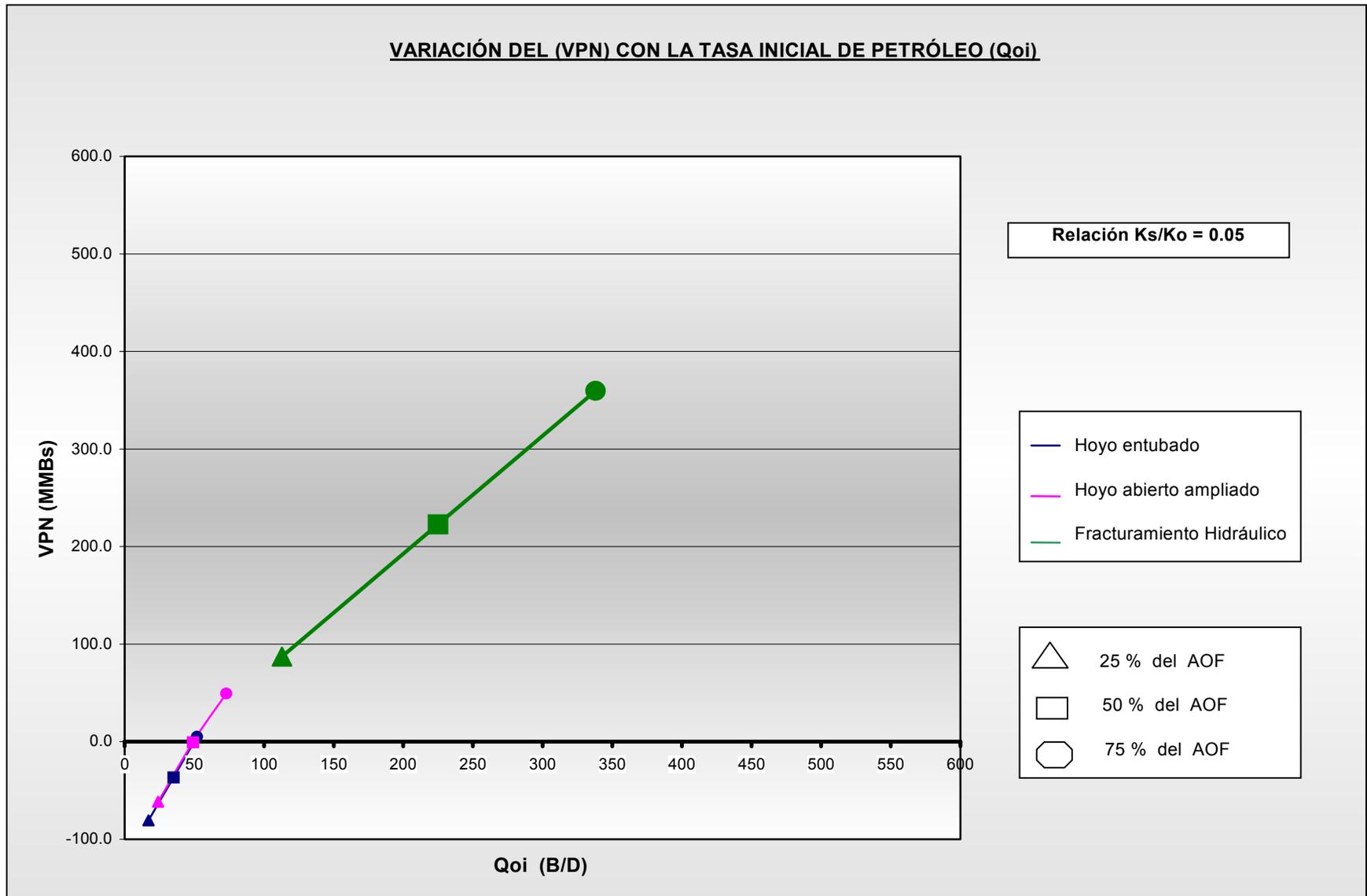


Figura V.8. Resultados Económicos - Gráficos para una Ks/Ko = 0,05.

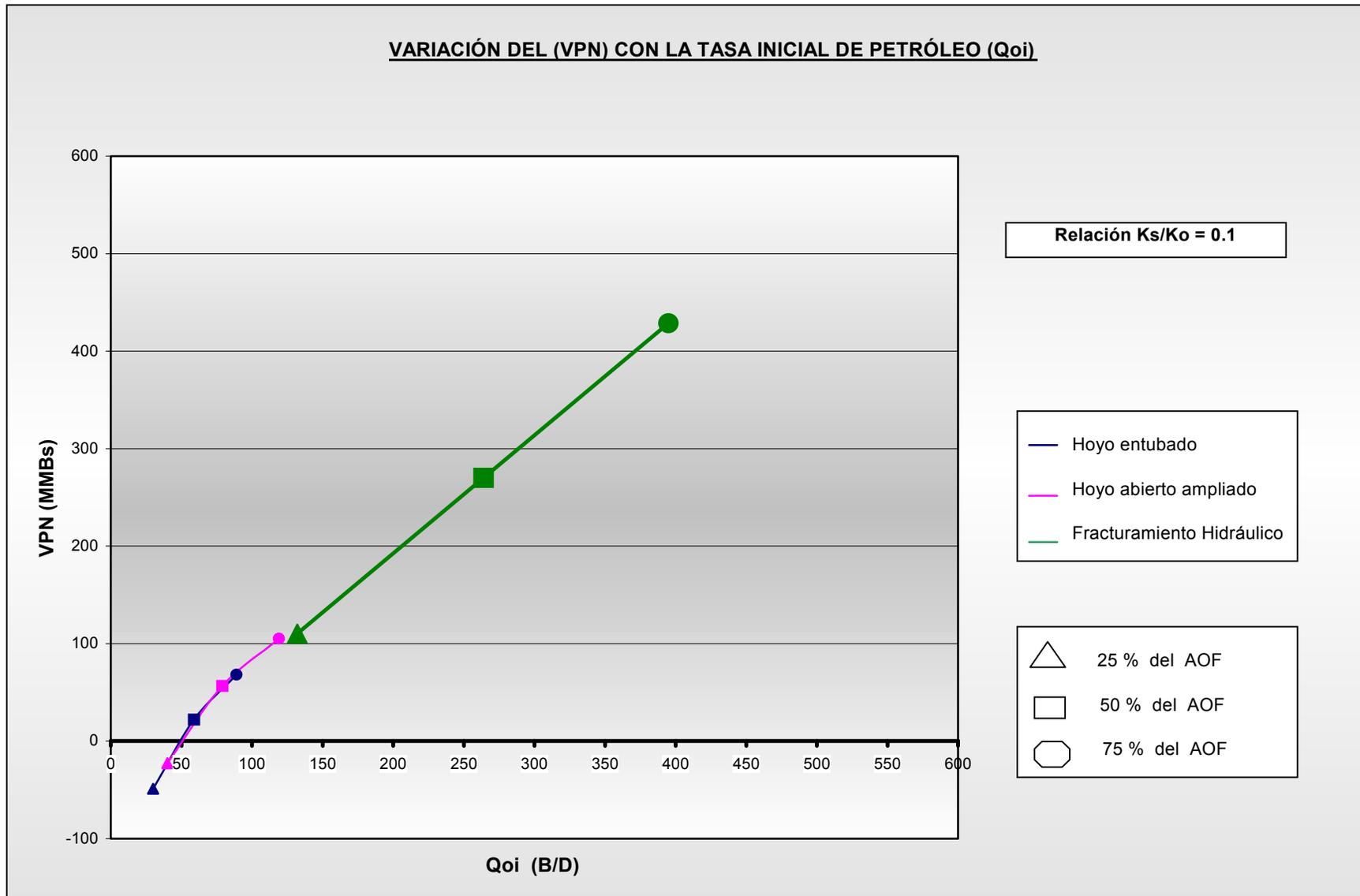


Figura V.9. Resultados Económicos- Gráficos para una Ks/Ko = 0,1.

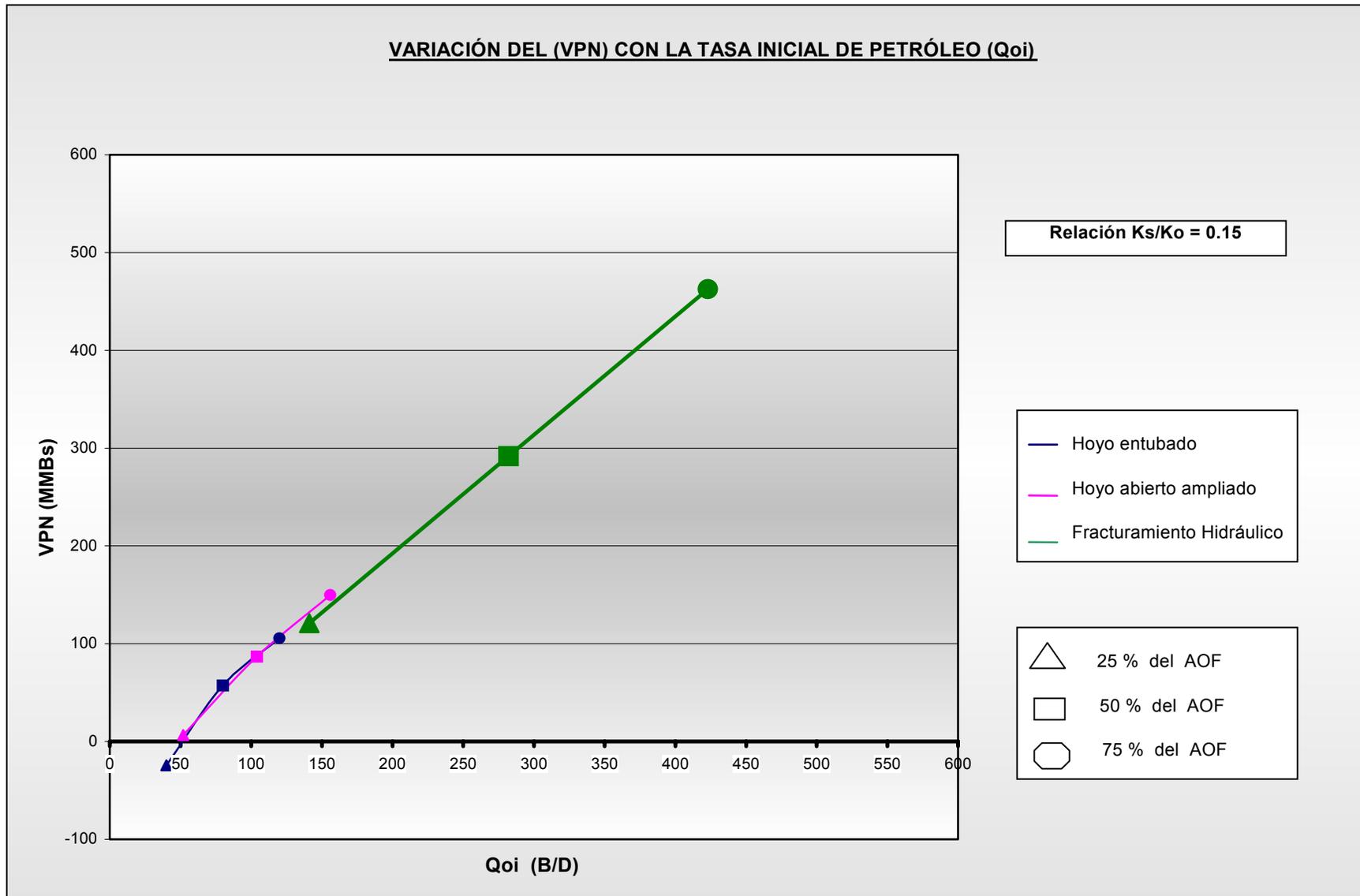


Figura V.10. Resultados Económicos - Gráficos para una Ks/Ko = 0,15.

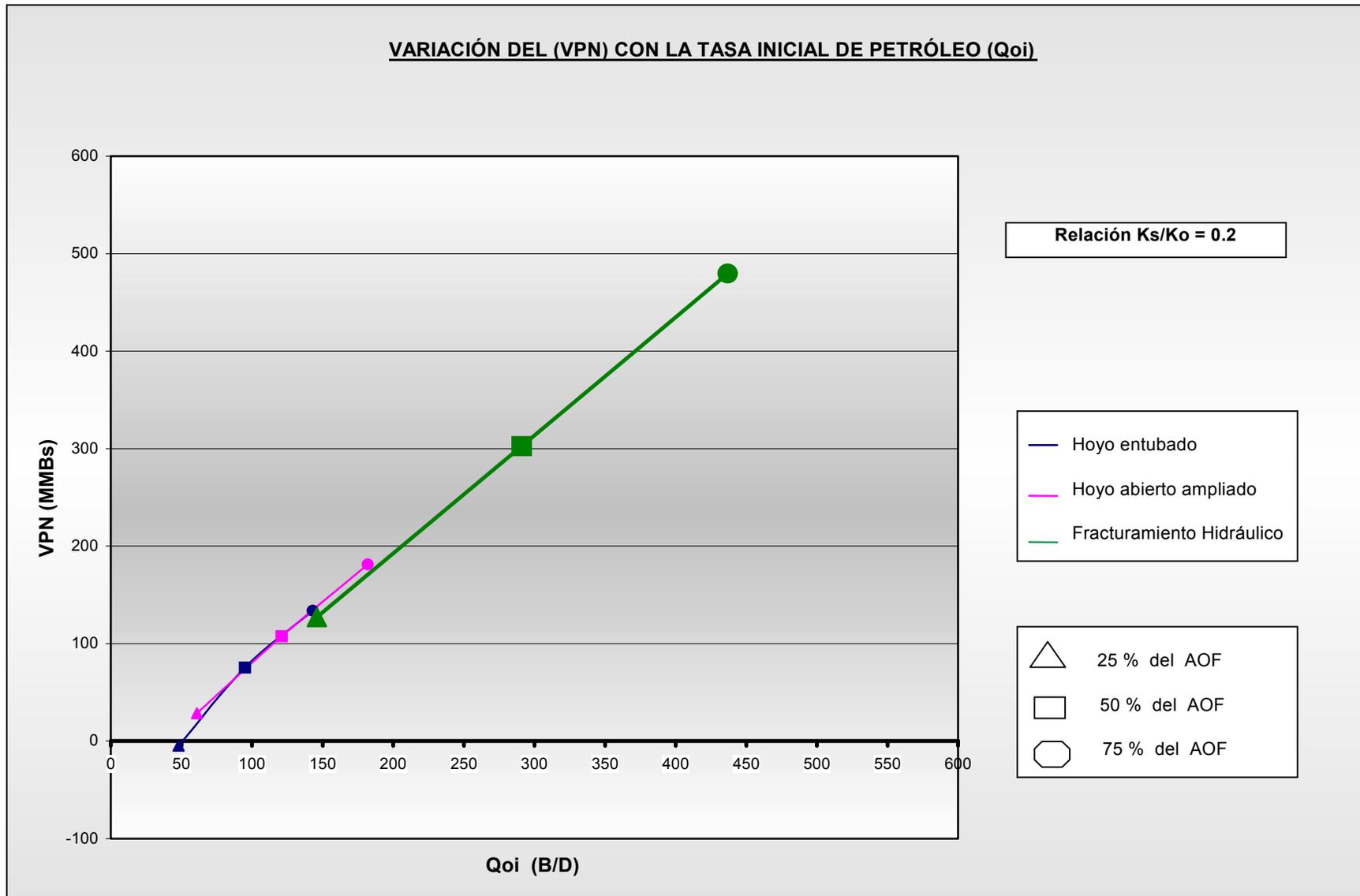


Figura V.11. Resultados Económicos - Gráficos para una $K_s/K_o = 0,2$.

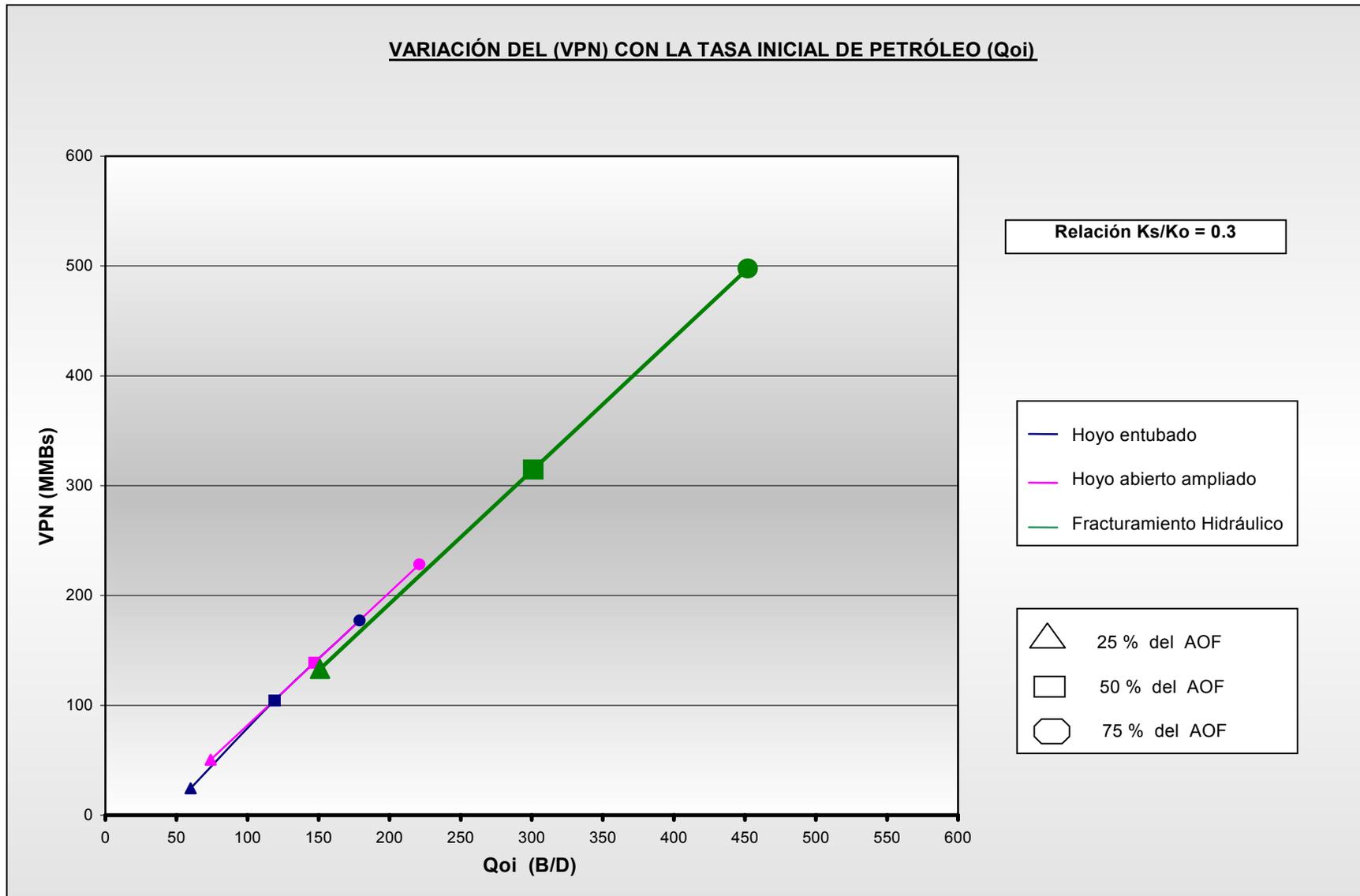


Figura V.12. Resultados Económicos - Gráficos para una Ks/Ko = 0,3.

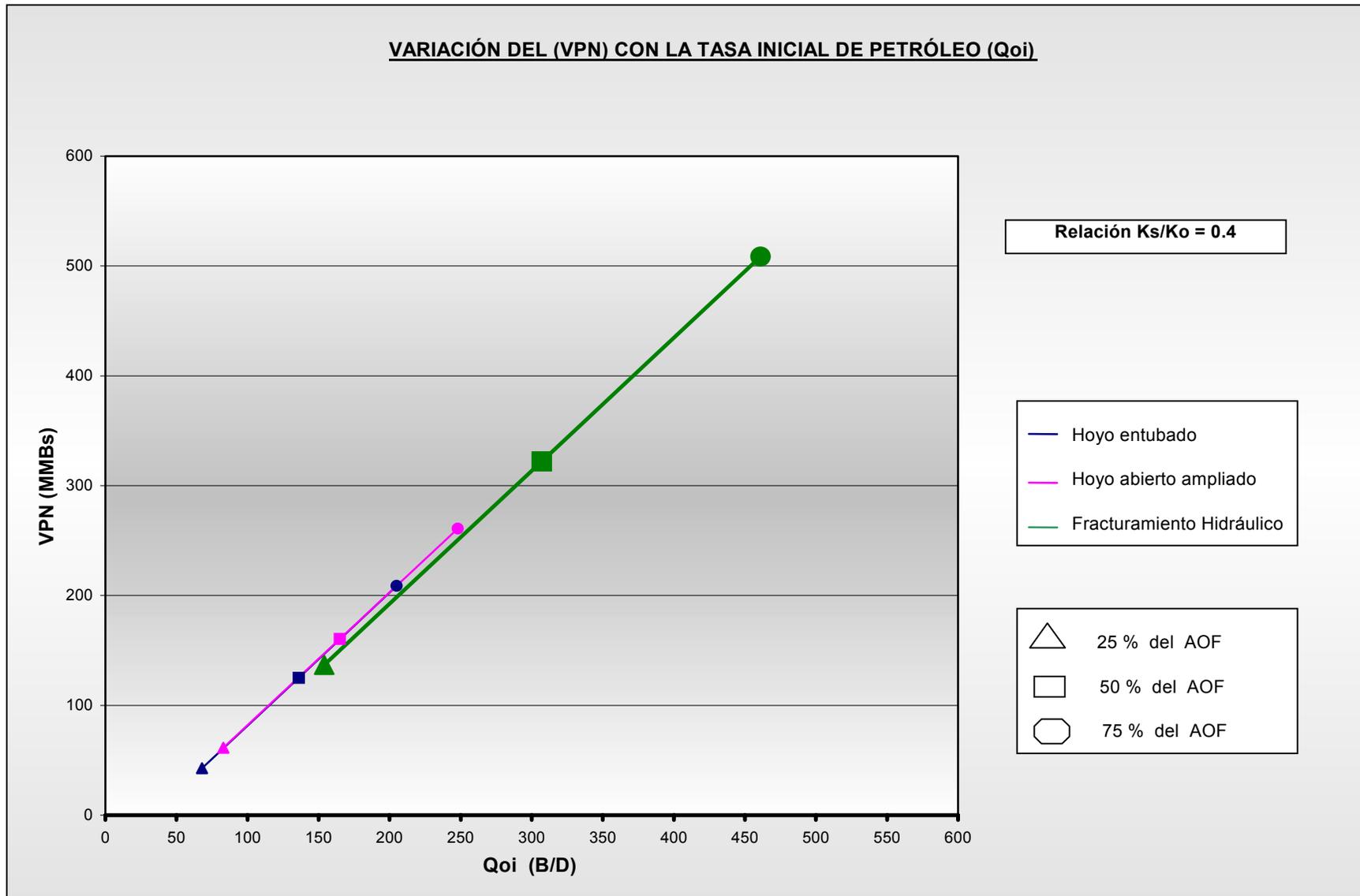


Figura V.13. Resultados Económicos - Gráficos para una $K_s/K_o = 0,4$.

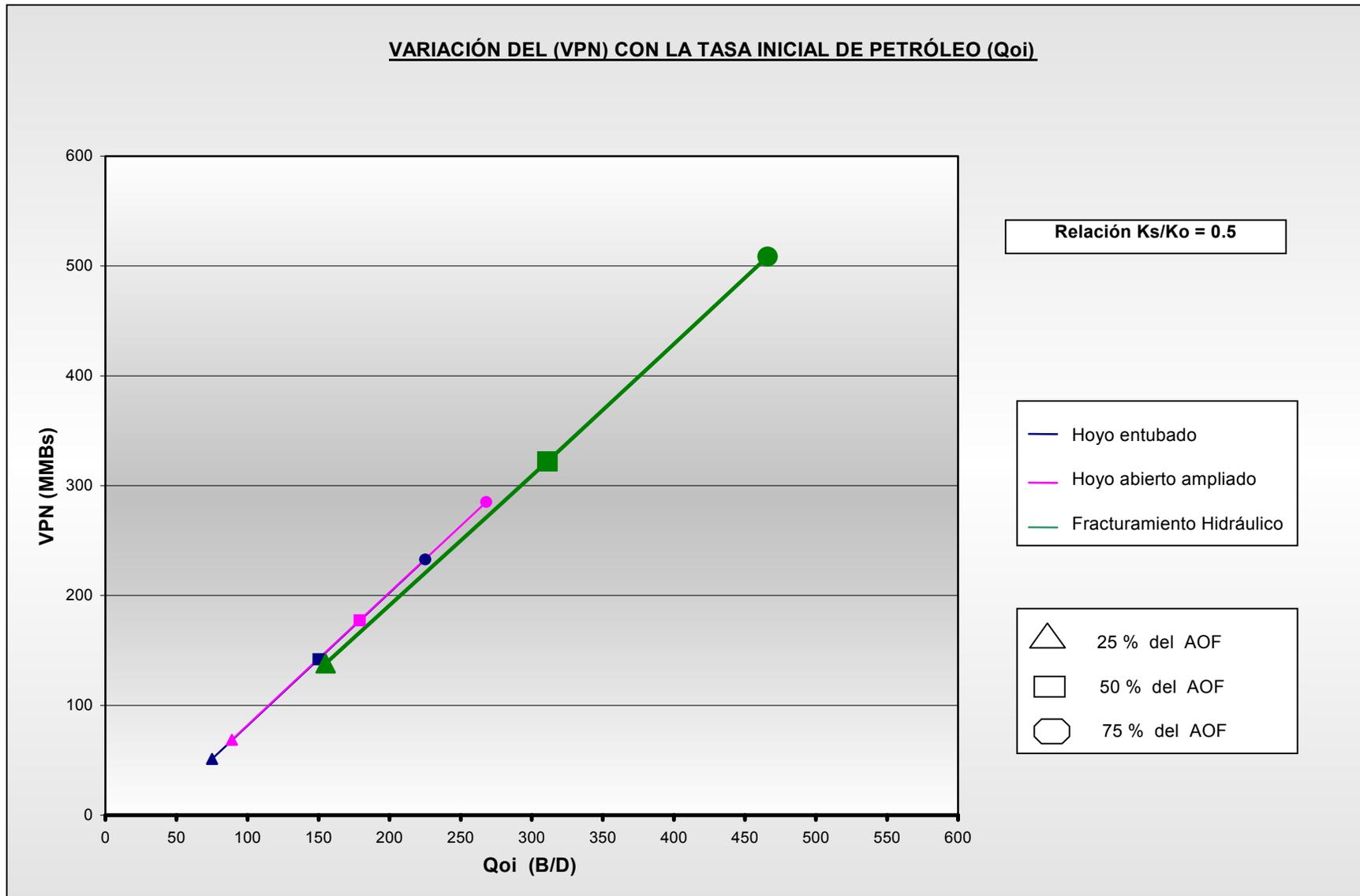


Figura V.14. Resultados Económicos - Gráficos para una Ks/Ko = 0,5.

**POZO SOC-5. ARENA U2M,
YACIMIENTO SOC-5**

5.7 COMPLETACIÓN: HOYO ENTUBADO CON EMPAQUE CON GRAVA

Tabla V.4. Resultados técnicos de la simulación. WELLFLO®

Ks/Ko	0,05	0,10	0,15	0,20	0,30	0,40	0,50
Ks (Mds)	14,3	28,5	42,8	57,0	85,5	114,0	142,5
S (total)	39,0	19,0	12,3	9,0	5,6	4,0	3,0
IP @ 50% AOF (Bbl/D/Lpca)	0,200	0,355	0,480	0,582	0,740	0,856	0,944
AOF (Bbls/D)	169	299	405	490	623	720	795

$K_o = 231$ Mds , % AyS (esperado) = 18.0 %

5.7.1 Tasas de Producción

Debido a que no hay información respecto a que tasa de petróleo producirá el pozo SOC-5, hubo, para fines del estudio, que suponer posibles tasas de producción, que están en función de un porcentaje del AOF (máximo potencial absoluto de flujo de fluidos del yacimiento) el cual a su vez depende del daño total del pozo y por tanto de la relación de permeabilidad presente en el yacimiento. (ver **tabla V.4**). Las tasas aquí presentadas son solo de petróleo, es decir al AOF se le resta el %AyS esperado.

1)

AOF = 169 (B/D)	25 %	50 %	75 %
Qo (B/D)	35	69	104
S = 39,0			

2)

AOF = 299 (B/D)	25 %	50 %	75 %
Qo (B/D)	61	123	184
S = 19,0			

3)

AOF = 405 (B/D)	25 %	50 %	75 %
Qo (B/D)	83	166	249
S = 12,3			

4)

AOF = 490 (B/D)	25 %	50 %	75 %
Qo (B/D)	100	201	301
S = 9,0			

5)

AOF = 623 (B/D)	25 %	50 %	75 %
Qo (B/D)	128	255	383
S = 5,6			

6)

AOF = 720 (B/D)	25 %	50 %	75 %
Qo (B/D)	148	295	443
S = 4,0			

7)

AOF = 795 (B/D)	25 %	50 %	75 %
Qo (B/D)	163	326	489
S = 3,0			

Donde:

S = Daño total al yacimiento (Adimensional)

Como se observa en la **tabla V.4**, el mayor daño al yacimiento se genera si en la zona dañada del yacimiento alrededor del pozo la relación de permeabilidades (K_s/K_o) es 0,05. Nótese que esta completación pero en el pozo SOC-3, se obtienen valores de daño un poco menor, para cualquier relación de permeabilidades.

A medida que aumenta la relación de permeabilidades, disminuye el daño provocado al yacimiento y aumenta la producción. Para mayor detalle, dirigirse al análisis de resultados (Capítulo 6).

5.8 COMPLETACIÓN: HOYO ABIERTO AMPLIADO CON EMPAQUE CON GRAVA

Tabla V.5. Resultados técnicos de la simulación. WELLFLO®

Ks/Ko	0.05	0.10	0.15	0.20	0.30	0.40	0.50
Ks (Mds)	14.3	28.5	42.8	57.0	85.5	114.0	142.5
S (total)	27.0	13.0	8.0	6.0	3.3	2.1	1.4
IP @ 50% AOF (Bbl/D/Lpca)	0.273	0.470	0.621	0.739	0.913	1.034	1.125
AOF (Bbls/D)	230	396	523	622	768	871	947

K_o = 285 Mds , % AyS (esperado) = 18.0 %

5.8.1 Tasas de Producción

Debido a que no hay información respecto a que tasa de petróleo producirá el pozo SOC-5, hubo, para fines del estudio, que suponer posibles tasas de producción, que están en función de un porcentaje del AOF (máximo potencial absoluto de flujo de fluidos del yacimiento) el cual a su vez depende del daño total del pozo y por tanto de la relación de permeabilidad presente en el yacimiento. (ver **tabla V.5**). Las tasas aquí presentadas son solo de petróleo, es decir al AOF se le resta el %AyS esperado.

1)

AOF = 230 (B/D)	25 %	50 %	75 %
Qo (B/D)	47	94	141
S = 27,0			

2)

AOF = 396 (B/D)	25 %	50 %	75 %
Qo (B/D)	81	162	244
S = 13,0			

3)

AOF = 523 (B/D)	25 %	50 %	75 %
Qo (B/D)	107	214	322
S = 8,0			

4)

AOF = 622 (B/D)	25 %	50 %	75 %
Qo (B/D)	128	255	383
S = 6,0			

5)

AOF = 768 (B/D)	25 %	50 %	75 %
Qo (B/D)	157	315	472
S = 3,3			

6)

AOF = 871 (B/D)	25 %	50 %	75 %
Qo (B/D)	179	357	536
S = 2,1			

7)

AOF = 947 (B/D)	25 %	50 %	75 %
Qo (B/D)	194	388	582
S = 1,4			

Donde:

S = Daño total al yacimiento (Adimensional)

Como lo muestra la **tabla V.5**, los resultados obtenidos en esta completación son muy similares a los obtenidos en la completación a hoyo entubado del pozo Soc-3. Se observa que el mayor daño al yacimiento es provocado si la relación de permeabilidades (K_s/K_o) fuera 0,05 y a medida que este valor aumenta, se obtiene valores de daño al yacimiento cada vez menores y mayores producciones.

A diferencia de los valores de daños resultantes en la completación a hoyo entubado, los valores de daños resultantes en esta completación, son menores para una misma relación de permeabilidades. Para mayor detalle, dirigirse al análisis de resultados (Capítulo 6).

**5.9 COMPLETACIÓN: HOYO ENTUBADO CON FRACTURAS ALTAMENTE
CONDUCTIVAS (F.A.C) SIN EMPAQUE CON GRAVA**

Tabla V.9. Resultados técnicos de la simulación. WELLFLO®

Ks/Ko	0.05	0.10	0.15	0.20	0.30	0.40	0.50
Ks (Mds)	14,3	28.5	42.8	57.0	85.5	114.0	142.5
S (total)	-0.1	-1.3	-1.7	-1.9	-2.0	-2.1	-2.2
IP @ 50% AOF (Bbl/D/Lpca)	1.375	1.660	1.784	1.853	1.928	1.968	2.0
AOF (Bbls/D)	1157	1397	1502	1560	1623	1657	1677

$K_o = 285 \text{ Mds}$, % AyS (esperado) = 18.0 %

5.9.1 Tasas de Producción

Debido a que no hay información respecto a que tasa de petróleo producirá el pozo SOC-5, hubo, para fines del estudio, que suponer posibles tasas de producción, que están en función de un porcentaje del AOF (máximo potencial absoluto de flujo de fluidos del yacimiento) el cual a su vez depende del daño total del pozo y por tanto de la relación de permeabilidad presente en el yacimiento. (ver *tabla V.9*). Las tasas aquí presentadas son solo de petróleo, es decir al AOF se le resta el %AyS esperado.

1)

AOF = 1157 (B/D)	25 %	50 %	75 %
Qo (B/D)	237	474	712
S = -0.1			

2)

AOF = 1397 (B/D)	25 %	50 %	75 %
Qo (B/D)	286	573	859
S = -1.3			

3)

AOF = 1502 (B/D)	25 %	50 %	75 %
Qo (B/D)	308	616	924
S = -1.7			

4)

AOF = 1560 (B/D)	25 %	50 %	75 %
Qo (B/D)	320	640	959
S = -1.9			

5)

AOF = 1623 (B/D)	25 %	50 %	75 %
Qo (B/D)	333	665	998
S = -2.0			

6)

AOF = 1657 (B/D)	25 %	50 %	75 %
Qo (B/D)	340	679	1019
S = -2.1			

7)

AOF = 1677 (B/D)	25 %	50 %	75 %
Qo (B/D)	344	688	1031
S = -2.2			

Donde:

S = Daño total al yacimiento (Adimensional)

Como se observa en la **tabla V.9**, y al igual que los resultados del pozo Soc-3, los daños de yacimientos calculados son negativos, por lo que el yacimiento es siempre estimulado para cualquier relación de permeabilidades (K_s/K_o) que pudiera presentarse en la cara de la fractura. Debido a esta estimulación, las producciones obtenidas con esta técnica son mayores a las obtenidas con las completaciones a hoyo entubado ó hoyo abierto ampliado. Para mayor detalle, dirigirse al análisis de resultados (Capítulo 6).

**RESULTADOS TÉCNICOS – GRÁFICOS.
POZO SOC-5. YAC. U2M (SOC-5)**

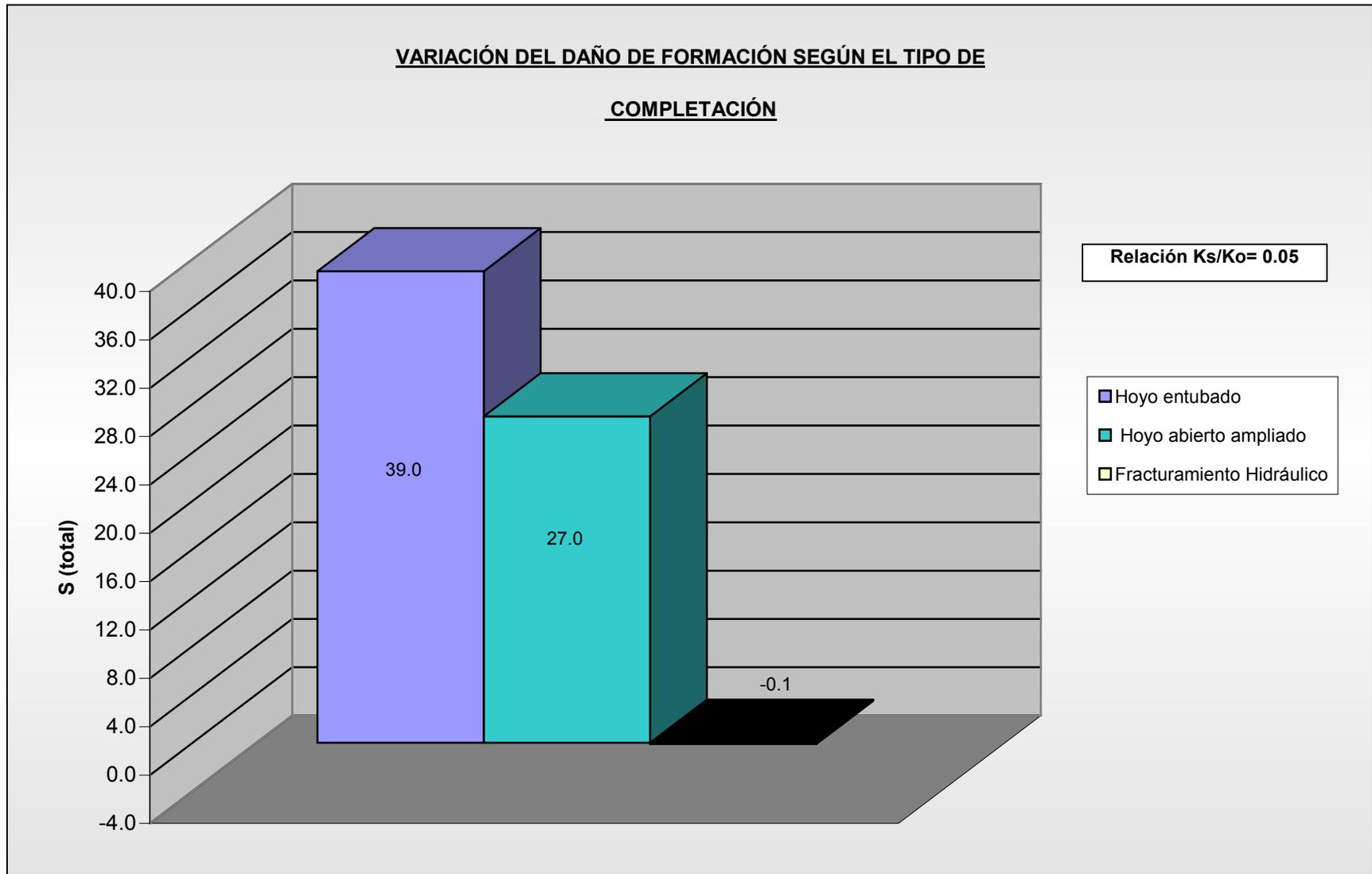


Figura V.15. Resultados Técnicos - Gráficos para una $K_s/K_o = 0,05$.

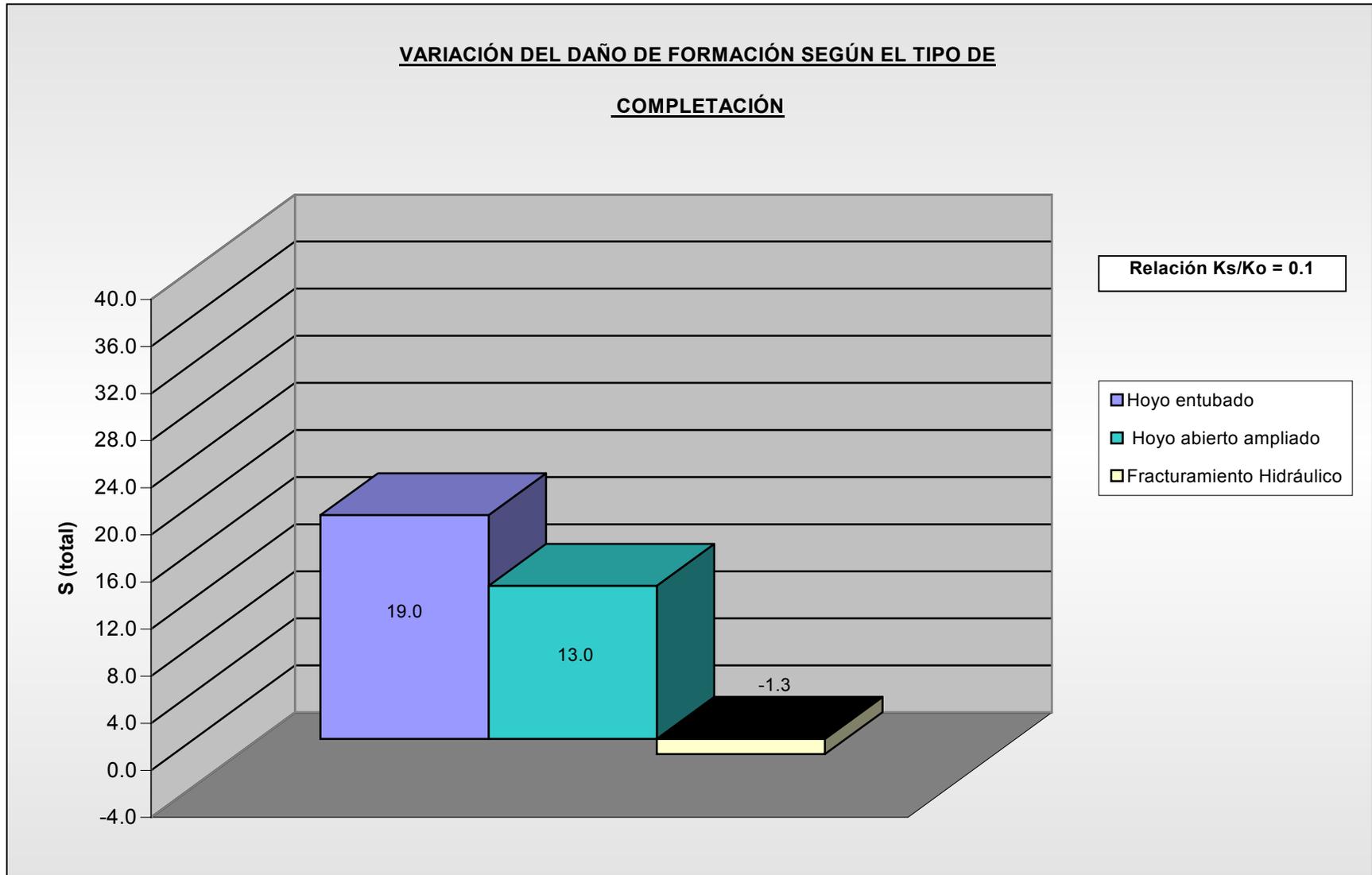


Figura V.16. Resultados Técnicos - Gráficos para una $K_s/K_o = 0,1$.

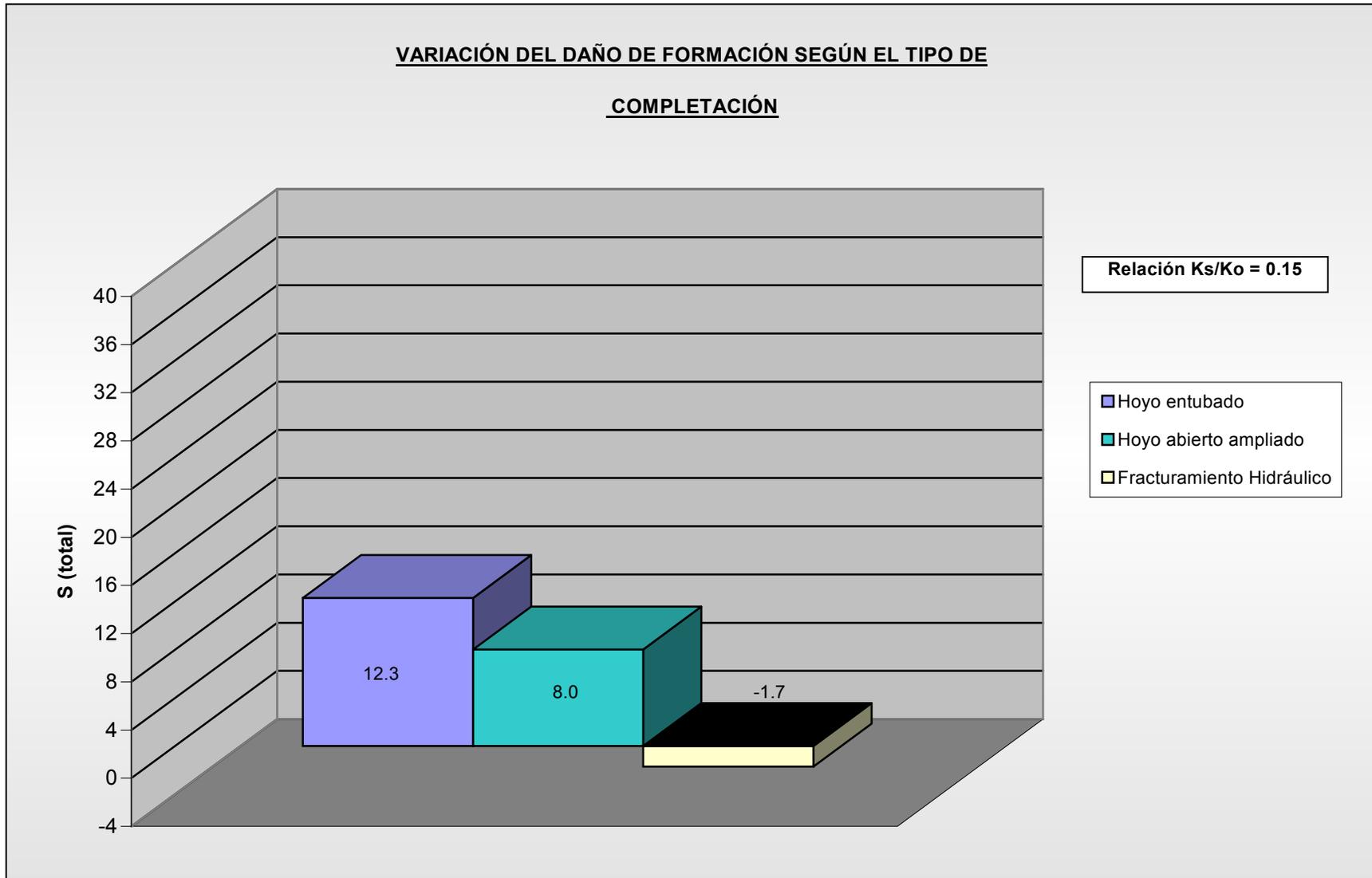


Figura V.17. Resultados Técnicos - Gráficos para una $K_s/K_o = 0,15$.

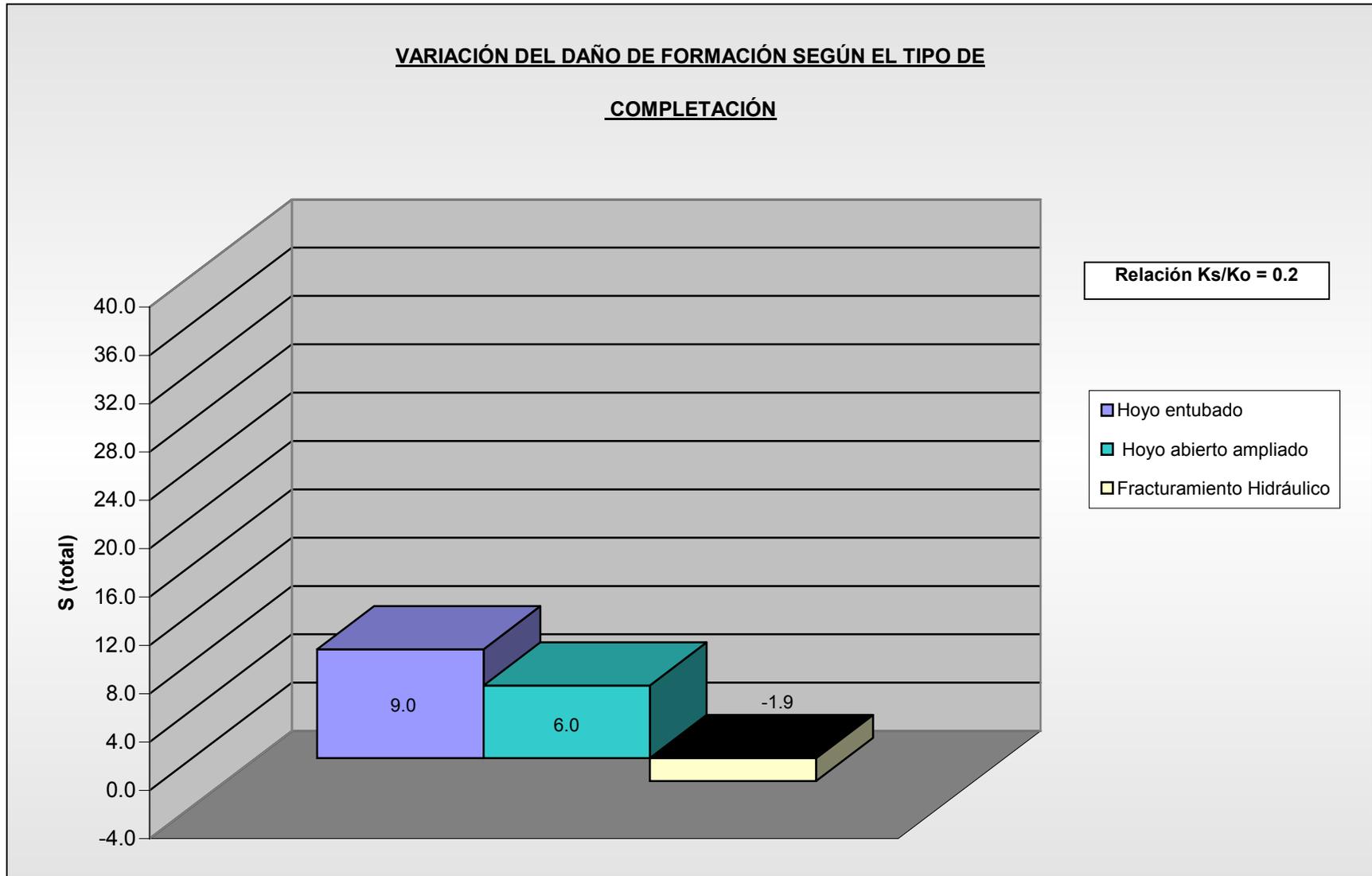


Figura V.18. Resultados Técnicos - Gráficos para una $K_s/K_o = 0,2$.

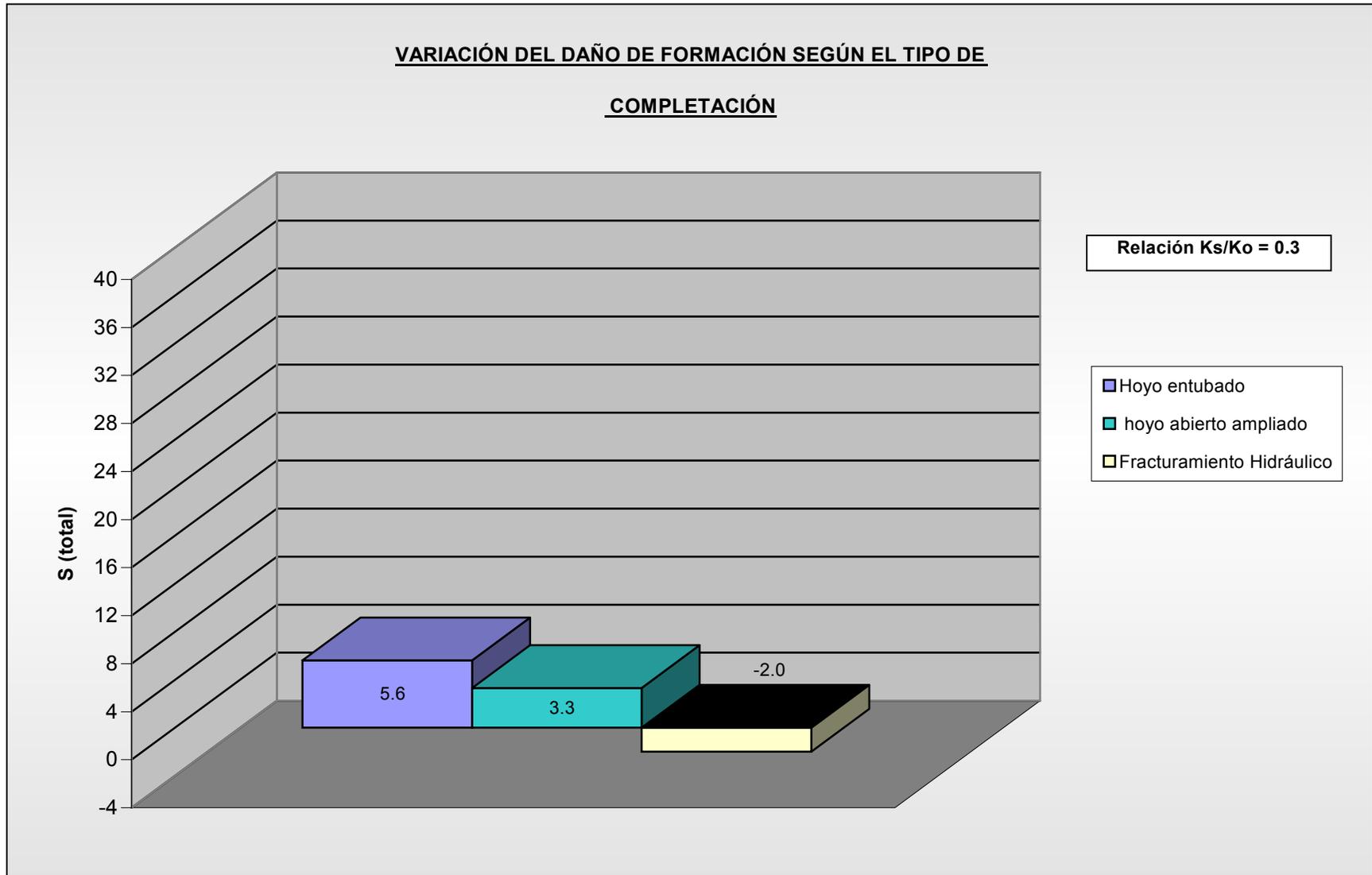


Figura V.19. Resultados Técnicos - Gráficos para una $K_s/K_o = 0,3$.

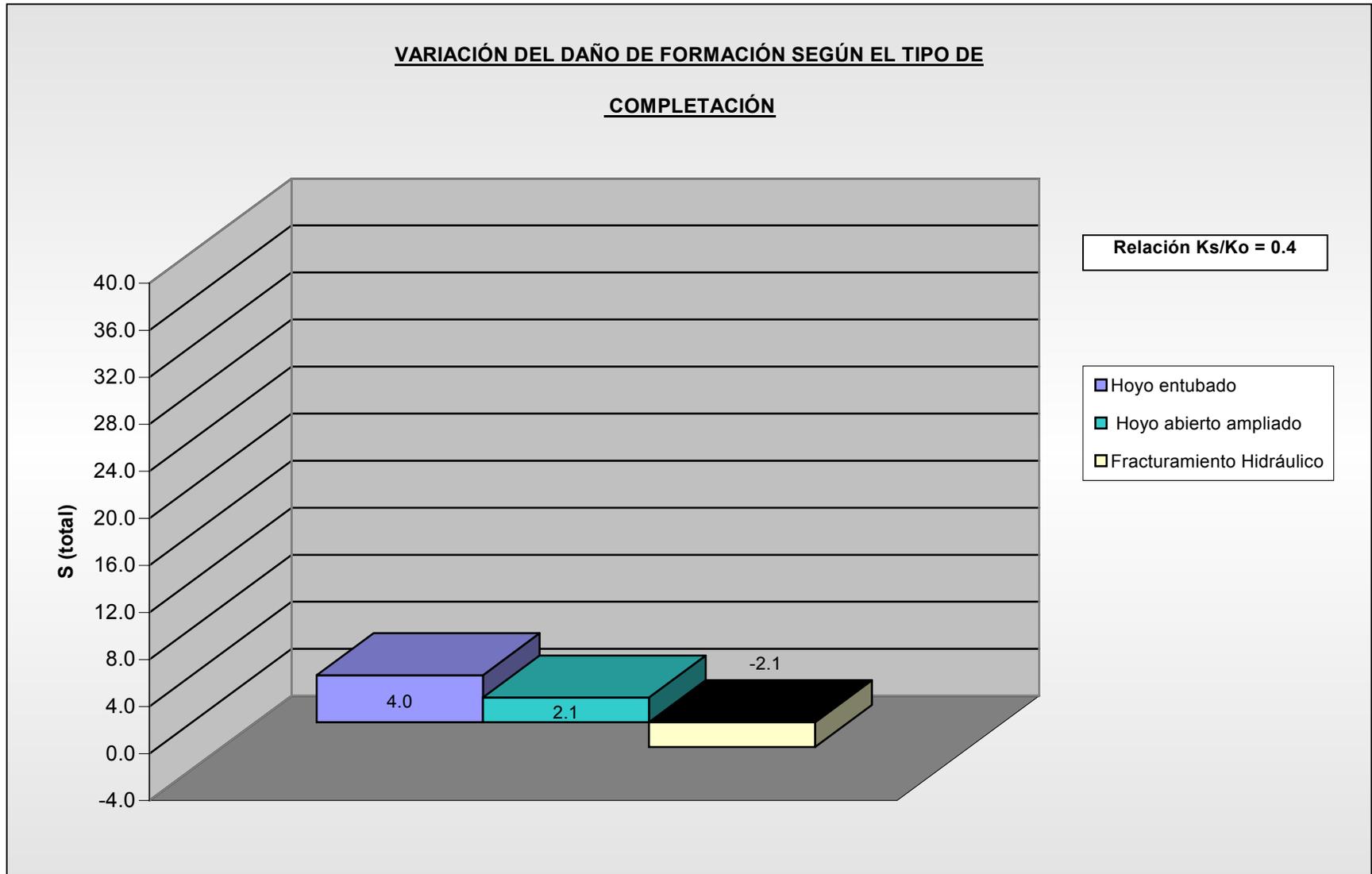


Figura V.20. Resultados Técnicos - Gráficos para una $K_s/K_o = 0,4$.

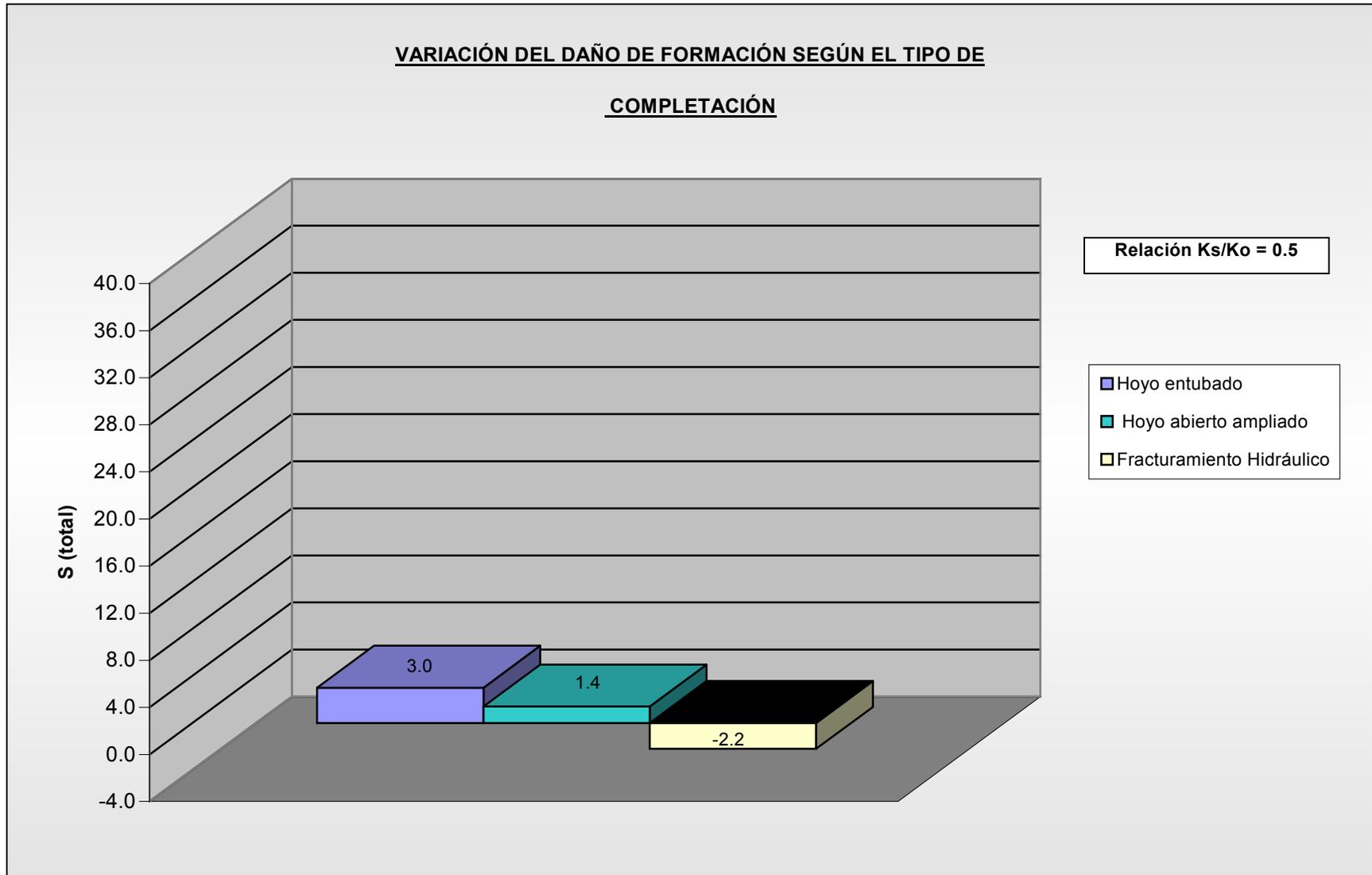


Figura V.21. Resultados Técnicos - Gráficos para una $K_s/K_o = 0,5$.

**POZO SOC-5. ARENA U2M,
YACIMIENTO SOC-5**

5.10 COMPLETACIÓN: HOYO ENTUBADO CON EMPAQUE CON GRAVA

A continuación se presentan los *Valores Presente Netos (VPN)* si se produjera el pozo SOC-5 a una *tasa inicial de petróleo (Qoi)*, que tomara el valor de 25, 50 ó 75 % del **AOF** (*Máxima tasa de petróleo teórica*) del yacimiento, según sea el *daño de yacimiento presente (S)*:

1)

AOF = 169 (B/D)	Qoi (B/D)	VPN (MMBs)
25 %	35	-72,8
50 %	69	3,6
75 %	104	80,9
S = 39,0		

2)

AOF = 299 (B/D)	Qoi (B/D)	VPN (MMBs)
25 %	61	-14,4
50 %	123	108,5
75 %	184	201,4
S = 19,0		

3)

AOF = 405 (B/D)	Qoi (B/D)	VPN (MMBs)
25 %	83	35,1
50 %	166	174,3
75 %	249	299,2
S = 12,3		

4)

AOF = 490 (B/D)	Qoi (B/D)	VPN (MMBs)
25 %	100	73,2
50 %	201	22,0
75 %	301	377,5
S = 9,0		

5)

AOF = 623 (B/D)	Qoi (B/D)	VPN (MMBs)
25 %	128	117,0
50 %	255	308,3
75 %	383	501,0
S = 5,6		

6)

AOF = 720 (B/D)	Qoi (B/D)	VPN (MMBs)
25 %	148	147,2
50 %	295	368,5
75 %	443	591,3
S = 4,0		

7)

AOF = 795 (B/D)	Qoi (B/D)	VPN (MMBs)
25 %	163	169,7
50 %	326	415,2
75 %	489	660,6
S = 3,0		

Como se observa en las tablas anteriormente presentada, para el caso en que la zona dañada del yacimiento alrededor del pozo, presentara una relación de permeabilidades (K_s/K_o) igual a 0,05; habría que producir el yacimiento a más del 48 % del AOF para poder obtener por lo menos la mínima ganancia esperada del pozo ($VPN = 0$).

Por otro lado, si la relación de permeabilidad en la zona dañada del yacimiento alrededor del pozo fuera mayor a 0,15; independientemente de la tasa (entre 25 %, 50 % ó 75 % del AOF) a la que se produzca el yacimiento, el pozo sería rentable. Nótese que el efecto del daño al yacimiento sobre la productividad y los ingresos económicos es menos impactante que en el pozo Soc-3. Para mayor detalle, dirigirse al análisis de resultados (Capítulo 6).

5.11 COMPLETACIÓN: HOYO ABIERTO AMPLIADO CON EMPAQUE CON GRAVA

A continuación se presentan los *Valores Presente Netos (VPN)* si se produjera el pozo SOC-5 a una *tasa inicial de petróleo (Qoi)*, que tomara el valor de 25, 50 ó 75 % del **AOF** (*Máxima tasa de petróleo teórica*) del yacimiento, según sea el *daño de yacimiento presente (S)*:

1)

AOF = 230 (B/D)	Qoi (B/D)	VPN (MMBs)
25 %	47	-24,7
50 %	94	76,4
75 %	141	147,0
S = 27,0		

2)

AOF = 396 (B/D)	Qoi (B/D)	VPN (MMBs)
25 %	81	51,5
50 %	162	178,6
75 %	244	301,9
S = 13,0		

3)

AOF = 523 (B/D)	Qoi (B/D)	VPN (MMBs)
25 %	107	95,9
50 %	214	256,8
75 %	322	419,2
S = 8,0		

4)

AOF = 622 (B/D)	Qoi (B/D)	VPN (MMBs)
25 %	128	127,5
50 %	255	318,5
75 %	383	510,9
S = 6,0		

5)

AOF = 768 (B/D)	Qoi (B/D)	VPN (MMBs)
25 %	157	171,1
50 %	315	408,7
75 %	472	644,8
S = 3,3		

6)

AOF = 871 (B/D)	Qoi (B/D)	VPN (MMBs)
25 %	179	204,2
50 %	357	471,9
75 %	536	741,0
S = 2,1		

7)

AOF = 947 (B/D)	Qoi (B/D)	VPN (MMBs)
25 %	194	226,7
50 %	388	518,5
75 %	582	810,2
S = 1,4		

Como lo muestran los resultados, y similar a la completación a hoyo entubado, para el caso en que el área dañada del yacimiento alrededor del pozo presente una relación de permeabilidades (K_s/K_o) igual a 0,05; habría que producir el yacimiento a más del 32 % del AOF para poder obtener por lo menos la mínima ganancia esperada ($VPN = 0$), de lo contrario el pozo resultaría antieconómico.

Por otro lado, para el caso en que la relación de permeabilidades en el área dañada del yacimiento alrededor del pozo fuera mayor a 0,10; a cualquier tasa a la cual se produzca el yacimiento (entre 25 %, 50 % y 75 % del AOF), el pozo sería rentable. Nótese que en el caso del pozo Soc-3, la relación de permeabilidad tendría que ser mayor a 0,15. Para mayor detalle, dirigirse al análisis de resultados (Capítulo 6).

5.12 COMPLETACIÓN: HOYO ENTUBADO CON FRACTURAS ALTAMENTE CONDUCTIVAS (F.A.C) SIN EMPAQUE CON GRAVA.

A continuación se presentan los *Valores Presente Netos (VPN)* si se produjera el pozo SOC-5 a una *tasa inicial de petróleo (Qoi)*, que tomara el valor de 25, 50 ó 75 % del **AOF** (*Máxima tasa de petróleo teórica*) del yacimiento, según sea el *daño de yacimiento presente (S)*:

1)

AOF = 1.157 (B/D)	Qoi (B/D)	VPN (MMBs)
25 %	237	258,7
50 %	474	615,6
75 %	712	973,9
S = -0,1		

2)

AOF = 1.397 (B/D)	Qoi (B/D)	VPN (MMBs)
25 %	286	332,5
50 %	573	764,6
75 %	859	1.195,3
S = -1,3		

3)

AOF = 1.502 (B/D)	Qoi (B/D)	VPN (MMBs)
25 %	308	365,6
50 %	616	829,4
75 %	924	1.293,1
S = -1,7		

4)

AOF = 1.560 (B/D)	Qoi (B/D)	VPN (MMBs)
25 %	320	383,7
50 %	640	865,5
75 %	959	1.345,8
S = -1,9		

5)

AOF = 1.623 (B/D)	Qoi (B/D)	VPN (MMBs)
25 %	333	403,3
50 %	665	903,2
75 %	998	1.404,6
S = -2,0		

6)

AOF = 1.657 (B/D)	Qoi (B/D)	VPN (MMBs)
25 %	340	413,8
50 %	679	924,2
75 %	1019	1.436,2
S = -2,1		

7)

AOF = 1.677 (B/D)	Qoi (B/D)	VPN (MMBs)
25 %	344	419,8
50 %	688	937,8
75 %	1031	1.454,3
S = -2,2		

Como se puede observar y al igual que en el caso del pozo Soc-3, con este tipo de completación, independientemente de la relación de permeabilidades que tenga el yacimiento en la cara de la fractura y de la tasa a la cual se produzca el yacimiento (entre 25 %, 50 % y 75 % del AOF) siempre se obtendrán ganancias VPN > 0, por lo que el pozo sería rentable.

Por otro lado, nótese que las producciones y los ingresos económicos alcanzados con esta completación son mucho mayores a los alcanzados con las otras completaciones evaluadas para este mismo pozo. Para mayor detalle, dirigirse al análisis de resultados (Capítulo 6).

**RESULTADOS ECONÓMICOS - GRÁFICOS
POZO SOC-5. YAC. U2M (SOC-5)**

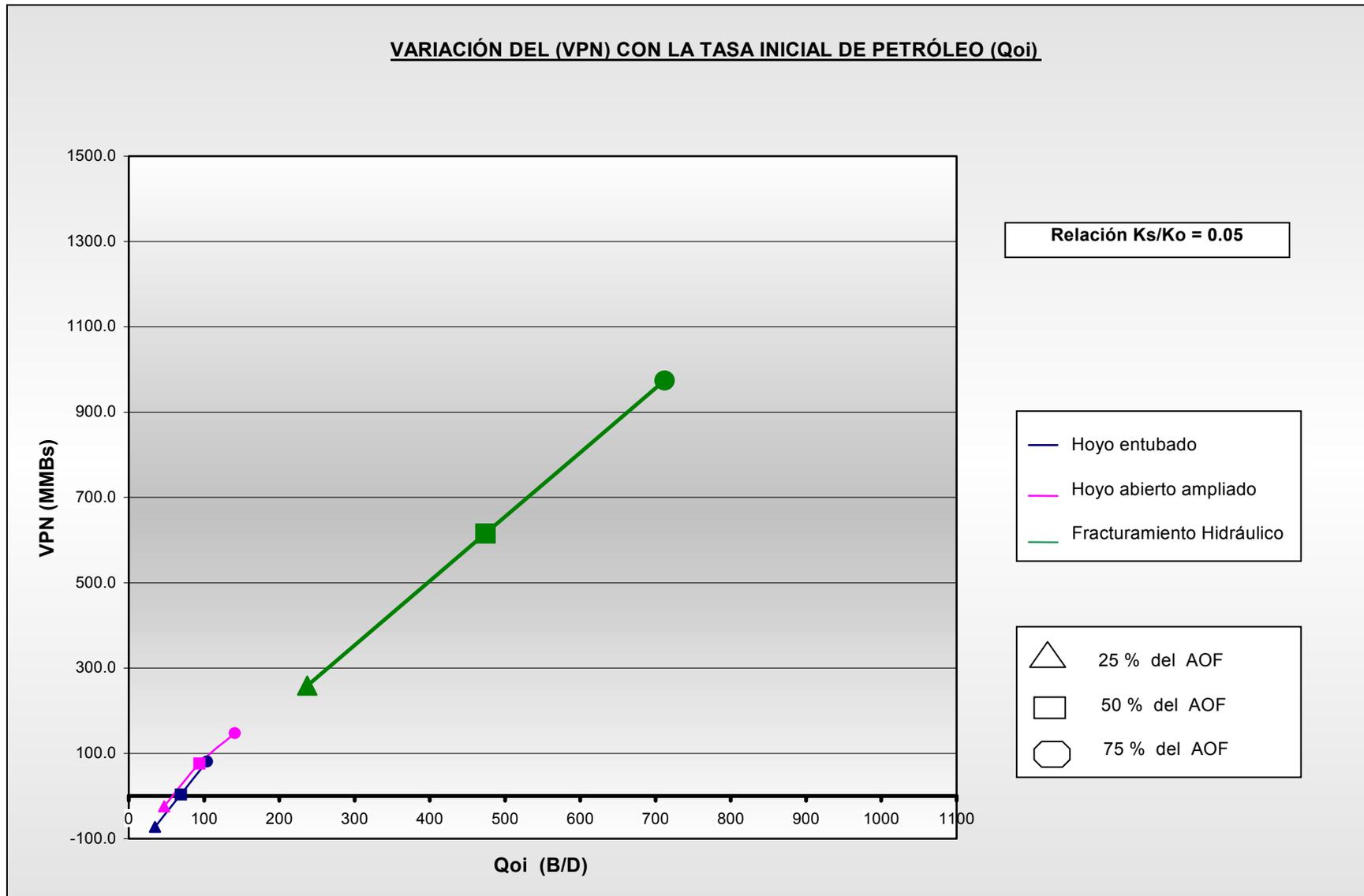


Figura V.22. Resultados Económicos - Gráficos para una Ks/Ko = 0,05.

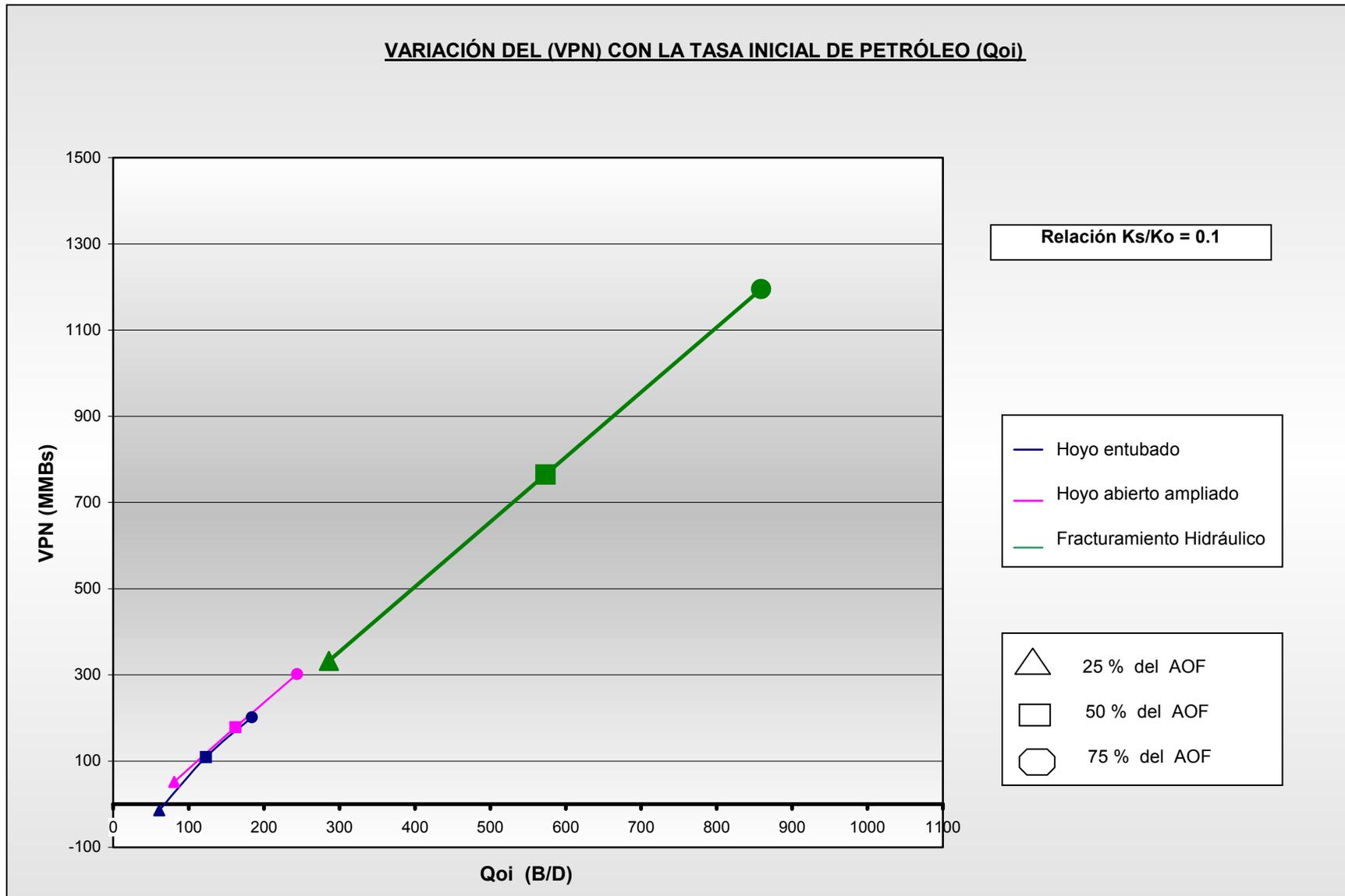


Figura V.23. Resultados Económicos - Gráficos para una Ks/Ko = 0,1.

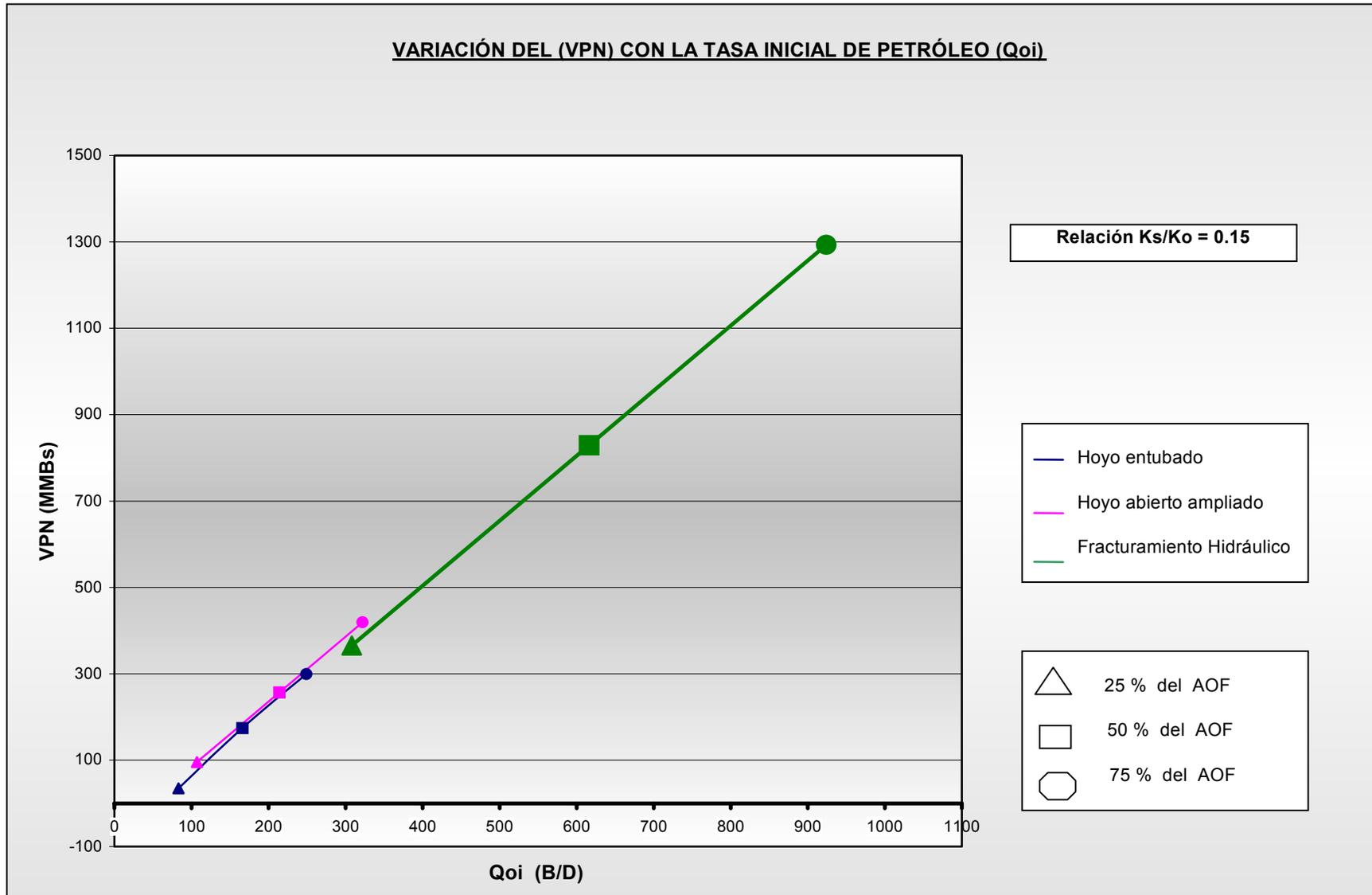


Figura V.24. Resultados Económicos - Gráficos para una Ks/Ko = 0,15.

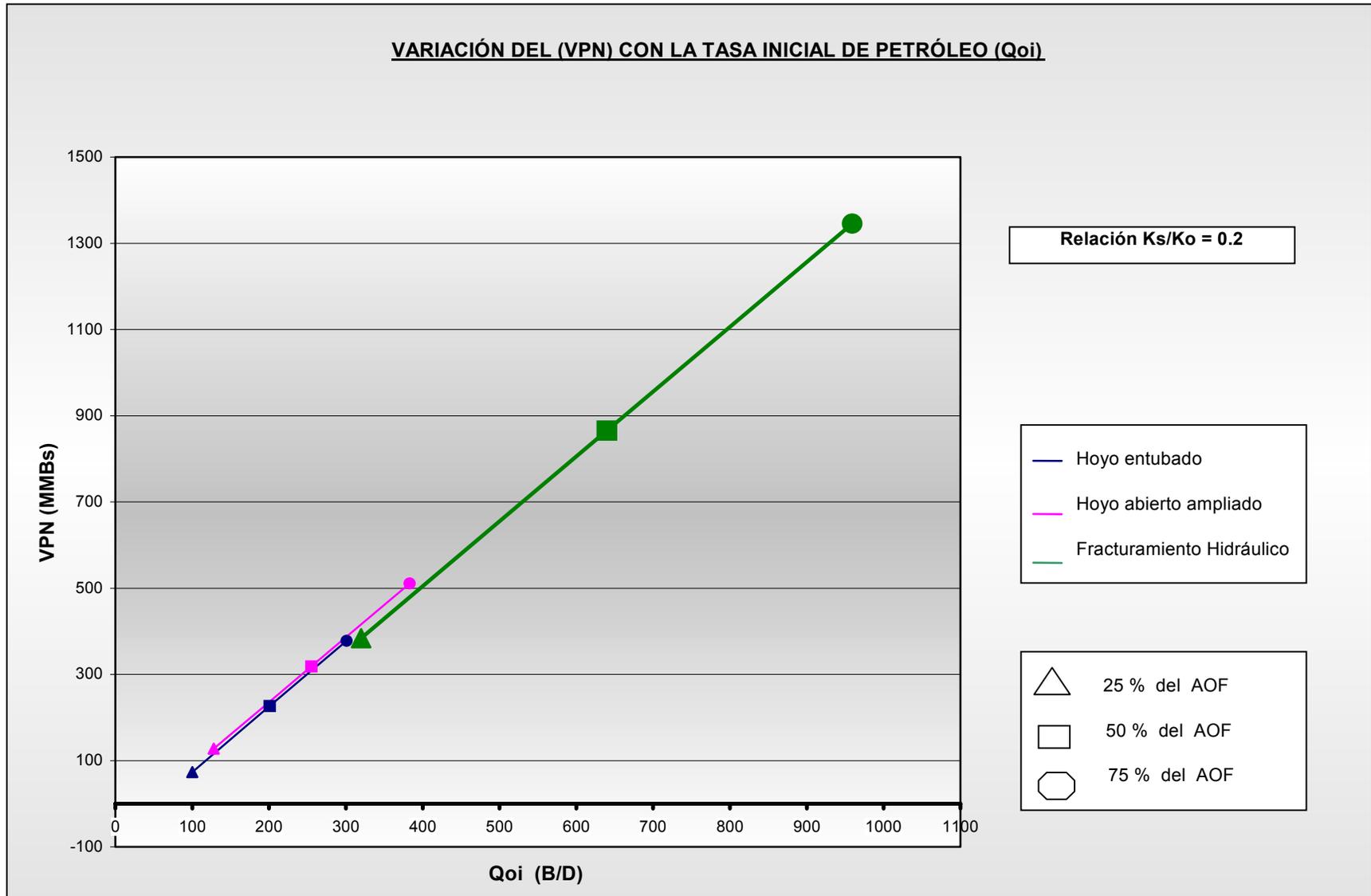


Figura V.25. Resultados Económicos - Gráficos para una Ks/Ko = 0,2.

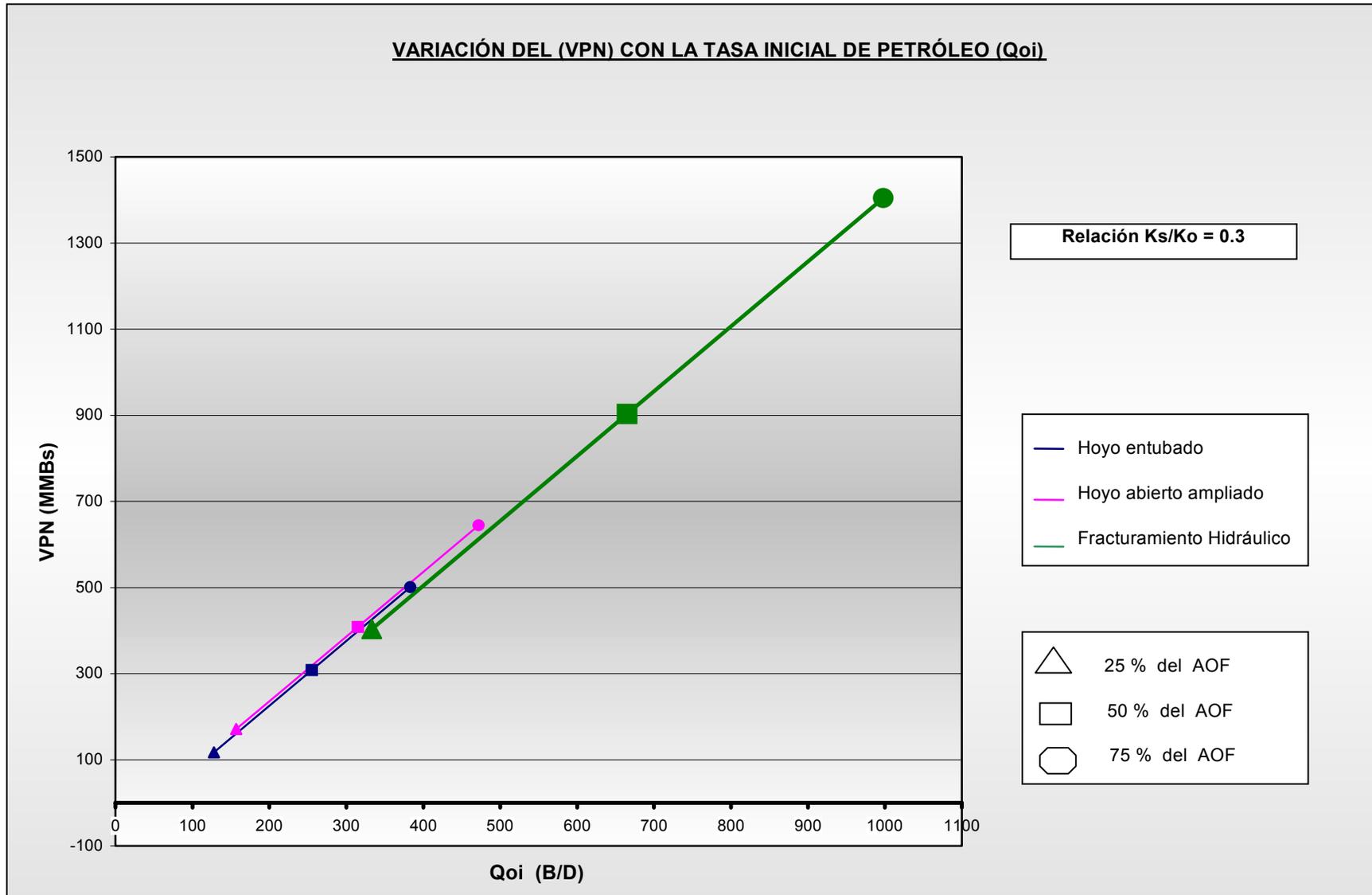


Figura V.26. Resultados Económicos - Gráficos para una Ks/Ko = 0,3.

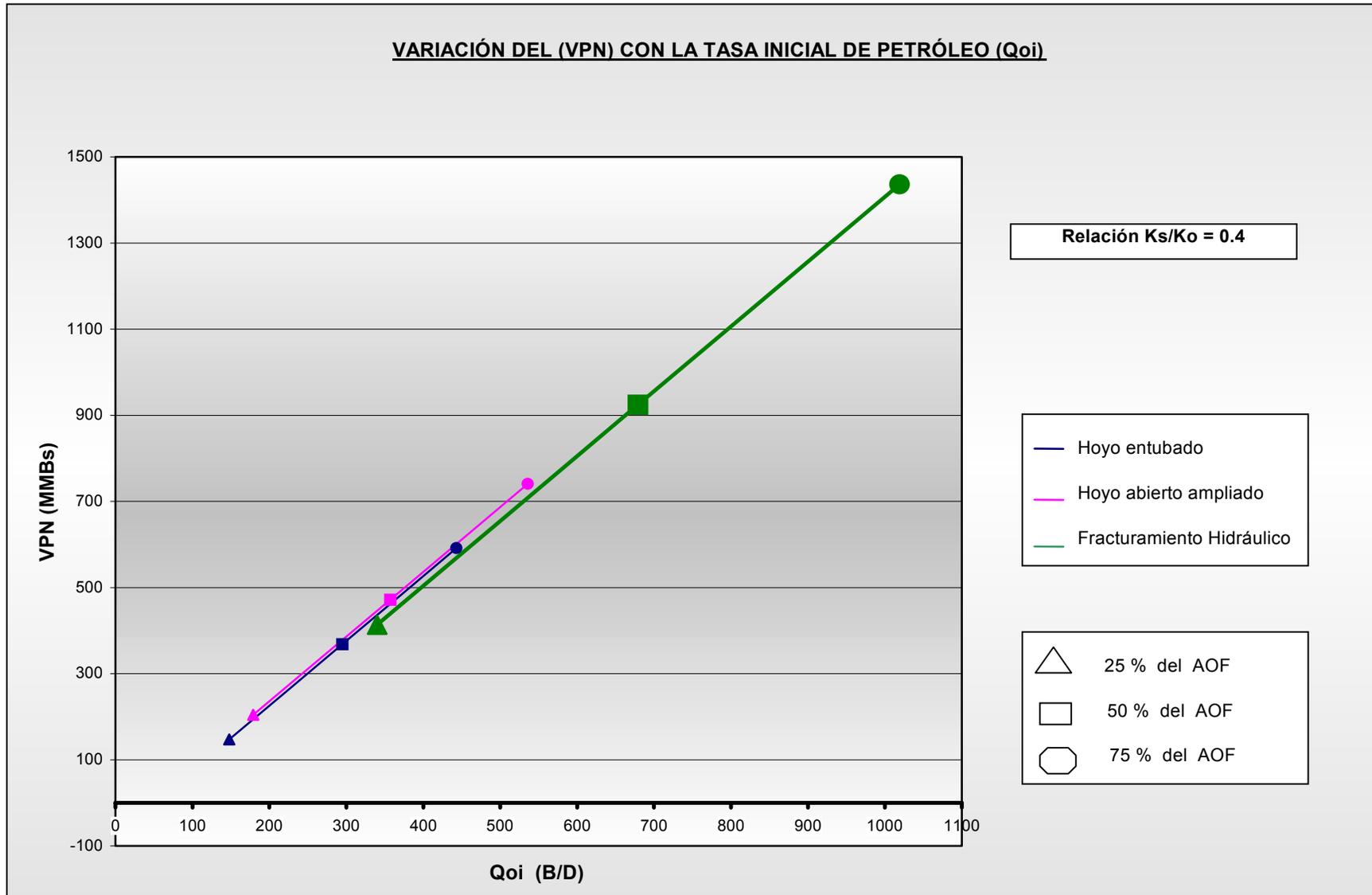


Figura V.27. Resultados Económicos - Gráficos para una Ks/Ko = 0,4.

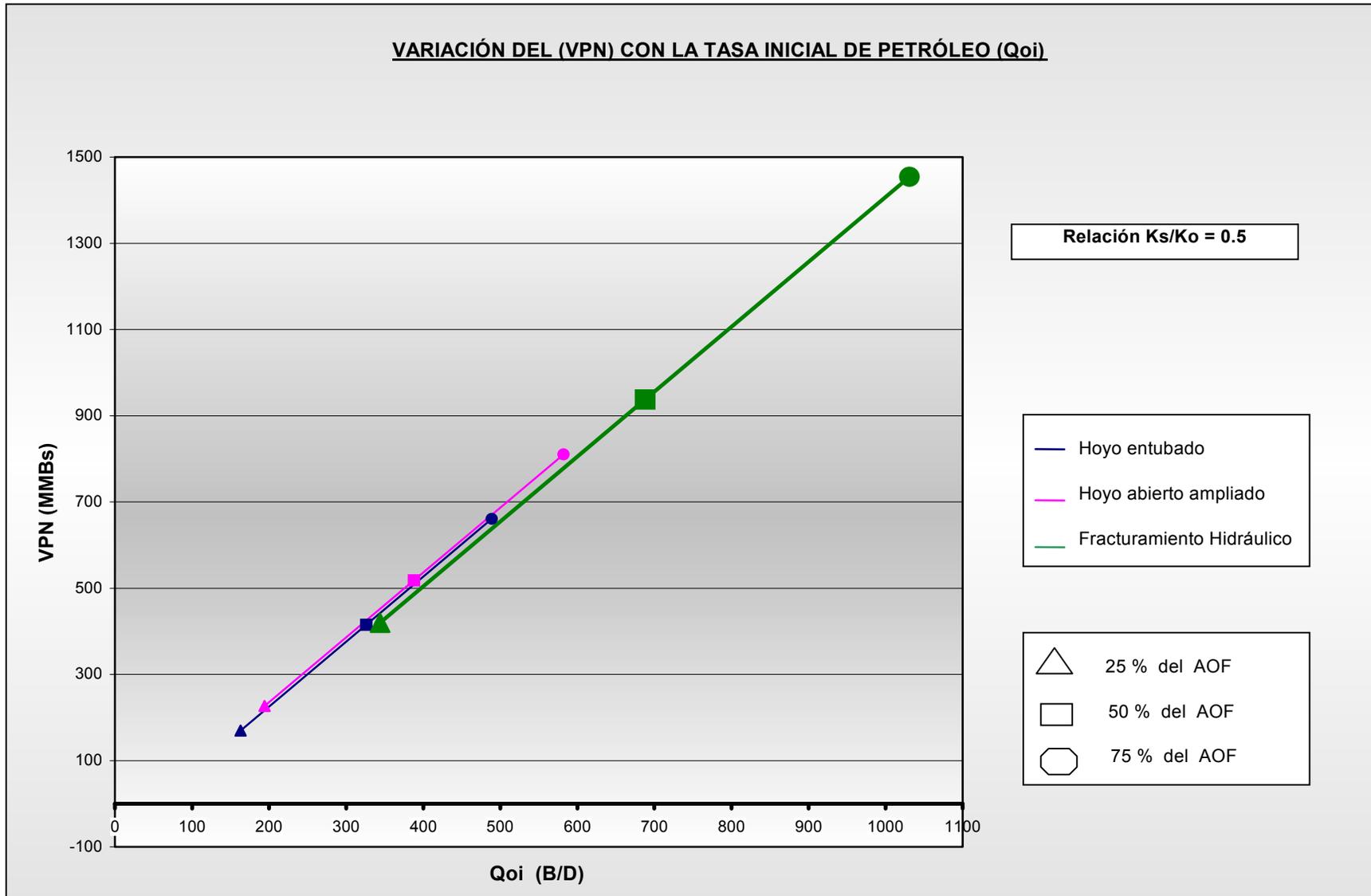


Figura V.28. Resultados Económicos - Gráficos para una Ks/Ko = 0,5.

6.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS

6.1.1 Pozo Soc-3

6.1.1.1 Resultados Técnicos

Evaluando detalladamente los resultados técnicos obtenidos para el pozo Soc-3, se observa que si la zona dañada del yacimiento alrededor del pozo ó en la cara de la fractura (para el caso de un fracturamiento hidráulico), presentara una relación de permeabilidad (K_s/K_o) igual a 0,05 (**figura V.1**) (valor considerado en este estudio como caso crítico), el daño total del yacimiento según el tipo de completación pudiera ser 35,0 si el pozo fuera completado a hoyo entubado con empaque con grava; 23,6 completando el pozo con hoyo abierto ampliado y empaque con grava; y $-0,5$ generando fracturas altamente conductivas sin empaque con grava. Estos resultados indican que para una relación de permeabilidad de 0,05 el mayor daño al yacimiento ocurriría en el caso de completarse el pozo a hoyo entubado con empaque con grava. Si el pozo fuera completado a hoyo abierto ampliado con empaque con grava se obtendría un daño menor, reduciéndose éste en aproximadamente 32 % con respecto al daño obtenido con hoyo entubado. Con el fracturamiento hidráulico tipo F.A.C., el resultado es más optimista, debido a que se logra estimular la zona productora (daño negativo).

Otro escenario analizable ocurre si la zona dañada del yacimiento alrededor del pozo presentara una relación de permeabilidad (K_s/K_o) igual a 0,1(**figura V.2**). En este caso, completando el pozo a hoyo entubado con empaque con grava el daño total resultante sería de 18,0; con hoyo abierto ampliado y empaque con grava el daño total resultante es 11,7; mientras que generando fracturas altamente conductivas se obtendría un valor de $-1,5$. Nuevamente se observa que completando el pozo a hoyo entubado se produciría el mayor daño al yacimiento; completando con hoyo abierto ampliado, se lograría reducir el daño en 35 % con respecto al obtenido con hoyo entubado; y fracturando hidráulicamente se lograría estimular el yacimiento (daño negativo).

Así en la siguiente tabla, se muestra cuanto se reduciría el daño en el yacimiento, si el pozo fuera completado a hoyo abierto ampliado en vez de hoyo entubado con empaque con grava, también se muestra el daño obtenido con un fracturamiento hidráulico, para las restantes relaciones de permeabilidad entre 0,15 a 0,5:

Tabla 6.1. Daños obtenidos según la completación y la relación de permeabilidad (K_s/K_o)

Relación K_s/K_o	S1	S2	Reducción en el daño ΔS	S3	Ver Figura
0,15	11,5	7,2	37 %	-1,8	V.3
0,20	8,5	5,2	39 %	-2,0	V.4
0,30	5,3	3,0	43 %	-2,2	V.5
0,40	3,8	2,0	47 %	-2,3	V.6
0,50	2,8	1,3	53 %	-2,4	V.7

Donde:

S1: Daño producido al yacimiento si el pozo fuera completado a hoyo entubado con empaque con grava.

S2: Daño producido al yacimiento si el pozo fuera completado a hoyo abierto ampliado con empaque con grava.

ΔS : Reducción del daño al yacimiento si el pozo fuera completado a hoyo abierto ampliado en vez de hoyo entubado, ambos con empaque con grava.

S3: Daño producido al yacimiento si el pozo fuera completado a hoyo entubado con fracturas altamente conductivas sin empaque con grava.

Como se observa en la **tabla 6.1**, cualquiera que sea la relación de permeabilidad en la zona dañada del yacimiento alrededor del pozo ó en la cara de la fractura (para el caso de un fracturamiento hidráulico), el daño de yacimiento resultante, es siempre mayor si se completara el pozo a hoyo entubado con empaque con grava. Por otra parte, si se completa el pozo a hoyo abierto ampliado con empaque con

grava, siempre se obtendrá un daño más bajo, entre 32 y 53 % menor que en el caso de hoyo entubado. Asimismo, de fracturarse hidráulicamente la formación (F.A.C.), independientemente de la relación de permeabilidad presente en la cara de la fractura, se estaría estimulando la zona del yacimiento alrededor del pozo (daño negativo). Estos resultados suponen que al reacondicionar el pozo Soc-3, se utilizará un fluido de completación que libre de sólidos ó lo más inofensivo posible para la formación; así como también la aplicación de un procedimiento de reacondicionamiento tal, que disminuya significativamente el impacto dañino que generan estos fluidos al yacimiento.

La razón por la que siempre el mayor daño generado a la formación esté asociado a la completación a hoyo entubado con empaque con grava, tiene que ver, con que en una completación a hoyo abierto ampliado, se elimina el porcentaje del daño, provocado por el revestidor y el cemento que está entre perforación y perforación en la cara de la arena y son una restricción al flujo de fluidos en ese espacio. Adicionalmente, el hoyo abierto ampliado, reduce el radio de la zona dañada del yacimiento alrededor del pozo.

En la completación a hoyo entubado con empaque con grava simulada para el pozo Soc-3, no se logra pasar la zona dañada del yacimiento, debido a que no se forma túnel de perforación, pues la arena es no consolidada (en todo caso, el túnel se derrumbaría progresivamente al comenzar el flujo de fluidos). Lo que indica que con este tipo de completación no se logra reducir el radio de la zona dañada en el yacimiento y además el revestimiento y el cemento siguen representando una obstrucción al flujo de fluidos en la cara de la arena. El resultado y/o impacto de esto, se refleja en que siempre el mayor daño de formación es provocado con este tipo de completación (hoyo entubado).

Por otro lado, los resultados indican que a medida que se reduce el tamaño de la zona dañada del yacimiento alrededor del pozo, también se reduce el daño generado al yacimiento, y como consecuencia de ello se obtiene una mayor

productividad. Esto se evidencia en los resultados de la simulación, ya que completando el pozo a hoyo abierto ampliado con empaque con grava (donde la zona dañada del yacimiento tendría un radio de 11,9 pulgadas) se obtiene un daño de yacimiento menor que completando el pozo a hoyo entubado con empaque con grava (donde la zona dañada del yacimiento tendría un radio de 12,2 pulgadas) para cualquier relación de permeabilidad. Este resultado se atribuye, entre otras cosas, a que la caída de presión en una zona dañada de 11,9 pulgadas de radio, es menor que en una zona dañada de 12,2 pulgadas de radio. Debido a este comportamiento, la recomendación en una completación a hoyo abierto ampliado, sería tratar de ampliar el hoyo al mayor diámetro posible, con el objeto de reducir aun más el tamaño de la zona dañada.

Generar una fractura en el pozo Soc-3, arena U1U, Yac. Soc-3, podría tener ciertos inconvenientes de aplicabilidad, pues **la arena se presenta relativamente delgada (15 pies de ATP) y no presenta barreras consistentes**, lo que complica el procedimiento de generar la fractura en el yacimiento, debido a la dificultad para controlar el crecimiento y/o la propagación de la fractura. Hay que resaltar que el tipo de fractura se diseño según la técnica de “Tip Screen Out” (arenamiento en punta), la cual detiene el crecimiento lateral de la fractura, permitiendo el subsiguiente ensanchamiento y empaque de la misma. El resultado son fracturas cortas verticalmente, anchas en el plano vertical de la fractura y relativamente largas horizontalmente. Las consecuencias de generar fracturas de este tipo en el yacimiento de interés podrían incidir con la comunicación con arenas supra-adyacentes ó infra-adyacentes, lo que podría originar flujo cruzado (Crossflow) entre arenas.

Siguiendo en el análisis de factibilidad técnica de las completaciones en estudio, hablaremos de las completaciones a hoyo entubado y a hoyo abierto ampliado, ambos con empaque con grava.

Como se ha mencionado anteriormente, la técnica de hoyo abierto ampliado reduce el daño total de formación entre un 32 y 53 % con respecto a la completación a hoyo entubado. Por otro lado, si se completara el pozo Soc-3 a hoyo abierto ampliado, se obtendrían las siguientes ventajas con respecto a la completación a hoyo entubado:

- El proceso de conificación será menos acelerado debido a que las líneas de flujo ó en otras palabras las caídas de presión serán en su totalidad en el plano horizontal de la arena, reduciendo el draw-down.
- Se elimina un gran porcentaje del daño provocado por el revestimiento y el cemento.

En general, con este tipo de completación se obtendría mayor productividad que en una completación a hoyo entubado.

De igual manera, la mayor desventaja que presenta esta técnica al ser aplicada en el pozo Soc-3, sería:

- Una vez que el agua ó el gas alcancen el pozo (conificación de fluidos), no se podrá aislar esa zona, con ningún procedimiento, por lo que habría que abandonar la arena.

6.1.1.2 Resultados Económicos

Los resultados económicos del estudio indican que si la zona dañada del yacimiento alrededor del pozo Soc-3 ó en la cara de la fractura (para el caso de un fracturamiento hidráulico), presentara una relación de permeabilidad (K_s/K_o) igual 0,05 (**figura V.8**), valor considerado en este estudio como caso crítico, y si el pozo Soc-3 fuera completado a hoyo entubado con empaque con grava, habría que producir el yacimiento como mínimo al 73 % del AOF (Absolute Open Flow = Máximo potencial absoluto de flujo de fluidos del yacimiento) para poder obtener

por lo menos la mínima ganancia esperada ($VPN = 0$), de lo contrario se obtendrían VPN (Valor Presente Neto) negativos, por lo que el trabajo realizado al pozo resultaría antieconómico. Igualmente, para la misma relación de permeabilidad ($K_s/K_o = 0,05$), si se completara el pozo a hoyo abierto ampliado con empaque con grava, habría que producir el yacimiento por lo menos al 52 % del AOF, para poder obtener la ganancia mínima esperada ($VPN = 0$) de lo contrario se obtendrían VPN negativos, y nuevamente el trabajo realizado al pozo resultaría antieconómico. Para esta misma completación, produciendo el yacimiento al 75 % del AOF se obtendría un VPN de aproximadamente Bs. 49,4 MM. Si el pozo fuera completado fracturando hidráulicamente, se obtendrían VPN mucho mayores a cero para cualquier porcentaje del AOF ó tasa de producción. Produciendo el yacimiento al 25 % del AOF se esperaría un VPN de Bs. 87,2 MM. Si se produjera al 50 % del AOF se lograría un VPN de Bs. 222,8 MM, y produciendo el yacimiento al 75 % del AOF se obtendría un VPN de Bs. 359,6 MM.

En el caso que la relación de permeabilidad (K_s/K_o) sea igual a 0,1 (**figura V.9**) en la zona dañada del yacimiento alrededor del pozo ó en la cara de la fractura (para el caso de un fracturamiento hidráulico), y si el pozo Soc-3 fuera completado a hoyo entubado con empaque con grava, habría que producir el yacimiento a una tasa mayor al 42 % del AOF para poder obtener por lo menos la mínima ganancia esperada ($VPN = 0$), pues de lo contrario, el trabajo realizado al pozo resultaría antieconómico. Si se produjera el yacimiento al 50 % del AOF se esperaría un VPN de Bs. 22, 2 MM, y en caso de producirse al 75 % del AOF se obtendría un VPN de Bs. 68,3 MM. Por otro lado, si el pozo Soc-3 fuera completado a hoyo abierto ampliado, habría que producir el yacimiento a una tasa mayor al 32 % del AOF para poder obtener por lo menos la mínima ganancia esperada ($VPN = 0$), de lo contrario el pozo resultaría antieconómico. Si con esta misma completación el yacimiento se produjera al 50 % del AOF se obtendría un VPN de Bs. 56,7 MM, y de producirse al 75 % del AOF se obtendría un VPN de Bs. 105 MM. Si el pozo fuera completado fracturando hidráulicamente, se obtendrían VPN mayores que

cero y/o ganancias a cualquier tasa ó porcentaje del AOF al cual se produzca el yacimiento. Produciendo el yacimiento al 25 % del AOF se esperaría un VPN de Bs. 110,2 MM, mientras que produciendo al 50 % del AOF se esperaría un VPN de Bs. 270,1 MM y de producirse el yacimiento al 75 % del AOF se obtendría un VPN de Bs. 428,7 MM.

A continuación la siguiente tabla muestra como a medida que aumenta la relación de permeabilidad entre 0,15 a 0,5 en la zona dañada del yacimiento alrededor del pozo ó en la cara de la fractura (para el caso de un fracturamiento hidráulico), también aumentan los ingresos económicos; esto, para cualquier completación que se le realice al pozo y produciendo el yacimiento inicialmente al 25 % del AOF:

Tabla 6.2. Ganancias obtenidas según la completación y la relación de permeabilidad, produciendo inicialmente el yacimiento al 25 % del AOF

Relación Ks/Ko	C1	C2	C3	Ver Figura:
	VPN (MMBs) obtenidos produciendo el yacimiento a una tasa inicial de petróleo igual al 25 % del AOF			
<i>0,15</i>	-24,3	6,6	121,1	<i>V.10</i>
<i>0,20</i>	-4,7	28,6	127,2	<i>V.11</i>
<i>0,30</i>	24,6	50,6	133,2	<i>V.12</i>
<i>0,40</i>	42,8	61,5	136,9	<i>V.13</i>
<i>0,50</i>	51,3	68,8	138,1	<i>V.14</i>

Donde:

C1: Si el pozo fuera completado a hoyo entubado con empaque con grava

C2: Si el pozo fuera completado a hoyo abierto ampliado con empaque con grava

C3: Si el pozo fuera completado a hoyo entubado con fracturas altamente conductivas sin empaque con grava

Como se puede observar en la **tabla 6.2**, para el caso en que la zona dañada del yacimiento alrededor del pozo ó en la cara de la fractura (para el caso de un fracturamiento hidráulico) presentara una relación de permeabilidad (K_s/K_o) igual a 0,15 (**figura V.10**) ó 0,2 (**Figura V.11**) , y de completarse el pozo Soc-3 a hoyo entubado con empaque con grava (**C1**), habría que producir el yacimiento a una tasa inicial de petróleo igual o mayor al 31 % del AOF y 27 % del AOF respectivamente para poder obtener por lo menos la mínima ganancia esperada ($VPN = 0$). De lo contrario el pozo resultaría antieconómico. Como se puede observar en la **tabla 6.2**, para relaciones de permeabilidad (K_s/K_o) igual ó mayores a 0,3 y con esta misma completación, produciendo el yacimiento a una tasa inicial de petróleo igual al 25 % del AOF se obtendrían VPN (Valor Presente Neto) mayores que cero, por lo que el pozo resultaría rentable bajo esa condición de relación de permeabilidad ($K_s/K_o \geq 0,3$).

La **tabla 6.2**, muestra que si el pozo Soc-3 fuera completado a hoyo abierto ampliado con empaque con grava (**C2**), y si la zona dañada del yacimiento alrededor del pozo presentara una relación de permeabilidad igual ó mayor a 0,15, se obtendrían VPN mayores que cero produciendo el yacimiento al 25 % del AOF. por lo que el pozo resultaría rentable bajo esa condición de relación de permeabilidad ($K_s/K_o \geq 0,15$).

Igualmente la **tabla 6.2**, y en general los resultados gráficos (**Figuras V.8 - V.14**) indican que completando el pozo a hoyo entubado con fracturas altamente conductivas sin empaque con grava, siempre se obtendrán VPN mucho mayores que cero (en comparación con las otras completaciones evaluadas) produciendo el yacimiento al 25 % del AOF e independientemente de la relación de permeabilidad presente en la cara de la fractura.

A continuación la siguiente tabla muestra los VPN obtenidos según la completación y la relación de permeabilidad, produciendo el yacimiento a una tasa de petróleo igual al 50 % del AOF.

Tabla 6.3. Ganancias obtenidas según la completación y la relación de permeabilidad, produciendo inicialmente el yacimiento al 50% del AOF

Relación Ks/Ko	C1	C2	C3	Ver Figura:
	VPN (MMBs) obtenidos produciendo el yacimiento a una tasa inicial de petróleo igual al 50 % del AOF			
0,05	-36,5	-0,7	222,8	V.8
0,10	22,2	56,7	270,0	V.9
0,15	57,4	86,9	291,8	V.10
0,20	75,5	107,4	302,7	V.11
0,30	104,6	138,9	314,9	V.12
0,40	125,2	160,6	322,1	V.13
0,50	142,1	177,6	327,0	V.14

Donde:

C1: Si el pozo fuera completado a hoyo entubado con empaque con grava

C2: Si el pozo fuera completado a hoyo abierto ampliado con empaque con grava

C3: Si el pozo fuera completado a hoyo entubado con fracturas altamente conductivas sin empaque con grava

La **tabla 6.3**, al igual que la **figura V.8**, muestran que para el caso más pesimista el cual se presenta si la zona dañada del yacimiento alrededor del pozo Soc-3 tuviera una relación de permeabilidad igual a 0,05; la completación a hueco entubado con empaque con grava (**C1**) es casi improbable que sea económicamente rentable en vista de que el yacimiento tendría que producir a más del 73 % del AOF para poder obtener ganancias ($VPN > 0$), este resultado se debe a que el daño total de yacimiento asociado con esta relación de permeabilidad no permite que el yacimiento aporte una tasa de petróleo tal, que bajo la inversión de dicha completación, la misma sea rentable.

Para una completación a hoyo abierto ampliado con empaque con grava (**C2**), el daño total de yacimiento sobre la productividad es menos impactante, debido a que produciendo el yacimiento a más del 52 % del AOF ya se puede obtener ganancias ($VPN > 0$). El riesgo se presenta en el momento de evaluar la factibilidad de producción, es decir; para esta misma relación de permeabilidad ($Ks/Ko = 0,05$) habría que producir el yacimiento, estando el pozo completado a con hoyo entubado con empaque con grava a más del 73 % del AOF para poder obtener ganancias ó $VPN > 0$, situación que es más riesgosa que en una completación a hoyo abierto ampliado, debido a que es más probable producir el yacimiento al 52 % que al 73 % del AOF.

La **tabla 6.3**, muestra que completando el pozo Soc-3 a hoyo entubado con fracturas altamente conductivas sin empaque con grava, el pozo será rentable $VPN > 0$, produciendo el yacimiento al 50 % del AOF e independientemente de la relación de permeabilidad presente en la cara de la fractura.

La tabla que a continuación se presenta, muestra los VPN obtenidos según la completación y la relación de permeabilidad, produciendo el yacimiento a una tasa de petróleo igual al 75 % del AOF.

Tabla 6.4. Ganancias obtenidas según la completación y la relación de permeabilidad, produciendo inicialmente el yacimiento al 75% del AOF

Relación Ks/Ko	C1	C2	C3	Ver Figura:
	VPN (MMBs) obtenidos produciendo el yacimiento a una tasa inicial de petróleo igual al 75 % del AOF			
0,05	5,1	49,4	359,6	V.8
0,10	68,3	105,0	428,7	V.9
0,15	105,8	149,8	462,6	V.10
0,20	133,6	181,2	479,5	V.11
Relación	C1	C2	C3	Ver Figura:

Ks/Ko	VPN (MMBs) obtenidos produciendo el yacimiento a una tasa inicial de petróleo igual al 75 % del AOF			
0,30	177,2	228,4	497,7	V.12
0,40	208,7	261,0	508,6	V.13
0,50	232,9	285,2	514,6	V.14

Donde:

C1: Si el pozo fuera completado a hoyo entubado con empaque con grava

C2: Si el pozo fuera completado a hoyo abierto ampliado con empaque con grava

C3: Si el pozo fuera completado a hoyo entubado con fracturas altamente conductivas sin empaque con grava

Como lo muestra la **tabla 6.4**, si el yacimiento se produjera a una tasa inicial de petróleo igual al 75 % del AOF, resulta que independientemente de la relación de permeabilidad presente en la zona dañada del yacimiento alrededor del pozo ó en la cara de la fractura (para el caso de un fracturamiento hidráulico) y de la completación realizada al pozo, siempre se obtendrán VPN mayores que cero, por lo que el pozo bajo esta condición de productividad, sería rentable.

Finalmente, la razón por la cual para las relaciones de permeabilidad mayores o iguales a 0,3 los VPN calculados son siempre mayores que cero independientemente del porcentaje del AOF al cual se produzca el yacimiento y de las completaciones que se le realice al pozo, es porque para esas relaciones de permeabilidad el daño provocado a la formación no tiene un impacto significativo sobre la productividad, por lo que se producirá a tasas de petróleo rentables.

Como lo evidencian los resultados económicos, jerarquizando económicamente las completaciones en estudio, se encuentra que la completación más rentable

bajo cualquier condición de productividad ó de yacimiento (Relación Ks/Ko), es un fracturamiento hidráulico, seguidamente se encuentra la completación a hoyo abierto ampliado con empaque con grava y por último la completación a hoyo entubado con empaque con grava.

6.1.2 Pozo Soc-5

6.1.2.1 Resultados Técnicos

Evaluando los resultados técnicos del pozo Soc-5, se puede observa que la tendencia en los valores obtenidos de daño a la formación son similares a los obtenidos en el pozo Soc-3, como lo muestra la siguiente tabla:

Tabla 6.5. Daños obtenidos según la completación y la relación de permeabilidad (Ks/Ko)

Relación Ks/Ko	S1	S2	Reducción en el daño ΔS	S3	Ver Figura
0,05	39,0	27,0	31 %	-0,1	V.15
0,10	19,0	13,0	32 %	-1,3	V.16
0,15	12,3	7,2	35 %	-1,7	V.17
0,20	9,0	6,0	33 %	-1,9	V.18
0,30	5,6	3,3	41 %	-2,0	V.19
0,40	4,0	2,1	48 %	-2,1	V.20
0,50	3,0	1,4	53 %	-2,2	V.21

Donde:

S1: Daño producido al yacimiento si el pozo fuera completado a hoyo entubado con empaque con grava.

S2: Daño producido al yacimiento si el pozo fuera completado a hoyo abierto ampliado con empaque con grava.

ΔS : Reducción del daño al yacimiento si el pozo fuera completado a hoyo abierto ampliado en ves de hoyo entubado, ambos con empaque con grava.

S3: Daño producido al yacimiento si el pozo fuera completado a hoyo entubado con fracturas altamente conductivas sin empaque con grava.

Como se observa en la **tabla 6.5**, cualquiera que sea la relación de permeabilidad en la zona dañada del yacimiento alrededor del pozo ó en la cara de la fractura (para el caso de un fracturamiento hidráulico), el daño de yacimiento más alto siempre resulta al completarse el pozo a hoyo entubado con empaque con grava, por otra parte si se completara el pozo a hoyo abierto ampliado con empaque con grava, siempre se obtendrá un daño más bajo, entre 31 y 53 % menor al daño obtenido si se completara el pozo a hoyo entubado (dependiendo de la relación de permeabilidad existente en el yacimiento). Así mismo de fracturarse hidráulicamente la formación, independientemente de la relación de permeabilidad presente en la cara de la fractura, siempre se estaría estimulando el yacimiento (daño negativo).

Al igual que en el pozo Soc-3, la razón por la que siempre el mayor daño provocado a la formación este asociada a la completación a hoyo entubado con empaque con grava y cuando se completa el pozo a hoyo abierto ampliado con empaque con grava se obtenga siempre un daño menor, tiene que ver con que en una completación a hoyo abierto ampliado, se elimina el porcentaje del daño, representado por el revestidor y el cemento que está entre perforación y perforación en la cara de la arena y que son una restricción al flujo de fluidos en ese espacio, adicionalmente si el hoyo abierto se amplia, se estaría reduciendo la zona dañada en el yacimiento. En la completación a hoyo entubado propuesta para el pozo Soc-5 no se lograría reducir el tamaño de la zona dañada, debido a que no se formaría túnel de perforación, ya que la arena es no consolidada (el túnel se derrumbaría progresivamente al comenzar el flujo de fluidos), y por tanto el mayor daño siempre sería provocado por este tipo de completación (Hoyo entubado).

La fractura diseñada para el pozo Soc-5, Arena U2M, yacimiento Soc-5, tiene al igual que el pozo Soc-3, problemas de aplicabilidad, debido a la dificultad para controlar el crecimiento y/o propagación de la fractura en la arena, la cual se presenta relativamente delgada (37 pies de Arena Total Petrolífera), la consecuencia principal de generar la fractura, podría ser comunicar arenas supra-adyacentes ó infra-adyacentes con características de presión, temperatura y fluidos distintas, trayendo como consecuencia un posible flujo cruzado (Crossflow) entre arenas.

Como fue mencionado anteriormente, la técnica de hoyo abierto ampliado reduce el daño total de formación entre un 31 y 53 % con respecto a la completación a hoyo entubado. Estos resultados son basados en la suposición de que al reacondicionar el pozo Soc-5, se utilizará un fluido de completación que este libre de sólidos ó que sea lo más inofensivo posible a la formación, y se aplicará el procedimiento de reacondicionamiento de manera tal de disminuir significativamente el impacto dañino generado por estos fluidos al yacimiento.

Por otro lado de completarse el pozo Soc-5 a hoyo abierto ampliado con empaque con grava, se tendría como principal ventaja que el proceso de conificación de fluidos será menos acelerado que en una completación a hoyo entubado. Teniendo como principal desventaja, que una vez que se conifique el pozo con algún fluido habría que abandonar la arena.

La razón por la cual los resultados técnicos obtenidos para el pozo Soc-5, son muy similares a los obtenidos en el pozo Soc-3, está asociada a que ambas arenas, donde serán recompletados los pozos, tienen características muy similares en cuanto a presión, temperatura, porosidad, permeabilidad y profundidad, por lo que la respuesta de ambas arenas a cualquier procedimiento de completación es similar.

6.1.2.2 Resultados Económicos

A continuación las siguientes tablas muestran como varían los VPN según la relación de permeabilidad, la completación y la producción inicial del yacimiento:

Tabla 6.6. Ganancias obtenidas según la completación y la relación de permeabilidad, produciendo inicialmente el yacimiento al 25 % del AOF

Relación Ks/Ko	C1	C2	C3	Ver Figura:
	VPN (MMBs) obtenidos produciendo el yacimiento a una tasa inicial de petróleo igual al 25 % del AOF			
0,05	-72,8	-24,7	258,7	V.22
0,10	-14,4	51,5	332,5	V.23
0,15	35,1	95,9	365,6	V.24
0,20	73,2	127,5	383,7	V.25
0,30	117,0	171,1	403,3	V.26
0,40	147,2	204,2	413,8	V.27
0,50	169,7	226,7	419,8	V.28

Tabla 6.7. Ganancias obtenidas según la completación y la relación de permeabilidad, produciendo inicialmente el yacimiento al 50% del AOF

Relación Ks/Ko	C1	C2	C3	Ver Figura:
	VPN (MMBs) obtenidos produciendo el yacimiento a una tasa inicial de petróleo igual al 50 % del AOF			
0,05	3,6	76,4	615,6	V.22
0,10	108,5	178,6	764,6	V.23
0,15	174,3	256,8	829,4	V.24
0,20	227,0	318,5	865,5	V.25
0,30	308,3	408,7	903,2	V.26
Relación	C1	C2	C3	Ver Figura:

Ks/Ko	VPN (MMBs) obtenidos produciendo el yacimiento a una tasa inicial de petróleo igual al 50 % del AOF			
0,40	368,5	471,9	924,2	V.27
0,50	415,2	518,5	937,8	V.28

Tabla 6.8. Ganancias obtenidas según la completación y la relación de permeabilidad, produciendo inicialmente el yacimiento al 75 % del AOF

Relación Ks/Ko	C1	C2	C3	Ver Figura:
	VPN (MMBs) obtenidos produciendo el yacimiento a una tasa inicial de petróleo igual al 75 % del AOF			
0,05	80,9	147,0	973,9	V.22
0,10	201,4	301,9	1.195,3	V.23
0,15	299,2	419,2	1.293,1	V.24
0,20	377,5	510,9	1.345,8	V.25
0,30	501,0	644,8	1.404,6	V.26
0,40	591,3	741,0	1.436,2	V.27
0,50	660,6	810,2	1.454,3	V.28

Donde:

C1: Si el pozo fuera completado a hoyo entubado con empaque con grava

C2: Si el pozo fuera completado a hoyo abierto ampliado con empaque con grava

C3: Si el pozo fuera completado a hoyo entubado con fracturas altamente conductivas sin empaque con grava

Como se puede observar, para el caso más pesimista, el cual se presenta si la zona dañada del yacimiento alrededor del pozo tuviera una relación de permeabilidad igual a 0,05 y si el pozo fuera completado a hueco entubado con empaque con grava (**C1**), es necesario producir el yacimiento por lo menos al 50

% del AOF para que el pozo sea rentable ó obtener $VPN > 0$, igualmente, si el pozo fuera completado a hoyo abierto ampliado con empaque con grava (**C2**) habría que producir el yacimiento por lo menos al 32 % del AOF para que el pozo sea rentable. Esa diferencia en producción entre una completación y otra, es provocada por el daño al yacimiento generado por cada una de ellas. En general en una completación a hoyo abierto ampliado siempre se alcanzan producciones más altas y por tanto mayores VPN (Valor Presente neto) debido a que el daño generado al yacimiento es menor que en una completación a hoyo entubado.

Por otro lado, los resultados indican que el fracturamiento hidráulico, es desde el punto de vista económico, la completación más rentable para el pozo Soc-5, debido a que se obtienen $VPN > 0$, con cualquier relación de permeabilidad que pudiera presentarse en la cara de la fractura y produciendo el yacimiento a cualquier porcentaje del AOF.

Al igual que los resultados obtenidos en el pozo Soc-3, los resultados económicos obtenidos para el pozo Soc-5, indican; como lo muestran las **tablas 6.6, 6.7 y 6.8**, que para las relaciones de permeabilidad mayores a 0,15 los VPN calculados son siempre mayores que cero independientemente del porcentaje del AOF al cual se produzca el yacimiento, y la completación que se le realice al pozo. Esto es debido, a que el daño provocado a la formación no tiene un impacto significativo sobre la productividad del mismo de manera que lo convierta en antieconómico, bajo las condiciones económicas de cada completación.

Finalmente jerarquizando económicamente las completaciones estudiadas, la completación más rentable para el pozo Soc-5, es un fracturamiento hidráulico del tipo (F.A.C) sin empaque con grava, seguido por una completación a hoyo abierto ampliado con empaque con grava y por último una completación a hoyo entubado con empaque con grava.

CONCLUSIONES

1. El fracturamiento Hidráulico (F.A.C.), es de acuerdo a los resultados técnicos y económicos obtenidos en este estudio, la técnica más conveniente para recompletar los pozos Soc-3 y Soc-5.
2. Aunque un fracturamiento hidráulico, de acuerdo a los resultados obtenidos, generaría altas producciones de petróleo y elevados ingresos económicos, dicho procedimiento tiene restricciones que afectan su aplicabilidad en los pozos evaluados.
3. La completación a hoyo abierto ampliado con empaque con grava, disminuye el daño total generado a la formación entre **31 y 53 %** con respecto a la completación a hoyo entubado con empaque con grava, según sea la relación de permeabilidades presente en la zona dañada del yacimiento.
4. Si la zona dañada del yacimiento alrededor del pozo Soc-3 y Soc-5, presentara una relación de permeabilidades menor o igual a 0,05, una completación a hoyo entubado con empaque con grava no sería rentable.
5. Si la zona dañada del yacimiento alrededor del pozo Soc-3 y Soc-5, presentara una relación de permeabilidades mayor a 0,3 y 0,15 respectivamente; cualquiera de las completaciones estudiadas sería rentable.
6. Si los pozos Soc-3 y Soc-5 se completaran a hoyo abierto ampliado con empaque con grava se manejarían producciones de petróleo e ingresos económicos más elevados que completando dichos pozos a hoyo entubado con empaque con grava, para cualquier relación de permeabilidades que

podiera presentarse en la zona dañada del yacimiento alrededor de los pozos.

7. El procedimiento más conveniente para reactivar los pozos Soc-3 y Soc-5, en las arenas U1U (Soc-3) y U2M (Soc-5) respectivamente, desde el punto de vista técnico y económico, **es una completación a hoyo abierto ampliado con empaque con grava.**

RECOMENDACIONES

1. Evaluar la posibilidad de producir arenas en conjunto en el Área Mayor de Socororo, aplicando la técnica de fracturamiento hidráulico (F.A.C.), en vista de la alta productividad e ingresos económicos que se pudiera obtener con dicha técnica.
2. Se recomienda recompletar los pozos Soc-3 y Soc-5 en las arenas U1U (Soc-3) y U2M (Soc-5) respectivamente **con hoyo abierto ampliado y empaque con grava**, de acuerdo a los trabajos de reactivación propuestos.
3. Realizar una prueba de presiones que permita calcular el daño total generado al yacimiento y la relación de permeabilidades presente en la zona dañada alrededor del pozo, a manera de definir cual sería el comportamiento económico y productivo según los distintos escenarios que se evaluaron.
4. Recompletar los pozos Soc-3 y Soc-5, trabajando con presiones bajo balance y utilizando fluidos de completación que estén libre de sólidos, para disminuir en lo posible el daño al yacimiento provocado por estos fluidos.
5. Realizar un estudio granulométrico de los yacimientos U1U (Soc-3) y U2M (Soc-5), a manera de definir correctamente el tamaño de grava a colocar en los empaques.

BIBLIOGRAFÍA

1. Beggs H. Dale. *Production Optimization Using NODAL™ Analysis*. Tulsa, Oklahoma; Ediciones OGCI, 1.991. 420 p.
2. Ceccarelli Tomaso. “*HyPerSTIM™: to the Rescue of the S.O.S.*” Introduction of a new technology on lake Maracaibo, Venezuela. SPE: 72 nd Annual Technical Conference & Exhibition, San Antonio; 14 p. October 05 – 08, 1.997.
3. CORPOMENE C.A. *Estudio de Reactivación del Área Mayor de Socororo*. PETROUCV. Caracas-Venezuela. 1.999.
4. Díaz, Y.; Díaz, C. Diagnóstico del Problema de Producción de Arena y Desarrollo de una Metodología para la selección del Método más Adecuado para su control en el Área Mayor de Socororo. Tesis de grado, Universidad Central de Venezuela, 2002.
5. Economides Michael J.; Larry T. Watters; Shari Dunn-Norman. *Petroleum Well Construction*. Inglaterra; Editions John Wiley & Sons, 1.998. 622 p.
6. Economides Michael J.; A. Daniel Hill; Christine Ehlig-Economides. *Petroleum Production Systems*. New Jersey; Editions Prentice Hall, 1.994. 400 p.
7. Hassen, Barry R. New Technique Estimate Drilling Filtrate Invasion. Doc. Tecn.. No. 8.791 SPE. California, 1.980.
8. Karakas Metin; S.M. Tariq. *Semianalytical Productivity Models for Perforated Completions*. Doc. Tecn. No. 18.247 SPE. Dallas, 1.991.

9. López Rolando. *Curso de Ingeniería de Perforación*. Maracaibo, Venezuela; Corpoven, S.A. División Occidental. 1.985. 320 p.
10. Mathur A.K.; X. Ning; R.B. Marcinew. *Hydraulic Fracture Stimulation of Highly Permeable Formations: The Effect of Critical Fracture Parameters on Oilwell Production and Pressure*. Doc. Tecn. No. 30.652 SPE. Dallas, 1.995.
11. McKinzie Howard. *Sand Control*. Tulsa, Oklahoma; Ediciones OGCI, 2.001. 250 p.
12. Morales R.H.; W.D. Norman; E.I. Park. *¿Why Fracture Unconsolidated High Permeability Formations?.* Doc. Tecn.. No. 35.031 SPE. Dallas, 1.996.
13. OFITE. *Instructions Dynamic HPHT Filter Press*. No. 170-50. Houston. 1.997.
14. OWEN A Core Laboratories Company. *Scalloped Gun System Perforating Charge Performance Summary API, RP-43*. 5th Edition Data. Texas. 2.000.
15. Peñaranda, J.M.; Trejo, E.D. *Estudio y Diseño de Esquemas de Completación Para los Pozos a ser Perforados en el Área Mayor de Socororo*. Tesis de grado, Universidad Central de Venezuela, 2002.
16. Rondón, M.A.; Marques, D. *Estudio para el mejoramiento de la productividad de los pozos del Área Mayor de Socororo mediante la aplicación de métodos de levantamiento artificial*. Tesis de grado, Universidad Central de Venezuela, 2002.
17. Ventresca, M.L. PDVSA Intevep. *Entrevista con el autor*. Los Teques. 14 de marzo de 2002.

18. Walto Ian C.; David C. Atwood. *Perforating Unconsolidated Sands: An Experimental and Theoretical Investigation*. Doc. Tecn. No. 71.458 SPE. New Orleans, 2.001.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

- **Asfáltenos:** Son depósitos orgánicos que provienen de la perturbación del equilibrio de los crudos, y pertenecen al grupo de los bitúmenes, en el cual se encuentran también los maltenos y las resinas.
- **Circulación en Reverso:** Método que consiste en bombear la grava hacia el pozo por el espacio anular y circular el fluido de transporte hacia superficie por dentro de la tubería de lavado.
- **Circulación Crossover:** Colocar la grava del empaque utilizando un crossover.
- **Crossover:** Equipo que se utiliza en la completación de un pozo, para desviar la grava del empaque hacia el espacio entre la rejilla ó liner ranurado y las perforaciones, permitiendo al mismo tiempo circular el fluido de transporte de la grava hacia superficie.
- **Esfuerzos Distensivos:** Son aquellos esfuerzos a tensión que se generan en los bloques rocosos, y causantes de las fallas normales.
- **Finos:** Partícula de yacimiento entre 0,125 y 0,25 milímetros de diámetro, y conforma principalmente el cemento de la roca.
- **Filtrado de Lodo:** Fluido que se separa del lodo de perforación, producto de la deshidratación del mismo, debido principalmente a las diferencias de presiones, temperaturas, viscosidad del lodo, etc.
- **Lodo Lignosulfonato:** Fluido de perforación, el cual es normalmente usado en yacimientos de temperatura elevada (mayores a 350 °F), su

principal componente es el Lignosulfonato, que actúa en el sistema como un desfloculante.

- **Monoclinal:** Son aquellas estructuras geológicas cuyas capas presentan el mismo buzamiento y dirección.
- **Parafinas:** Son los hidrocarburos más simples y abundantes, ejemplos de ellos son: la gasolina, el kerosene, el aceite mineral. Se depositan en forma de ceras parafínicas.
- **Percentil:** Es la fracción de una muestra, expresada en porcentaje. Se define como peso de la fracción entre peso total de la muestra.
- **Puentes:** Se define puente a una obstrucción en cualquier punto de la tubería de perforación ó en las perforaciones, provocado principalmente por la arena de formación.
- **Reticulantes:** Son aquellas sustancias capaces de aumentar la capacidad de suspensión de material de soporte en un fluido de fractura.
- **Sistemas Reticulados:** Se refiere aquellos sistemas que poseen un agente reticulante, como el borato ó agentes metálicos.
- **Técnica Washdown:** Método que se utiliza para colocar grava en las perforaciones, en este método la rejilla o liner ranurado se coloca a la mitad de las perforaciones, teniendo como principal ventaja que la rejilla es lavada al final del proceso.
- **Técnica de Squeeze:** Método utilizado para forzar la grava hacia el yacimiento.

- **Yacimiento:** Roca sedimentaria permeable y porosa, donde se encuentran atrapados y depositados el petróleo y/o gas.

- **Yacimientos Friables:** Yacimientos cuyos granos de roca se separan fácilmente, mas no son rocas desconsolidadas.

- **Zapata:** Pieza que se coloca al final de la tubería de revestimiento, rejilla o liner ranurado para servir de soporte ó anclaje, la misma puede estar enroscada ó soldada.

A.1 GEOMETRÍA DE UNA FRACTURA

En ingeniería se utilizan distintos modelos matemáticos para describir la propagación de una fractura hidráulica inducida, los cuales combinan parámetros de elasticidad, flujo de fluidos, balance de materiales, y en algunos casos, otros criterios adicionales de propagación. Dada una historia o un procedimiento de inyección de fluidos, un modelo podría predecir la evolución con el tiempo de las dimensiones de la fractura y de los parámetros de bombeo que intervienen (en lo que respecta a presiones). Estos modelos asumen que la fractura desarrolla dos alas idénticas, propagas en sentido opuesto, perpendiculares a los mínimos esfuerzos horizontales de la formación, ya que normalmente los mínimos esfuerzos de una formación son horizontales, la fractura será vertical. A continuación se presentan los modelos más comunes para definir la geometría de una fractura:

A.1.1 *Modelo de Perkins-Kern*

Este modelo asume un plano de mínimos esfuerzos, teniendo como referencia el plano vertical, normal a la dirección de propagación. Despreciando la variación de la presión a lo largo de la coordenada vertical de la fractura, las presiones de trabajo son consideradas como una función de la coordenada lateral X , esta consideración permite que la fractura mientras crezca, desarrolle una sección transversal con forma elíptica, siendo la *ecuación 1*, la que define el ancho máximo de la elipse (W_o):

$$W_o = (2 \cdot h_f / E') \cdot P_n \dots \text{ec. 1}$$

Donde:

h_f = Altura de la fractura

E' = Modulo de Young

P_n = Presión de trabajo

Perkins and Kern (1961) postularon que la presión de trabajo es cero al final de la fractura, y con una velocidad de fluido lineal en cualquier punto de la misma, por lo que si se divide la tasa de inyección para un ala de la fractura por el área de la sección transversal ($W_o * h_f * \pi/4$), se tiene:

$$\frac{dp_n}{dx} = \frac{4 * \mu * i}{\pi * W_o^3 * h_f} \dots\dots ec.2$$

Combinando la *ecuación 1* y *2* e integrando, con la condición de que la presión de trabajo es igual a cero en el punto final de la fractura, resulta el siguiente perfil de ancho:

$$W_o(x) = W_{w,o} * \left(1 - \frac{x}{x_f}\right)^{\frac{1}{4}} \dots\dots ec.3$$

Donde el ancho máximo de la elipse, en la boca del pozo esta dada por:

$$W_{w,o} = \left(\frac{512}{\pi}\right)^{\frac{1}{4}} * \left(\frac{\mu * i * x_f}{E'}\right)^{\frac{1}{4}} = 3.57 * \left(\frac{\mu * i * x_f}{E'}\right)^{\frac{1}{4}} \dots\dots ec.4$$

La *ecuación 4*, es la ecuación de Perkins-Kern para el ancho de una fractura. Aquí se refleja el efecto de la tasa de inyección, la viscosidad del fluido y el modulo de Young sobre el ancho de la fractura, una vez que se ha definido la longitud de la misma.

En la industria petrolera, se ha usado la *ecuación 4*, pero con una ligera modificación hecha por (Nordgren, 1.972), la cual ahora es conocida como el modelo de Perkins-Kern-Nordgren (PKN) para definir el ancho de una fractura:

$$W_{w,o} = 3.27 * \left(\frac{\mu * i * x_f}{E'}\right)^{\frac{1}{4}} \dots\dots ec.5$$

A.1.2 Modelo de Khristianovich-Zhel'tov-Geertsma-deKlerk-Daneshy

El primer modelo de fraturamiento hidráulico, elaborado por *Khristianovich and Zhel'tov* (1.955) presentaba una fractura con igual ancho en cualquier coordena vertical dentro de la fractura (h_f). La hipótesis física es que la fractura tiene el mismo ancho desde el tope hasta la base de la formación, como consecuencia, la sección transversal resultante de la fractura es un rectángulo. El ancho de la misma es considerado como una función de la coordena X. Otra suposición importante del modelo de *Khristianovich and Zhel'tov*, es la existencia de una zona seca al final de la fractura, esto se refiere que en ese punto no hay fluido de trabajo, por lo que hasta allí se expande longitudinalmente la fractura. *Geertsma and deKlerk* (1.969) aceptaron esta suposición y redefinieron de una forma mas explicita la ecuación del ancho de una fractura:

$$W_w = \frac{4 * x_f * \overline{p}_n}{E'} \dots\dots ec.6$$

Donde \overline{p}_n es una presión equivalente lateral (en la coordenada X) a la de trabajo p_n . *Geertsma and deKlerk* asumieron un área de sección transversal rectangular. La velocidad lineal del fluido en cualquier punto a lo largo de un ala de la fractura fue aproximada, dividiendo la tasa de inyección (i) por el área de la sección transversal ($w * h_f$):

$$\frac{dp_n}{d_x} = - \frac{12 * \mu * i}{W^4 * h_f^2} \dots\dots ec.7$$

Combinando la *ecuación 6* y *7*, se obtiene la siguiente ecuación:

$$W_w = \left(\frac{336}{\pi} \right)^{\frac{1}{4}} * \left(\frac{\mu * i * x_f^2}{E' * h_f} \right)^{\frac{1}{4}} = 3.22 * \left(\frac{\mu * i * x_f^2}{E' * h_f} \right)^{\frac{1}{4}} \dots\dots ec.8$$

La ecuación 8, es conocida como el modelo GdK para calcular el ancho de una fractura.

El modelo *Daneshy's* (1.978) consideró una distribución de presión variable a lo largo de la fractura, y un fluido de fractura no newtoniano, el cual cambia sus propiedades con el tiempo y la temperatura.

Finalmente se puede relacionar el ancho promedio de fractura de las ecuaciones de *Geertsma and deKlerk* y el de *Perkins-Kern*, mediante la expresión:

$$\frac{\bar{W}_{GdK}}{\bar{W}_{PK}} = 0.95 * \left(\frac{2 * X_f}{h_f} \right)^{\frac{1}{4}} \dots\dots\dots ec.9$$

Para fracturas cortas, donde $2 * X_f < h_f$, la suposición de un plano horizontal donde están concentrado los mínimos esfuerzos de la formación (Geometría KGD) es muy apropiada, y para $2 * X_f > h_f$, la suposición de un plano vertical donde están concentrado los mínimos esfuerzos de la formación (Geometría PKN) es físicamente correcto.

B.1 CONSTANTE DE PÉRDIDA DINÁMICA DE FLUIDOS

A continuación se detalla la manera como fue calculada la constante de pérdida dinámica de fluidos:

Primeramente se investigó entre los reportes de TALOVEN, S.A. el tipo de lodo utilizado para perforar el hoyo de producción del pozo SOC-3, dichos reportes indicaron lo siguiente:

- Tipo de Lodo: **Lignosulfonato**
- R.P.M: 120 r.p.m
- Temperatura de fondo: 159 ° F

Ya que en dichos reportes no se indicó el diferencial de presión en sobrebalance, a la profundidad de interés, con el cual fue perforado el pozo, hubo que proceder de la siguiente manera para poder calcularlo:

- ΔP en sobrebalance = Es la diferencia de presión entre la presión inicial de yacimiento y la presión ejercida por la columna de lodo. Luego, la presión inicial estimada del yacimiento U1U (Soc-3) de acuerdo a los reportes fue aproximadamente 1670 Lpc, y la densidad del lodo lignosulfonato con que se perforó el hoyo de producción del pozo SOC-3, de acuerdo a los reportes de lodo de la compañía BAROID, fue de 9.8 Lb/Gal, de esta manera la presión ejercida por la columna de lodo se puede calcular mediante la ecuación:

$$P_{lodo} = 0.052 * H_{c.l} * \rho_{lodo} \quad \dots \text{ec. 1}$$

Donde:

P_{lodo} = Es la presión ejercida por la columna de lodo hacia la formación. [Lpc]

$H_{c.l}$ = Altura de la columna de lodo. [pies]

ρ_{lodo} = Densidad del lodo de perforación. [Lb/Gal]

0.052 = Factor de conversión de Pies/Gal a 1/Pulg²

Luego:

$H_{c,l}$ = Se refiere a la profundidad del punto medio de la arena neta petrolífera, esto es; el punto medio entre el tope y la base de la arena, para este caso y observando el registro microesférico (ver anexo) del pozo, se tiene que el tope de la arena está a una profundidad de 4.337 pies y la base a 4.352 pies, luego el punto medio es 4.344,5 pies.

Sustituyendo valores en la *ecuación 1*, se obtuvo:

$$P_{lodo} = 0.052 * 4344.5 \text{ pies} * 9.8 \frac{\text{Lb}}{\text{gal}} = 2214 \text{ Lpca}$$

Finalmente la presión en sobrebalance es:

$$\Delta P \text{ en sobrebalance} = 2214 \text{ Lpc} - 1670 \text{ Lpc} = \mathbf{544 \text{ Lpc}}$$

➤ **Reología del lodo de perforación reportada por BAROID para el pozo SOC-3:**

Tabla B1. Reología del lodo de perforación.

PARÁMETRO	VALOR
Densidad (Lb/Gal)	9.8
Viscosidad Plástica (Cps.)	20
Punto Cedente (Lbf/Ft ²)	17
Fuerza de Gel 10 min/10 seg (Lbf/100 Ft ²)	5/8

➤ **Componentes del Lodo de Perforación:** En cuanto a los componentes del lodo de perforación, la información no estuvo completamente clara, debido a que la compañía solo reportó alguno de los materiales que se encontraban en la localización en el momento en que se perforó el hoyo de producción, los

cuales no necesariamente eran todos los componentes que contenía dicho lodo. A continuación se presentan los materiales que en aquel momento (21 Agosto de 1976) se encontraban en la localización, según los reportes de TALOVEN, S.A:

Tabla B2. Materiales en la localización del pozo SOC-3

MATERIAL	CANTIDAD (SACOS)
Aquagel	35
Baroid	40
Cal	5
Quebracho	30
Soda Cáustica	11
Drispac	2

Una vez que conocido el tipo de lodo, la reología del mismo, las condiciones de perforación, esto es; revoluciones por minuto de la tubería, temperatura de fondo y el diferencial de presión en sobrebalance con que se perforó y los materiales que probablemente constituían el lodo, se procedió en el laboratorio de fluidos de perforación y cementación de la escuela de petróleo de la Universidad Central de Venezuela, a preparar un lodo similar (Lignosulfonato), el cual se aproxime lo mas posible a la reología del lodo con que fue perforado el hoyo de producción del pozo SOC-3. Los materiales utilizados para preparar el lodo fueron los siguientes:

Tabla B3. Componentes del lodo de perforación preparado.

MATERIALES	CANTIDAD
Agua	310 c.c.
Mi-Gel (Bentonita)	15 Grs.
Pa-UI	2.2 Grs
Lignosulfonato	2.0 Grs
Tannathin	1 Gr

MATERIALES	CANTIDAD
NaOH	0.5 Grs
CaCO ₃	80.9 Grs
Antiespumante	2 Gotas

En la preparación del lodo, el tiempo de agitación de cada componente en la mezcla fue de 15 minutos y la forma de agregación es como se indica en la **tabla B3**. Hay que indicar que primeramente fue preparada una base Agua - Bentonita y dejada en hidratación por 48 horas.

Por otro lado las cantidades de cada componente, mostrada en la **tabla B3**, fueron las que finalmente se obtuvieron después de una serie de ensayos variando dichas concentraciones, hasta que finalmente la mostrada en dicha tabla, fue con la que se obtuvo una reología bastante cercana a la buscada y por tanto muy aceptable. La reología final del lodo preparado fue la siguiente:

Tabla B4. Valores observados en el viscosímetro de FANN.

LECTURA	VALOR
θ_{600}	64
θ_{300}	40
θ_{200}	31
θ_{100}	20
θ_6	5
θ_3	4

Estas lecturas fueron observadas utilizando un viscosímetro de Fann, a una temperatura estándar, para este tipo de pruebas, de 120 °F.

- **Viscosidad Plástica:** Se define como la lectura θ_{600} menos la lectura θ_{300} , luego para este caso $V_p = 64 - 40 = 24$.
- **Punto Cedente:** Se define como la lectura θ_{300} – viscosidad plástica, esto es; $P_c = 40 - 24 = 16$.
- **Densidad del lodo** Este valor fue medido con una balanza de lodo, e indicó un valor de 9.9 Lb/Gal.
- **Fuerza de gel 10min/10seg** = Los valores de fuerza de gel a los 10 minutos y a los 10 segundos, fueron medidos a la lectura θ_3 , en el viscosímetro de FANN, dando 5 y 8 (Lbf/100 Ft²) respectivamente.

Tabla B5. Reología del lodo de perforación preparado.

PARÁMETRO	VALOR
Densidad (Lb/Gal)	9.9
Viscosidad Plástica (Cps.)	24
Punto Cedente (Lbf/Ft ²)	16
Fuerza de Gel 10 min/10 seg (Lbf/100 Ft ²)	5/8

Una vez que fue preparado el lodo de perforación, cuya reología fue muy similar al lodo con el cual fue perforado el hoyo de producción del pozo SOC-3, se procedió a determinar la constante de pérdida dinámica de fluidos, utilizando para ello un filtro prensa dinámico (alta temperatura – alta presión), el cual es un instrumento para medir las propiedades de filtrado de un lodo de perforación bajo condiciones dinámicas simulando las condiciones de fondo del pozo, se compone básicamente de una celda con capacidad de 500 c.c. donde se coloca el fluido a condiciones de alta presión y temperatura, y un motor con capacidad de revolución entre 1 a 1.600 R.P.M.⁽¹³⁾

El experimento se llevó a cabo bajo las siguientes condiciones:

Tabla B6. Condiciones bajo las cuales fue elaborado el experimento.

PARÁMETRO	VALOR
Volumen de lodo, colocado en el filtro prensa de tipo dinámico (cm ³)	700
Temperatura (°F)	159
ΔP en sobrebalance (Lpc)	544
R.P.M	120
Tiempo del experimento (Hrs)	0.5

El experimento consistió en recolectar en un cilindro graduado de 25 cm³, muestras de filtrado de lodo, en intervalos de 10 minutos durante 30 minutos, esto con el fin de obtener un volumen total de fluidos, producto de las pérdidas dinámicas de fluidos. El resultado fue el siguiente:

Tabla B7. Resultados del experimento.

PARÁMETRO	VALOR
Volumen total de filtrado de lodo (cm ³)	5.0
Diámetro del revoque (cm)	5.8
Espesor del Revoque (pulg)	1/32

Ya obtenidos los valores presentados en la **tabla B7**, se procedió a calcular el coeficiente de pérdida dinámica de fluidos de la siguiente manera:

➤ Área expuesta al flujo = $\frac{\pi * (D_{rev})^2}{4}$ ec. 2

Donde :

D_{rev} = Diámetro del revoque formado en pulgadas.

$D_{rev} = 5.8 \text{ cm} * 0.3937 \text{ pulg/cm} = 2.2835 \text{ pulg}$

Sustituyendo en la ecuación 2:

$$\text{Área expuesta al flujo} = \frac{\pi * (2.2835 \text{ pulg})^2}{4} = 4.095 \text{ pulg}^2$$

- Volumen total de filtrado de lodo en pulgadas = $5.0 \text{ cm}^3 * 6.1023 * 10^{-2} \text{ pulg}^3/\text{cm}^3$

$$\text{Volumen total de filtrado de lodo en pulgadas} = 0.305 \text{ pulg}^3$$

- Tiempo del experimento = 0.5 Hrs.

Luego, la ecuación que define la constante de pérdida dinámica de fluidos, es:

$$C = \frac{\text{Vol.lodo}}{\text{Area.flujo} * \sqrt{T.\text{exp}}} \quad \dots\text{ec. 3}$$

Sustituyendo valores en la ecuación 3:

$$C = \frac{0.305 \text{ pulg}^3}{4.095 \text{ pulg}^2 * \sqrt{0.5 \text{ Hrs}}} = 0.1054 \frac{\text{pulg}}{\text{Hrs}^{0.5}}$$

Finalmente:

$$\mathbf{C = 0,1054 \text{ Pulg/Hrs}^{0.5}}$$

C.1 PROGRAMA DE SIMULACIÓN WELLFLO®

El programa de análisis nodal WELLFLO ®, tiene la opción de calcular el daño total de formación provocado por los siguientes factores:

- *Debido a la invasión del fluido de perforación:* Aquí son considerados el radio de invasión (R_s) y la permeabilidad dañada (K_s) de la zona invadida provocado principalmente por el filtrado del lodo de perforación.
- *Debido a la zona quemada alrededor del túnel formado por el cañoneo:* Aquí son considerados el espesor promedio de la zona quemada alrededor del túnel (T_z) y la permeabilidad de dicha zona (K_z).
- *Debido al cañoneo del pozo:* Aquí se considera el diámetro de las perforaciones, penetración del disparo, densidad de cañoneo y fase del disparo. En esta parte existe la opción de elegir que correlación registrará el cálculo del pseudo-daño.
- *Debido a la desviación del pozo:* Aquí se considera el ángulo de desviación del pozo con respecto al plano vertical.
- *Debido a los límites de la arena con respecto al cañoneo:* Aquí se considera la mínima distancia existente ya sea o entre el tope de la arena NETA petrolífera y el tope del intervalo cañoneado o entre la base de la arena neta petrolífera y la base del intervalo cañoneado, la permeabilidad vertical de la zona cañoneada (K_v) y el intervalo total abierto al flujo, es decir; la longitud del intervalo cañoneado.
- *Daño debido al empaque con grava:* Aquí se considera el radio interno del empaque con grava que sería igual al radio externo del liner o camisa, permeabilidad de la grava (K_G) y eficiencia del empaque con grava (E_G).

Una vez que todos los daños antes descritos son calculados, el daño total sería la suma algebraica de ellos, con la consideración de que cada uno tiene ponderación distinta en la suma.

C.2 Caja de Dialogo Según el Tipo de Completación

Para el calculo del daño total de yacimiento, se presentan siete opciones de completación, esta son: Hoyo abierto con o sin empaque con grava, hoyo entubado con o sin empaque con grava, fracturamiento hidráulico y frac-and-pack (hoyo abierto ó entubado):

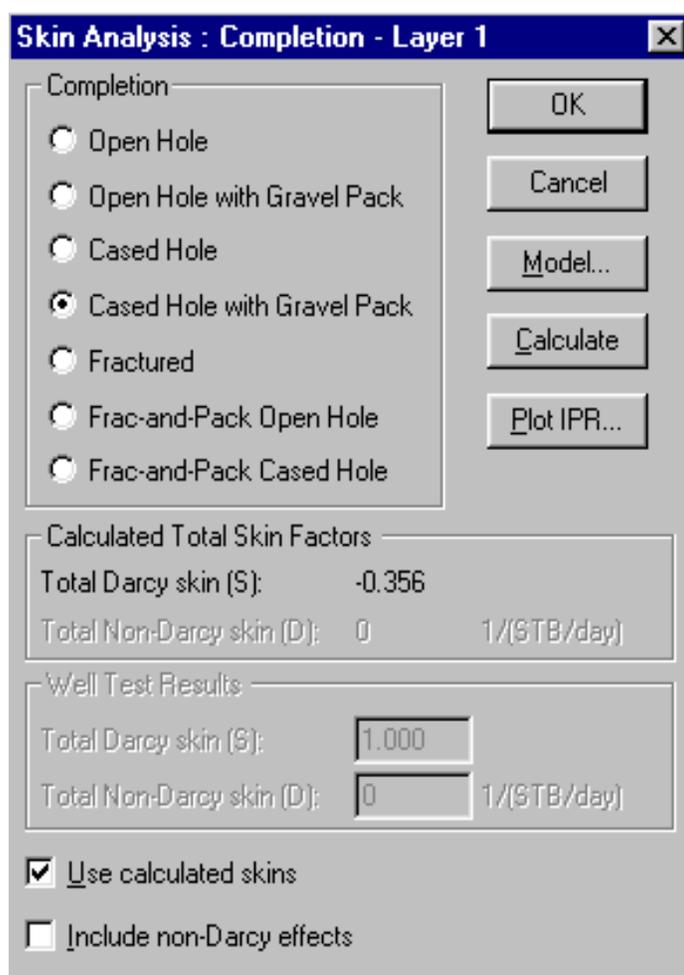


Figura 1C. Opciones de completación

C.2.1 Completaciones a Hoyo Entubado con Empaque con Grava:

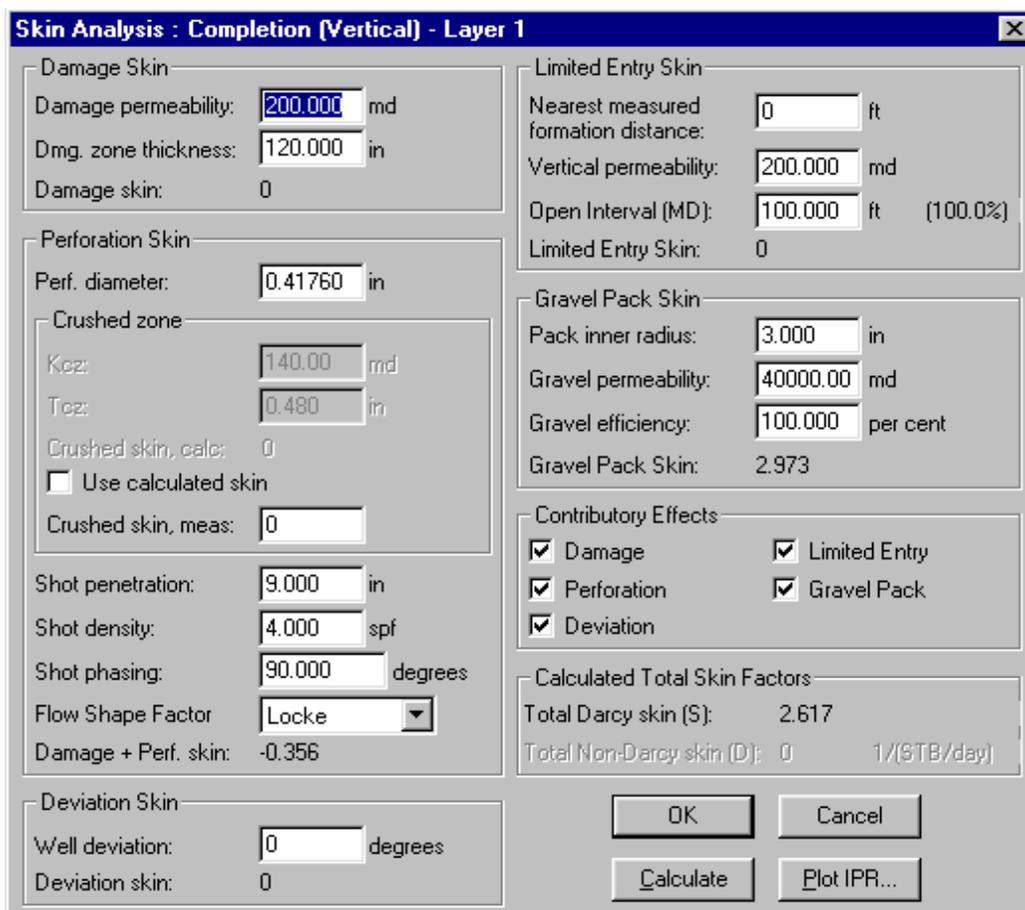


Figura 2C. Caja de dialogo para una completación a hoyo entubado

C.2.1.1 Componentes de la Caja de Diálogos para una Completación a Hoyo Entubado

1. *Debido a la invasión del fluido de perforación:* El daño a la formación provocado por los fluidos de invasión es calculado usando los siguientes datos:

- *Permeabilidad dañada:* Se refiere a la permeabilidad final de la arena en la zona que fue invadida por el filtrado del fluido utilizado, en milidarcies.

- *Radio de invasión*: Longitud radial de la zona dañada, medido desde la cara de la arena y expresado en pulgadas
2. *Debido al cañoneo*: Este componente solo aplica en completaciones a hoyo entubado, incluye el efecto combinado de las perforaciones y el daño original de formación, es calculado usando los siguientes datos:
- *Diámetro de las perforaciones*: Diámetro del hoyo en la entrada de las perforaciones ó en las paredes del revestimiento de producción, en pulgadas.
 - *Zona quemada alrededor del túnel formado por el cañoneo*: Se refiere a la zona quemada alrededor del túnel formado por el cañoneo, zona provocada por las altas presiones y temperaturas que se alcanzan durante este proceso, la conforman el espesor y la permeabilidad de dicha zona, medidos en pulgadas y milidarcies respectivamente.
 - *Penetración del disparo (cañoneo)*: La penetración del disparo es medida desde la cara de la arena, y reportada en pulgadas.
 - *Densidad de cañoneo*: El número de disparos por pie de longitud.
 - *Fase del disparo*: Se refiere al ángulo entre dos túneles de perforación, proyectados en el plano horizontal.
 - *Factor de flujo*: Se refiere a la correlación utilizada, para describir el flujo de fluidos a través de los túneles de perforación, se encuentran disponibles: Loke, Egan, Tariq y Muscat.
3. *Debido a la Desviación del pozo*: Se refiere al efecto provocado por la desviación del pozo con respecto a al plano vertical, sobre el daño total.

4. *Debido a los límites de la arena con respecto al cañoneo:* Se refiere a la longitud y posición del intervalo abierto al flujo con respecto a la formación, esta conformado por:

➤ *Menor distancia a los límites de la formación:* Se refiere a la menor distancia existente entre el tope de la formación y el tope de las perforaciones ó entre la base de la formación y la base de las perforaciones (se utiliza la menor de ellas), medida en pie.

➤ *Permeabilidad vertical:* Se refiere a la permeabilidad de la formación en la dirección vertical (perpendicular al plano horizontal de la formación) en milidarcies.

➤ *Intervalo Abierto al flujo:* Se refiere al intervalo que contribuye a la producción, en hoyo entubado, se refiere a la longitud de la zona cañoneada. Medida en pies.

5. *Daño debido al empaque con grava:* se refiere a la contribución del daño provocado por el empaque con grava, los datos utilizados para el cálculo son:

➤ *Radio Interno del empaque:* Se refiere al radio externo del liner. En pulgadas.

➤ *Permeabilidad de la grava:* Permeabilidad promedio de la grava, en milidarcies.

➤ *Eficiencia de la grava:* Se refiere a la relación entre la caída de presión teórica y la real a través del empaque con grava, en porcentaje.

C.3 Cálculo del Factor de Daño Total de Formación

El cálculo del daño total (S) de formación es de la siguiente forma:

$$S = \left\{ \frac{S_{d+p} + S_{gp}}{b} \right\} + \{S_{dev} * PPSF\} + S_{lim} \dots \text{ec. 1}$$

Donde:

S_{d+p} = Es el daño combinado provocado por el cañoneo y los fluidos de invasión (para hoyo entubado) ó el daño provocado por los fluidos de invasión para completaciones en hoyo abierto.

S_{gp} = Es el daño provocado por el empaque con grava

b = Es la razón de penetración, esto es; intervalo abierto al flujo entre el espesor de arena neta petrolífera.

S_{dev} = Es el daño provocado por la desviación del pozo.

$PPSF$ = Es el factor de penetración parcial.

S_{lim} = Es el daño provocado por los límites de la arena con respecto a la longitud cañoneada ó abierta al flujo.

C.4 Completación a Hoyo Abierto con Empaque con Grava

Los parámetros utilizados para calcular el daño total de yacimiento en una completación a hoyo abierto son iguales a los utilizados en hoyo entubado, a excepción que no existe el cañoneo por lo que este pseudo daño no contribuye al daño total calculado. A su vez que no se considera la permeabilidad vertical, en

función de que el programa asume que en este tipo de completaciones, las caídas de presión son completamente en la dirección horizontal, por lo que el flujo de fluidos es totalmente radial de la formación hacia el pozo. A continuación se presenta la caja de dialogo para este tipo de completación:

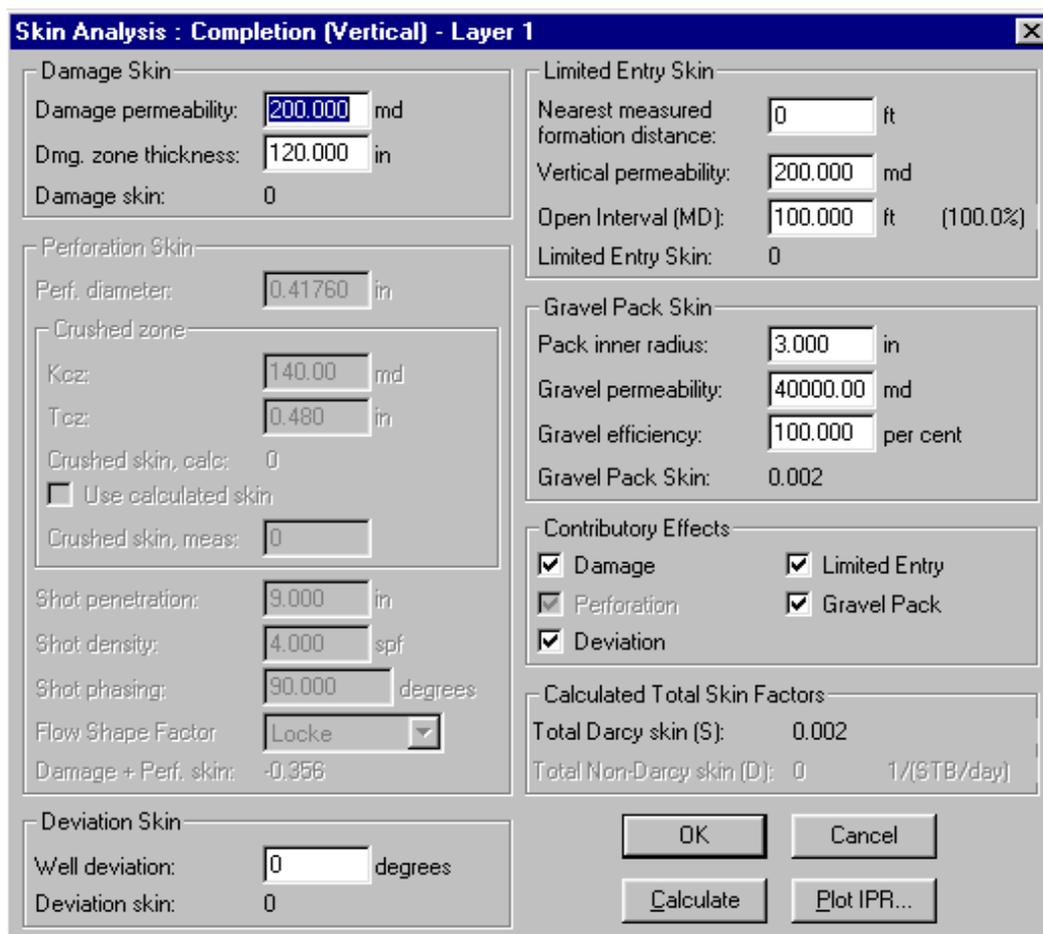


Figura 3C. Caja de dialogo para una completación a hoyo abierto

C.5 Completación a Hoyo Entubado Estimulando con Fracturamiento Hidráulico sin Empaque Con Grava.

A continuación se presenta la caja de diálogos principal en una completación con fracturamiento hidráulico, en la misma se aprecia en la parte de arriba los

diferentes efectos que contribuyen al daño total de yacimiento, de los cuales se pueden incluir o excluir según sea el caso (ver **figura 4C**):

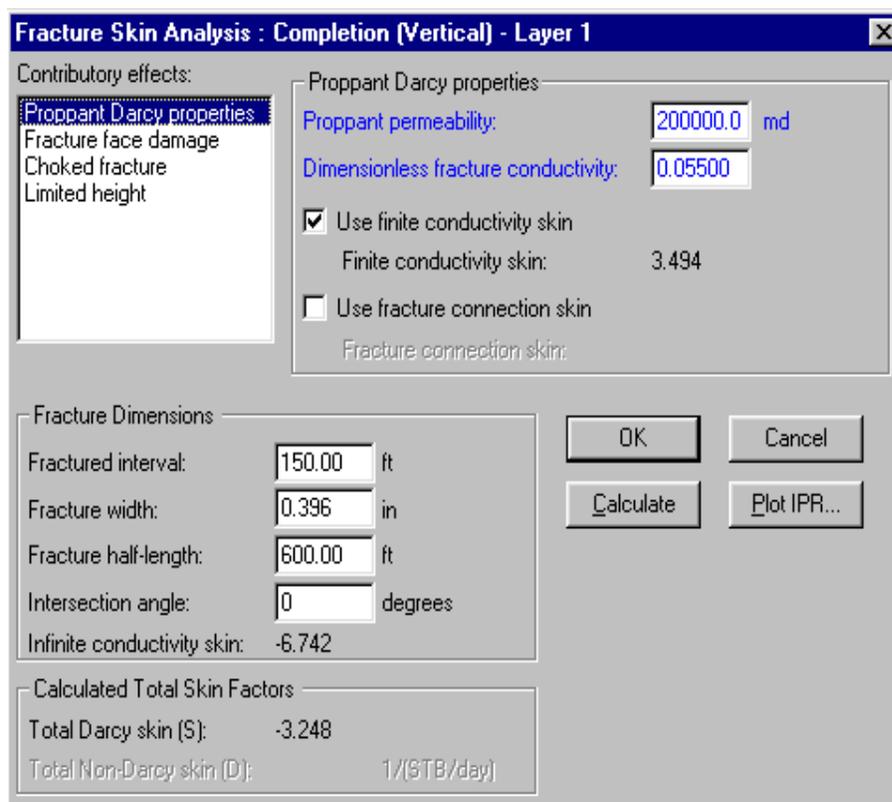


Figura 4C. Caja de dialogo principal para un pozo con fracturas hidráulicas.

C.5.1 Dimensiones de la fractura

El plano de la fractura es considerado vertical, y consiste en dos alas igualmente propagadas en direcciones opuestas en el yacimiento.

- **Intervalo Fracturado:** Se refiere a la altura de la fractura en el yacimiento. Medida en pies.
- **Ancho de La Fractura:** Se refiere al ancho promedio de la fractura (perpendicular al plano de la fractura), medida en pulgadas.

- *Longitud de la mitad de la fractura:* Se refiere a la longitud de un ala de la fractura. Medida en pies.
- *Angulo de Intersección:* Se refiere a la desviación promedio del pozo de la vertical sobre el intervalo fracturado, para pozos horizontales este valor es 90 grados.

C.5.2 Parámetros que contribuyen al daño total:

C.5.2.1 Propiedades del material de soporte de la fractura: Los parámetros que conforman esta sección, son usados para calcular el efecto de la resistencia del flujo a lo largo de la fractura causado por la conductividad finita del material de soporte. Esta conformado por:

- *Permeabilidad del material de soporte:* Se refiere a la permeabilidad del material que va a rellenar la fractura.
- *Conductividad adimensional de la fractura:* Se refiere a la capacidad de la fractura de transmitir el fluido a través de ella. La permeabilidad del material de soporte y la conductividad adimensional de la fractura son mutuamente excluyente, si uno es alterado el otro se modifica automáticamente.

C.5.2.2 Daño en la Cara de la fractura: Aquí se modela el efecto de la reducción de permeabilidad en la cara de la fractura provocado por la pérdida de fluidos durante el fracturamiento hacia la formación (ver **figura 5C**). Esta conformado por:

- *Permeabilidad de la zona dañada:* Se refiere a la permeabilidad de la zona de la fractura que fue invadida por fluidos durante el procedimiento. Medida en milidarcies.

- *Penetración de la zona dañada:* Se refiere a la longitud radial de la zona dañada de la fractura. Medida en pies.

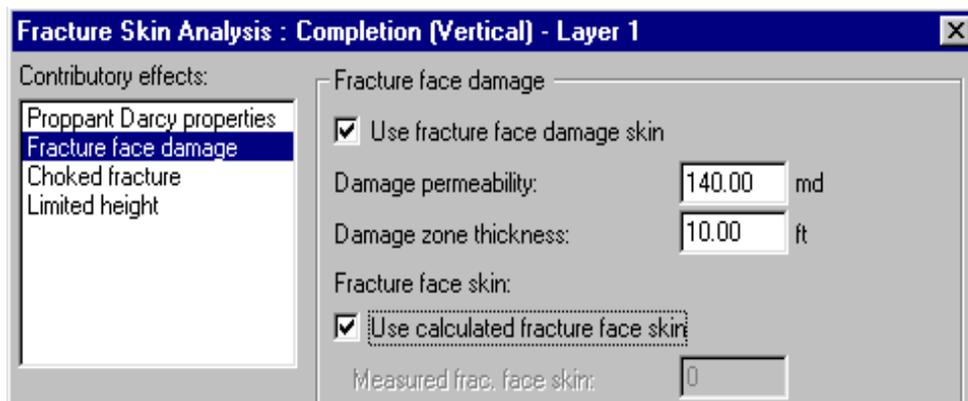


Figura 5C. Datos de la zona dañada en la cara de la fractura

C.5.2.3 Zona reducida de la Fractura: Esto permite medir el efecto sobre el daño total, causado por la reducción de las propiedades geométricas y la permeabilidad del material de soporte en una zona de la fractura (ver **figura 6C**). Esta conformado por:



Figura 6C. Datos de la zona reducida en la fractura

- *Reducción en un ala de la fractura:* Se refiere a la longitud de la sección reducida en un ala de la fractura. Medida en pies.

- *Reducción en el ancho de la fractura:* se refiere al ancho promedio de la zona reducida. Medida en pulgadas.
- *Permeabilidad reducida:* Se refiere a la permeabilidad del material de soporte en la zona reducida. Medida en milidarcies.

C.5.2.4 Límites de la Arena: Esta opción modela la convergencia del flujo de fluidos desde el espesor de arena petrolífero hacia la fractura (ver **figura 7C**). Esta conformado por:

- *Permeabilidad vertical:* Se refiere a la permeabilidad de la formación en la dirección vertical (perpendicular al plano horizontal de la formación) en milidarcies.
- *Densidad de cañoneo y Diámetro de las perforaciones:* Esto es referente al número y diámetro de las perforaciones por pie de formación que están comunicando las dos alas de la fractura. Medidos en pie y pulgadas respectivamente.

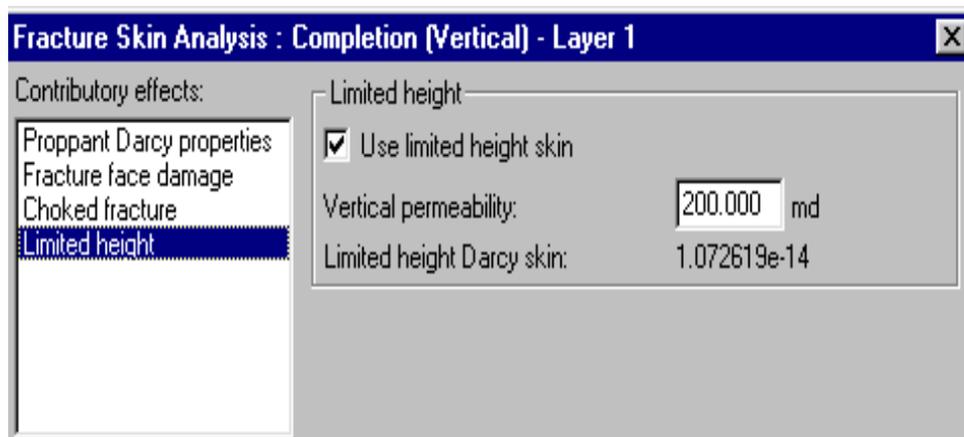


Figura 7C. Datos de límites de la arena

C.5.3 Cálculo del Factor de Daño Total de Formación. (POZOS FRACTURADOS):

El daño total de yacimiento, asumiendo una conductividad adimensional infinita, esto es; basado solo en la longitud de un ala de la fractura e ignorando cualquier caída de presión adicional a través de la misma, es calculado como la suma algebraica de todos los componentes que se seleccionaron como contribuyentes al daño, según sea el caso, esto es:

$$S = S_{fincon} + S_{face} + S_{choke} + S_{limht}$$

Donde:

S_{fincon} = Daño provocado por las propiedades del material de soporte

S_{face} = Daño provocado por la zona dañada en la cara de la fractura.

S_{choke} = Daño provocado por la sección reducida en la fractura.

S_{limht} = Daño provocado por los límites de la arena.

1.1 HISTORIA DEL POZO SOC-3

CAMPO: SOCORORO

BLOQUE: ELÍAS

LOC: 7

CORD: N-148.783,77 m. E-510.866,96 m

EMR: 769 Pies

ESTACIÓN DE FLUJO: SEF-1 (EED-1)

ET: 759 Pies

1.1.1 *Datos del Pozo*

Profundidad Total: 5.002 Pies

Inicio de Perforación: 18/08/76

Revestidor de Superficie: 9 5/8 pulgadas

Completación Original: 29/08/76

Profundidad del Rev. de Sup: 514 Pies

Revestidor de Producción: 5 ½ pulgadas

Profundidad del Rev. de Prod: 4.919 Pies

Cuello flotador: 4.878 pies

1.1.2 *Completación Original (Agosto, 1.976)*

Se tomaron registros de Inducción, Gamma Ray, CBL, VDL y CCL desde 4.827 a 1.800 pies. Se tomaron muestras de pared y pruebas de fluidos de formación a 3.820, 3.815, 3.651 y 3.234 pies de profundidad.

U4: Se cañoneo en el intervalo (4.588 – 4.593 pies). Se achicó 9 veces desde 600 pies hasta 1.400 pies. Fluyó pequeña cantidad de gas sin presión. Después de 2 horas fluyó al quemador pequeñas cantidades de gas. Se achicó desde 2.000 pies, recobrándose petróleo (13,0 °API) con agua del filtrado. El pozo no fluyó. Nivel de fluidos a 1.100 pies. Se achicó por 5 horas recobrándose 56 barriles de petróleo, con agua de filtrado de lodo, manteniéndose el nivel de fluidos a 1.100 pies.

U1M: Se cañoneo en el intervalo (4.375-4.388 pies). No se pudo evaluar.

Se intentó probar en conjunto las arenas U4 (4.588-4.593 pies) y U1M achicándose por 2 horas sin éxito debido a lo denso de la columna dentro del eductor. Se circuló de revestidor a eductor con agua dulce y se rompió la circulación con 500 Lpc.

Se asentó **Tapón de Hierro a 4.520 pies de profundidad**, abandonándose la arena U4.

P2: Se cañoneó en el intervalo (3.813 – 3.816 pies). Se achicó 12 veces desde 1.800 pies, fluyendo por cabezadas al quemador, probándose: 494 BNP de 25 °API, con 180 Lpc de presión de cabezal, un reductor de ½ pulgadas y 1.2 % AyS.

Se intento evaluar la arena U1M (4.375-4.388 pies) sin éxito al no poder sacar el tapón “PE” sobre niple a 4.276 pies, debido a arenamiento en el eductor desde 4.140 hasta 4.276 pies (136 pies de arena).

Se completó doble zona natural en las arenas P2 y U1M (quedó aislada con tapón PE).

1.1.2.1 Prueba de Completación:

Fecha M/A	Arena	Intervalo (Pies)	Qo (BN/D)	RGP (PCN/BN)	Grav. (°API)	AyS (%)	Presión Cab. (Lpc)	Red. (Pulg)	Edo.
08/76	P2	3.813-3.816	500	-	25,1	1,2	180	1/2	PTN
08/96	U1M	4.375-4.388	No se evaluó						

1.1.2.2 Comportamiento posterior a la completación:

El 30 de agosto de 1.976 se limpiaron 136 pies de arena depositados en el eductor sobre el tapón de “PE” a 4.276 pies. Se cerró camisa de circulación a 4.211 pies y se sacó el tapón “PE” a 4.276 pies.

El 16 de Noviembre de 1.976 pies se verificó que la camisa estaba cerrada, por lo que se concluyó que la empaadura estaba filtrando. Se abrió la camisa y se circuló de revestidor a eductor para matar la arena P2 bombeándose 130 barriles de agua salada. No se obtuvo circulación. Se intentó desasentar la empaadura sin éxito. Se rompió guaya y se rompió tubería.

El 18 de noviembre de 1.976 se controló el espacio anular con 350 Lpc. Se tomó muestra de la arena P2 por el anular, recuperándose petróleo (17,9 °API), 10 % emulsión. Se produjo durante 2 horas.

En febrero, 1.977 se realizaron pruebas a la arena P2 (por el anular) y a la arena U1M (por el eductor):

Fecha M/A	Arena	Intervalo (Pies)	Qo (BN/D)	RGP (PCN/BN)	Grav. (°API)	AyS (%)	Presión Cab. (Lpc)	Red. (Pulg)	Edo.
02/77	P2	3.813-3.816	493	2.517	17,9	0,2	920	3/8	SR
02/77	U1M	4.375-4.388	507	1.401	17,9	0,2	920	3/8	SR

Debe notarse que los resultados de las pruebas anteriores indican que existía comunicación mecánica entre las dos zonas de producción abiertas, arena P2 y arena U1M, lo cual se evidencia en la similitud de todos los parámetros reportados en dichas pruebas.

El 05 de Mayo de 1.977 se cerró el pozo bajo estado "EH" por orden del MEM, por producir volúmenes de gas sin facilidades para manejarlos en el área.

El 13 de Mayo de 1.977 se pidió autorización para producir el pozo por dos meses y para realizar una serie de pruebas que permitieran ejecutar un estudio definitivo de los yacimientos productores en el pozo, así como para obtener un Buil-up de la arena U1M. Al final del período de evaluación de la arena U1M, se propuso dejar las bombas de presión en el fondo y abrir a producción la arena P2, que fluye por el espacio anular, durante un período de 2 horas, para certificar que existía

comunicación entre ambas arenas. También se propuso obtener un registro de restauración de presión a la arena P2.

Después de la fecha anterior (13/05/77) no se encontraron reportes adicionales.

La arena P2 ha acumulado, según los reportes oficiales, 84.234 BN de petróleo y 151.966 MPCN de gas, hasta Noviembre de 1.978.

1.1.2.2 Reparación Número 1 (Diciembre de 1.978)

1.1.2.2.1 Objetivo:

Se propone chequear equipo de producción, pues se sospecha posible filtración a través de la empacadura, que además se encuentra atascada; Probar las arenas P2 y U1M individualmente; y recompletar de acuerdo al resultado de las pruebas.

1.1.2.2.2 Comentarios del Trabajo:

Se cortó eductor 2 7/8 de pulgadas a 4.174 pies. Se limpió arena desde 4.170 hasta 4.265 pies (95 pies de arena). Se rotó sobre la empacadura a 4.265 pies y se recuperó con éxito. Se saco tubería. Se limpió arena desde 4.455 hasta TDH a 4.520 pies (65 pies de arena).

Se achicó la arena U1M desde 900 hasta 1.500 pies. La arena U1M fluyó al quemador por cabezadas con 80 por ciento de AyS (5.312 ppm Cl-). La arena continuó fluyendo obteniéndose petróleo (17,8 °API) con 43,8 % de AyS (6.029 ppm Cl-).

Se achicó la arena P2 encontrándose nivel de fluidos a 950 pies y recobrándose 100 por ciento de AyS (8.865 ppm Cl-) con trazas de petróleo.

El pozo quedó suspendido esperando la ejecución de un Reacondicionamiento Permanente.

1.1.2.3 Reacondicionamiento Permanente Número 1 (Diciembre de 1.978)

1.1.2.3.1 Objetivo:

Debido a que la arena P2 se probó 100 % AyS, se propuso cementarla; además de probar la arena U1M, recompletándose con equipo de bombeo mecánico y empaque con grava.

1.1.2.3.2 Comentarios del Trabajo:

Se asentó Tapón de Hierro a 4.408 pies, se cemento la arena P2 (3.813-3.816 pies), lográndose prueba seca satisfactoria. Se empacó la arena U1M con 32 sacos de grava 12x18 (22 sacos a la formación, 6 sacos al espacio anular, 1 saco bajo la zapata y 3 sacos reversados), con presión final de 3.000 Lpc, Liner de 2 7/8 de pulgadas (ranuras de 0.03 pulgadas), empaadura a 4.305 pies y zapata a 4.398 pies.

Posteriormente, se achicó el pozo 15 veces hasta 2.500 pies sin éxito, recuperándose únicamente agua y lodo. Se cerro con nivel de fluidos a 1.500 pies.

Se recompletó sencillo en la arena U1M con equipo de bombeo mecánico y empaque con grava.

1.1.2.3.3 Prueba de Recompletación:

Fecha M/A	Arena	Intervalo (Pies)	Qo (BN/D)	RGP (PCN/BN)	Grav. (°API)	AyS (%)	Presión Cab. (Lpc)	Red. (Pulg)	Edo.
02/79	U1M	4.375-4.388	464	240	23,7	8,5	130	-	PP

Posterior al trabajo, el 18 de Enero de 1.979 se tomó BHP a la arena U1M.

Después de realizarse una prueba DST, se dejó produciendo hasta Octubre de 1.980 sin tenerse reportes de la producción obtenida.

Entre Julio y septiembre de 1.981 se cambió la bomba 3 veces sin reportarse las causas.

En Noviembre de 1.981 el pozo se encontró arenado, mostrando 50 % de AyS, reportándose una producción de petróleo acumulada de 357.006 BN para la arena U1M.

1.1.2.4 Reacondicionamiento Permanente Número 2 (Marzo de 1.978)

1.1.2.4.1 Objetivo:

Cementar la arena U1M (4.375-4.388 pies) y recañonearla, subiendo sus perforaciones. Reempacar con grava y recompletar el pozo con equipo de Bombeo Mecánico.

1.1.2.4.2 Prueba Anterior al Trabajo:

Fecha M/A	Arena	Intervalo (Pies)	Qo (BN/D)	RGP (PCN/BN)	Grav. (°API)	AyS (%)	Presión Cab. (Lpc)	Red. (Pulg)	Edo.
09/81	U1M	4.375-4.388	141	190	23,7	50,0	200	5/16	EMB

1.1.2.4.3 Comentarios del Trabajo:

Se sacaron cabillas, bomba y la sarta de completación. Se sacó ensamblaje del empaque con dificultad. Se limpió hasta 4.405 pies.

Se cementó la arena U1M (4.375-4.388 pies), lográndose prueba seca satisfactoria.

U1M: Se recañoneó la arena en el intervalo (4.371-4.379 pies). Se achicó desde superficie hasta 3.379 pies con nivel de fluidos mantenido a 1.620 pies. Continuó achicándose a 1.944 pies, recuperándose 100 % agua (4.610 ppm Cl-) con trazas de petróleo. Se continuó achicando, recobrándose 100 % de AyS (2.837 ppm Cl-) con trazas de petróleo.

Se asentó Tapón de Hierro a 4.360 pies, abandonándose la arena U1M (4.371-4.379 pies).

1.1.2.5 Cañoneo de la Arena U1U: Se cañoneo en el intervalo (4.337-4.347 pies). Se achicó desde superficie hasta 2.103 pies, fluyendo por cabezadas al quemador petróleo (19,5 °API), con 2,5 % de AyS y presión de cabezal de 50 Lpc sin reductor.

Se empacó la arena U1U con 16 sacos de grava 12x18 (10 sacos en formación y 6 sacos en espacio anular), con una presión en tubería de 2.200 lpc y una presión en revestidor de 1.200 Lpc. Se usaron 80 Bls de petróleo. Se utilizó Liner de 2 7/8 pulgadas (ranuras de 0.03 pulgadas), con empacadura a 4.255 pies y zapata a 4.358 pies. Quedo Tubing Ancla atascado a 4.207 pies como “pescado”.

Se bajó equipo de completación con otra empacadura Tubing Ancla y equipo de Bombeo Mecánico. Se recompletó sencillo en la arena U1U.

1.1.2.5.1 Prueba de Recompletación:

Fecha M/A	Arena	Intervalo (Pies)	Qo (BN/D)	RGP (PCN/BN)	Grav. (°API)	AyS (%)	Presión Cab. (Lpc)	Red. (Pulg)	Edo.
03/82	U1U	4.337-4.347	No se reportó						

Posterior al trabajo, en Marzo y Abril de 1.982, se cambiaron bombas y cabillas. En Mayo de 1.982 se cambiaron la sarta de completación, la bomba y las cabillas, encontrándose 8 filtraciones en los cuellos. El pozo estuvo cerrado bajo estado "CM" (cerrado por falta de mercado) desde septiembre de 1.982 hasta inicios de Febrero de 1.983.

En Febrero de 1.983 se reportaron las siguientes pruebas:

Fecha M/A	Arena	Intervalo (Pies)	Qo (BN/D)	RGP (PCN/BN)	Grav. (°API)	AyS (%)	Presión Cab. (Lpc)	Red. (Pulg)	Edo.
15/02/83	U1U	4.337-4.347	33	11.240	19,8	0,1	180	3/8	PBN
22/02/83	U1U	4.337-4.347	23	14.650	20,5	0,2	200	3/8	PBN

No existen reportes que indique como produjo durante el periodo de 1.983 a 1.986.

A partir de Enero de 1.987 se produce en forma continua hasta Octubre de 1.990, con tasas variables entre 15 y 28 BNP. La RGP de producción estuvo variando entre 4.192 y 57.009 PCN/BN y el corte de agua se mantuvo a niveles bajos, alrededor de 2,2 % de AyS.

En Diciembre de 1.990 vuelve a reportarse activo, manteniéndose hasta Enero de 1.993, observándose tasas variables entre 29 y 55 BNP. La RGP varió entre 1.610 y 34.044 PCN/BN. Quedo inactivo desde Febrero de 1.993 hasta Noviembre de 1.993.

En Diciembre de 1.993 continúa produciendo hasta Diciembre de 1.997. Durante este período se observaron tasas variables entre 15 y 102 BNP, con una RGP oscilando entre 376 y 7.385 PCN/BN. El % AyS se mantuvo entre 1,2 y 29,6 %. En este lapso se reportan 5 cambios de bomba y algunas reparaciones menores de los equipos de superficie y producción, así como también 2 cambios de equipos de completación.

El último trabajo ejecutado en el pozo ocurrió en Noviembre de 1.997, durante las labores se sacó el equipo de bombeo y se recuperó la sarta de completación. Se tocó relleno a 4.299 pies, Se intentó lavar el relleno, bombeando lodo con 2.000 Lpc sin éxito (es posible que en lugar de relleno se trató del “pescado” Tubing Ancla dejado a 4.207 pies). Se hizo prueba de inyectividad y recibió con 2.000 Lpc. Se bajó la sarta de completación sin empacadura con Zapata NO GO aproximadamente a 4.415 pies (usada) y 135 tubos de 2 7/8 pulgadas. Se chequeó la bomba en superficie y luego se bajó, con 92 cabillas de 3/4 pulgadas y 44 cabillas de 7/8 pulgadas.

En la actualidad el pozo se encuentra inactivo bajo estado “ERB” en la arena U1U, siendo su última prueba la siguiente:

Fecha M/A	Arena	Intervalo (Pies)	Qo (BN/D)	RGP (PCN/BN)	Grav. (°API)	AyS (%)	Presión Cab. (Lpc)	Red. (Pulg)	Método
12/97	U1U	4.337-4.347	18	2.333	20,5	5,3	ND	ND	BM

1.2 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO SOC-3 AL 30/09/2.001:

Arena	Yacimiento	Petróleo (BN)	Gas (MPCN)	Agua (BN)
P2	SOC-1	84.234	151.966	187
U1U	SOC-3	132.744	1.577	2.156
U1M	SOC-3	370.583	2.162.206	86.468

1.3 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL POZO SOC-3. YAC. U1U (SOC-3)

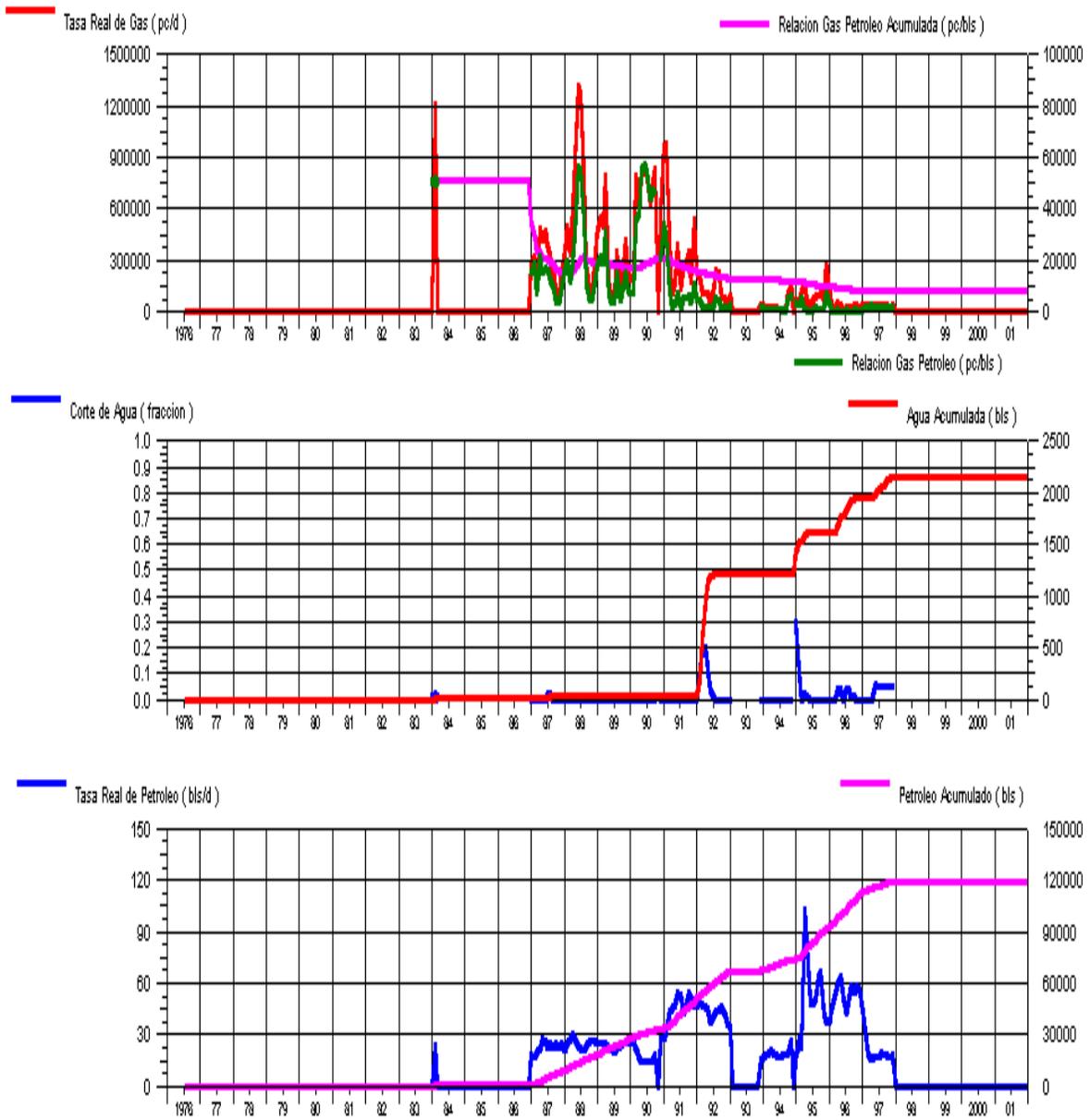


Figura 1.1. Comportamiento de producción. Pozo Soc-3. Yac. U1U (Soc-3).

1.3 ESTADO ACTUAL DEL POZO SOC-3

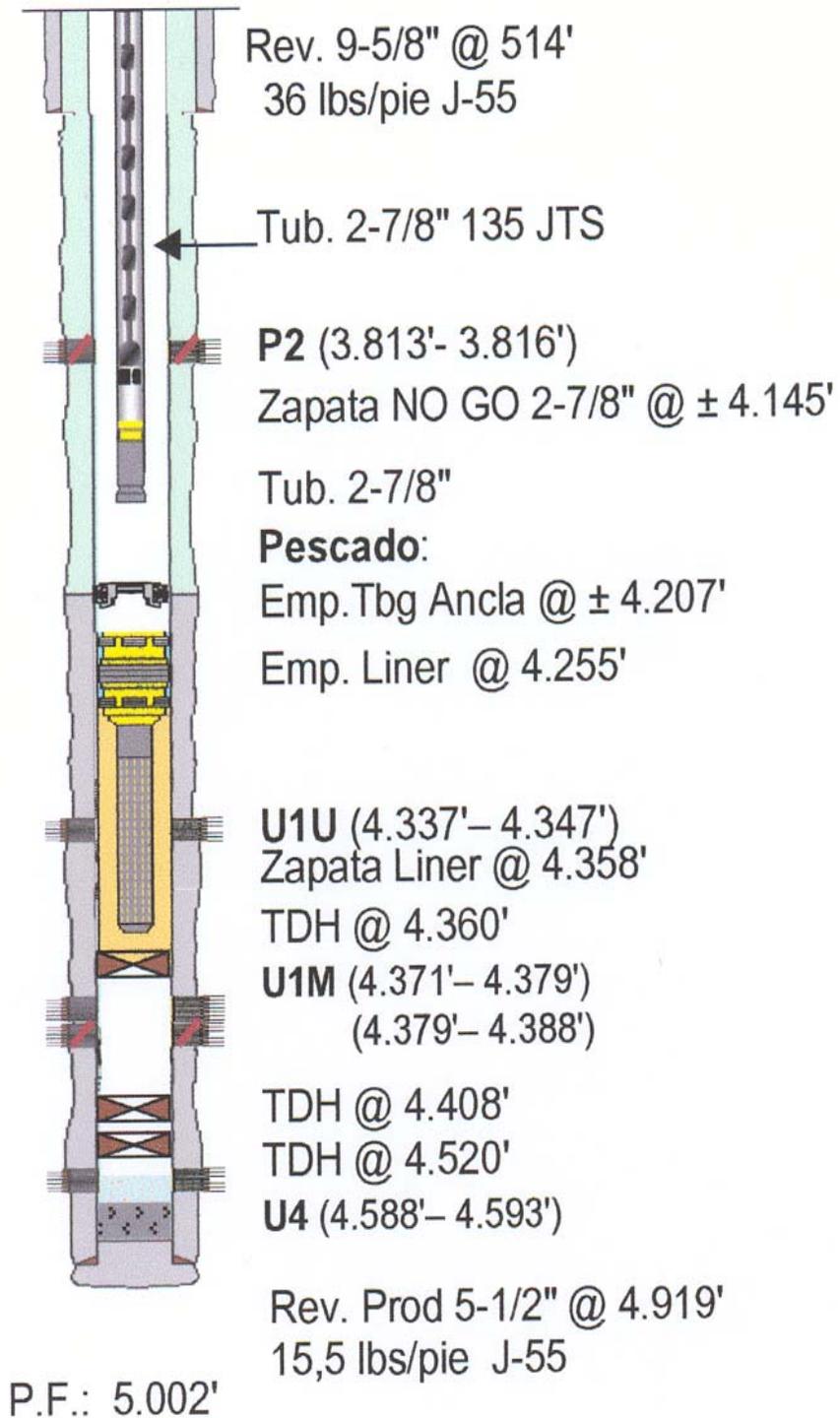


Figura 1.2. Estado mecánico Actual del pozo Soc-3.

2.1 HISTORIA DEL POZO SOC-5

CAMPO: SOCORORO

BLOQUE: ELÍAS

LOC: E-IF

CORD: N-148.144,99 m. E-510.809,93 m

EMR: 738 Pies

ESTACIÓN DE FLUJO: SOC-EF-01

ET: 728 Pies

2.1.1 *Datos del Pozo*

Profundidad Total: 5.023 Pies

Inicio de Perforación: 12/02/80

Revestidor de Superficie: 9 5/8 pulgadas

Completación Original: 09/03/80

Profundidad del Rev. de Sup: 505 Pies

Revestidor de Producción: 5 ½ pulgadas

Profundidad del Rev. de Prod: 4.842 Pies

Cuello flotador: 4.797 pies

2.1.2 *Completación Original (Marzo, 1.980)*

Se tomaron registros de Inducción, Gamma Ray, FDC, CBL y VDL.

U4: Se cañoneó en el intervalo (4.540-4.546 pies). Se achicó desde superficie hasta 1.944 pies con nivel de fluidos a 650 pies mantenido y probó 99,2 % de AyS (14.893 Cl-).

Se asentó Tapón de Hierro a 4.490 pies. Abandonándose la arena U4.

U2M: Se cañoneó en el intervalo (4.365-4.371 pies). Probó petróleo (12,0 ° API), 20 % agua (7.092 ppm Cl-), 12 % de AyS.

Se limpió arena desde 4.471 pies hasta 4.490 pies (TDH). Se **asentó Tapón de Hierro a 4.391 pies.**

Se empacó con grava la arena U2M con 25 sacos de grava 12x16 (16 sacos en la formación, 5 sacos en el espacio anular y se reversaron 4 sacos). Se usó Liner 2 7/8 pulgadas con empacadura a 4.295 pies y zapata a 4.386 pies (ancho de ranuras de 0.03 pulgadas). Presión en el revestidor de 1.500 Lpc, presión en el eductor de 3.000 Lpc bombeándose 100 Bls de petróleo desplazados con agua salada caliente.

Se instaló equipo de bombeo mecánico.

Se completó sencillo con equipo de bombeo mecánico en la arena U2M.

2.1.2.1 Prueba de Completación:

Fecha M/A	Arena	Intervalo (Pies)	Qo (BN/D)	RGP (PCN/BN)	Grav. (°API)	AyS (%)	Presión Cab. (Lpc)	Red. (Pulg)	Edo.
03/80	U2M	4.365-4.371	Probó petróleo de 12 °API, 20 % de AyS (7.092 ppm Cl-)						

2.1.2.2 Comportamiento posterior a la completación:

El 29 de Junio de 1.980 se metieron bomba y cabillas.

En Mayo de 1.981 se sacaron cabillas, bomba y sarta de completación. Se encontró relleno de arena a 4.309 pies (77 pies de arena). Se bajó nuevamente el equipo de completación.

No se tiene información de la forma en que produjo la arena U2M desde su completación original en Marzo de 1.980.

2.1.2.3 Reparación Número 1 (Marzo de 1.982)

2.1.2.3.1 Objetivo:

Debido a que el pozo está arenado, se propone limpiar y reempacar con grava la arena U2M, recompletándose con equipo de Bombeo Mecánico.

2.1.2.3.2 Comentarios del Trabajo:

Se sacó equipo de Bombeo Mecánico, se limpió relleno desde 4.236 pies hasta 4.295 pies. Se recuperó sarta de completación, y se sacó ensamblaje de empaque. Se limpió relleno hasta 4.395 pies (Tapón de Hierro), se lavaron las perforaciones de la arena U2M con presión de (800-600 Lpc), desplazando petróleo con agua salada caliente.

Se empacó la arena U2M con 41 sacos de grava 12x16 (32 sacos en la formación, 6 sacos en el espacio anular y se reversaron 3 sacos). Con presión en el eductor de 2.200 Lpc, presión en el revestidor de 1.000 Lpc. Se usó 140 BIs de petróleo. Se bajó liner 2 7/8 pulgadas con empaadura a 4.386 pies y zapata a 4.288 pies.

Se bajó sarta de completación, y se recompletó sencillo con equipo de Bombeo Mecánico en la arena U2M.

2.1.3 Prueba de Recompletación

Fecha M/A	Arena	Intervalo (Pies)	Qo (BN/D)	RGP (PCN/BN)	Grav. (°API)	AyS (%)	Presión Cab. (Lpc)	Red. (Pulg)	Edo.
03/82	U2M	4.365-4.371	Sin prueba de completación						

2.1.3.1 Comportamiento posterior a la completación:

No se tiene información de la forma como produjo después del empaque con grava colocado en marzo de 1.982.

En Febrero de 1.983 se sacó cabillas y pistón, se probó la bomba, resultando en buenas condiciones.

En febrero de 1.984 se reporta producción con tasa de 94 BN de petróleo, 385 PCN/BN y 2,2 % AyS, tampoco se tiene información de la forma como produjo después de Febrero de 1.984 hasta Enero de 1.987.

Se reportó producción continua hasta Abril de 1.987, produciendo con tasa decreciente desde 226 BNP/D hasta 74 BNP/D, una RGP creciente desde 165 PCN/BN hasta 3.310 PCN/BN y un % AyS variable entre 18,7 y 15,9 %. No se reporta producción desde Mayo de 1.987 hasta Diciembre de 1.987.

En Noviembre de 1.987 se reemplazó equipo de producción y se probó bomba con 600 Lpc. Produciendo desde Enero de 1.988 hasta mayo de 1.990 con tasas entre 196 BNP/D y 108 BNP/D, una RGP variable entre 138 PCN/BN y 1.694 PCN/BN y una % AyS variando entre 11,8 y 39,7 por ciento.

En Junio de 1.990 se cambió bomba, produciendo desde Agosto de 1.990 hasta Octubre del mismo año con tasas entre 107 BNP/D y 127 BNP/D, una RGP entre 967 PCN/BN y 1.360 PCN/BN y un % AyS variable entre 35,1 y 30,2 por ciento. No hay reporte de producción para Noviembre de 1.990.

Nuevamente produce en forma continua desde Diciembre de 1.990 hasta marzo de 1.992 con tasa que se mostraron variables entre 122 BNP/D y 71 BNP/D, una RGP entre 820 PCN/BN y 4.962 PCN/BN, de igual manera sus cortes de agua (% AyS) que variaron entre 21,1 y 46,7 %.

Presentó producción en Diciembre de 1.993, con una tasa promedio de petróleo de 60 BNP/D, una RGP de 183 PCN/BN y sin información acerca del % AyS. En Enero de 1.994 volvió a producir en forma continua hasta Mayo de 1.995, produciendo en este período con tasa variables entre 71 BNP/D y 23 BNP/D, una

RGP variando entre 206 PCN/BN y 1.486 PCN/BN y un % AyS entre 8,6 y 23,3 %.

En Octubre de 1.994 se reemplazó equipo de producción y se cambió bomba.

En Noviembre de 1.994 se reemplazó bomba por otra igual.

En Junio de 1.995 nuevamente se cambió Bomba.

En Julio de 1.995 se cambió sarta de completación, se lavó relleno desde 4.288 pies hasta 4.319 pies. Se realizó prueba de Inyectividad, recibió con 1.200 Lpc en 3 minutos y luego bajó a 200 Lpc. Se colocó tubería punta libre de 2 7/8 pulgadas con botella al final de la tubería de 2 3/8 x 2 7/8 pulgadas, también se colocó pistón usado con 88 cabillas de 3/4 pulgadas y 46 cabillas de 7/8 pulgadas.

En la actualidad el pozo se encuentra inactivo en estado SAS en la arena U2M, siendo su última prueba:

Fecha M/A	Arena	Intervalo (Pies)	Qo (BN/D)	RGP (PCN/BN)	Grav. (°API)	AyS (%)	Presión Cab. (Lpc)	Red. (Pulg)	Edo.
05/95	U2M	4365-4371	23	1.000	12,0	23,3	-	-	PGB

2.2 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO SOC-5 AL 30/09/2.001

Arena	Yacimiento	Petróleo (BN)	Gas (MPCN)	Agua (BN)
U2M	SOC-5	314.502	231.041	84.657

2.3 HISTORIA DE PRODUCCIÓN. POZO SOC-5. YAC. U2M (SOC-5)

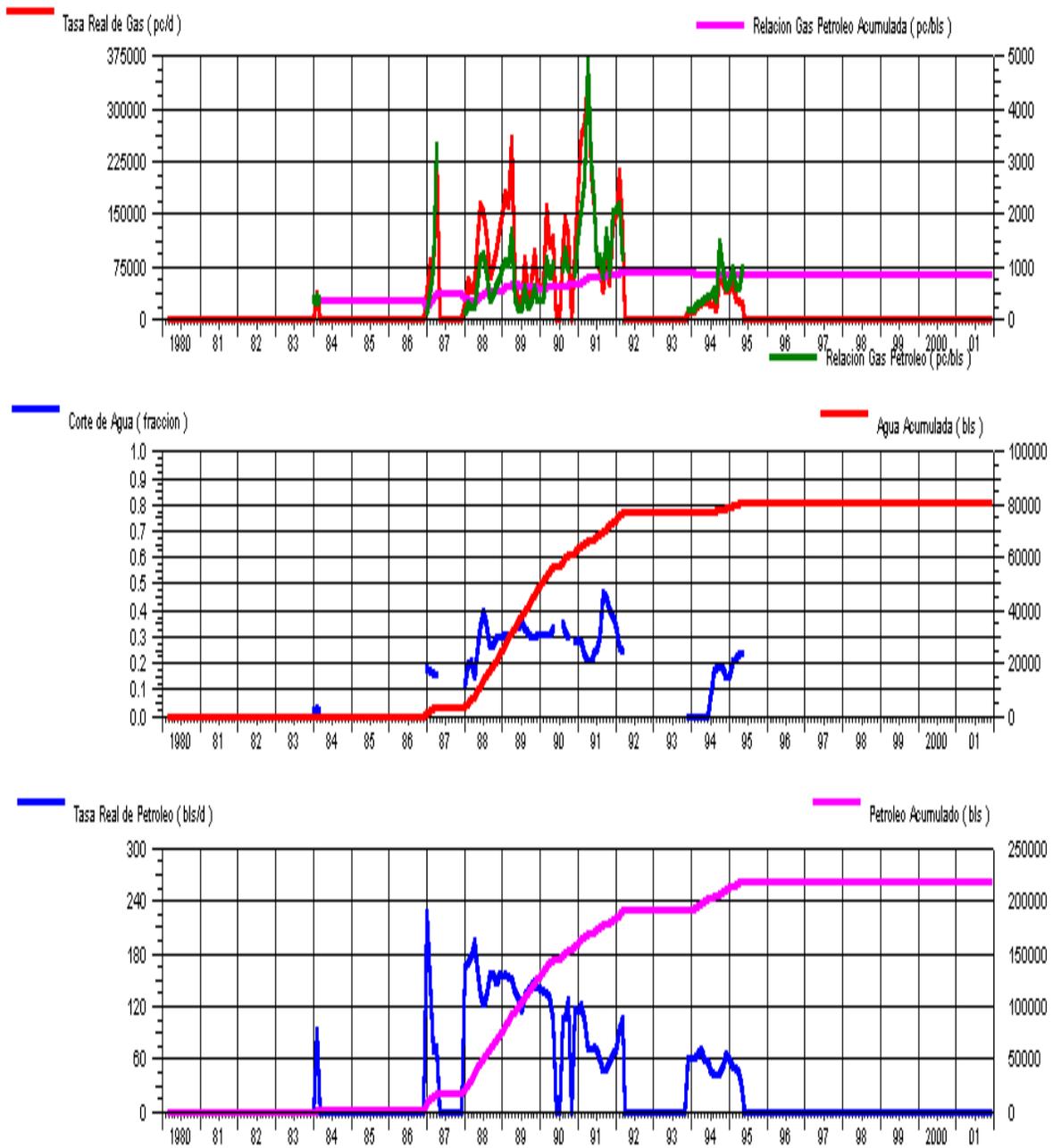


Figura 2.1. Historia de producción del pozo Soc-5. Yac. U2M (SOC-5)

2.4 ESTADO ACTUAL DEL POZO SOC-5

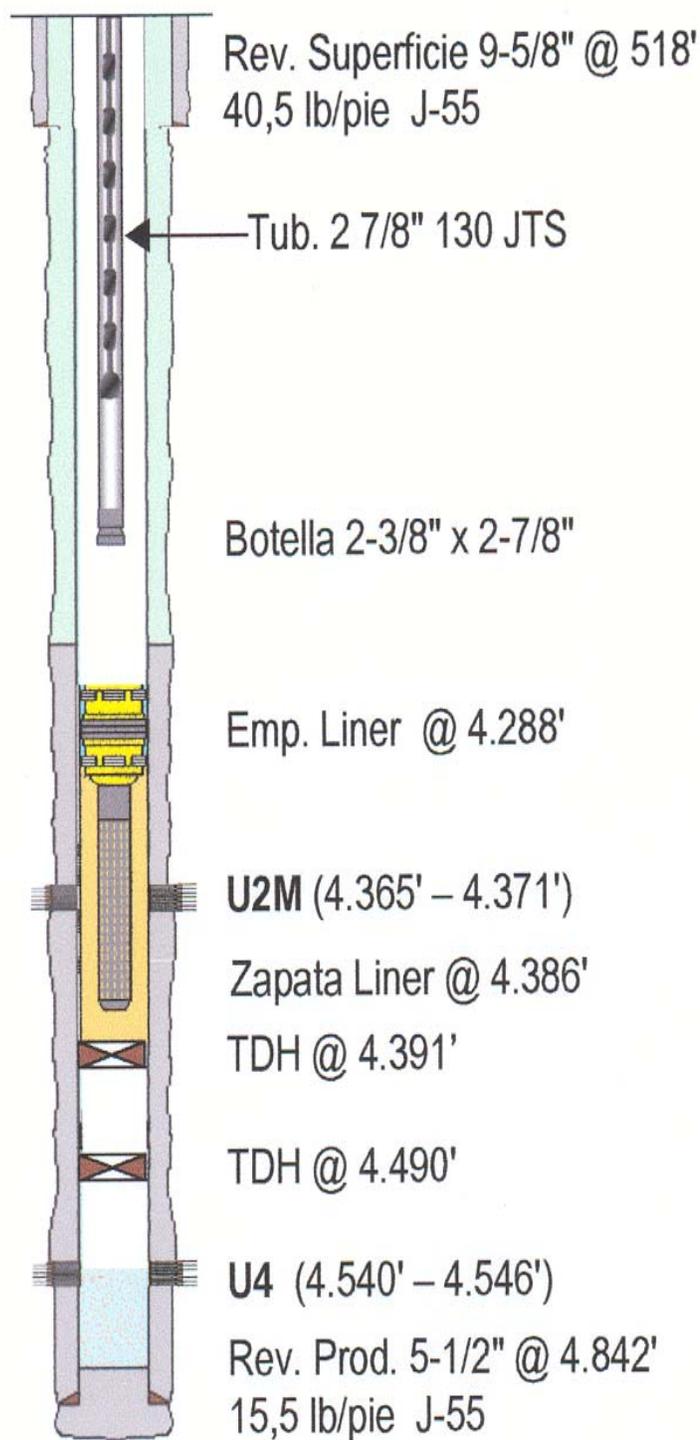
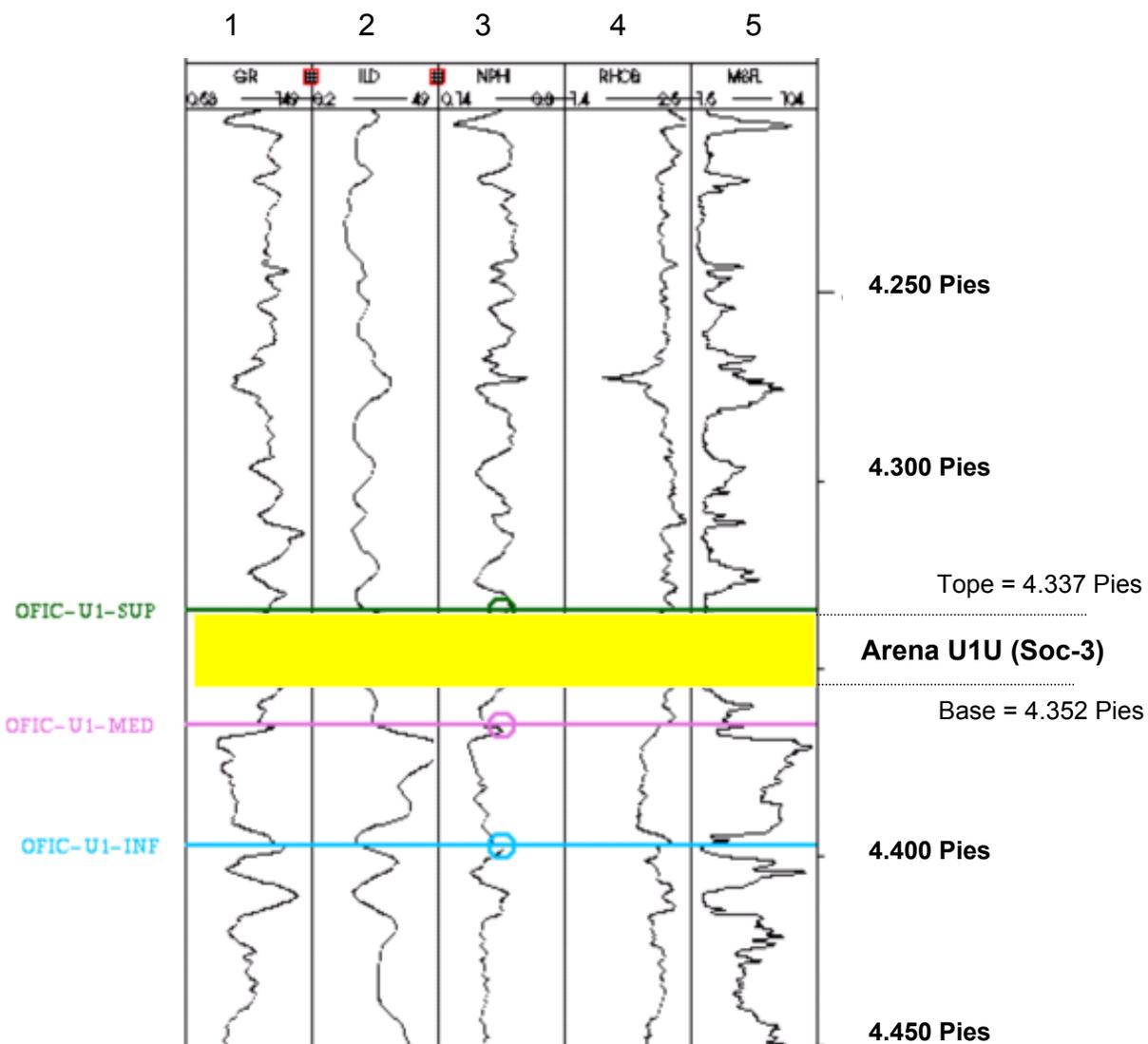


Figura 2.2. Estado mecánico actual del pozo Soc-5.

REGISTROS DEL POZO SOC-3

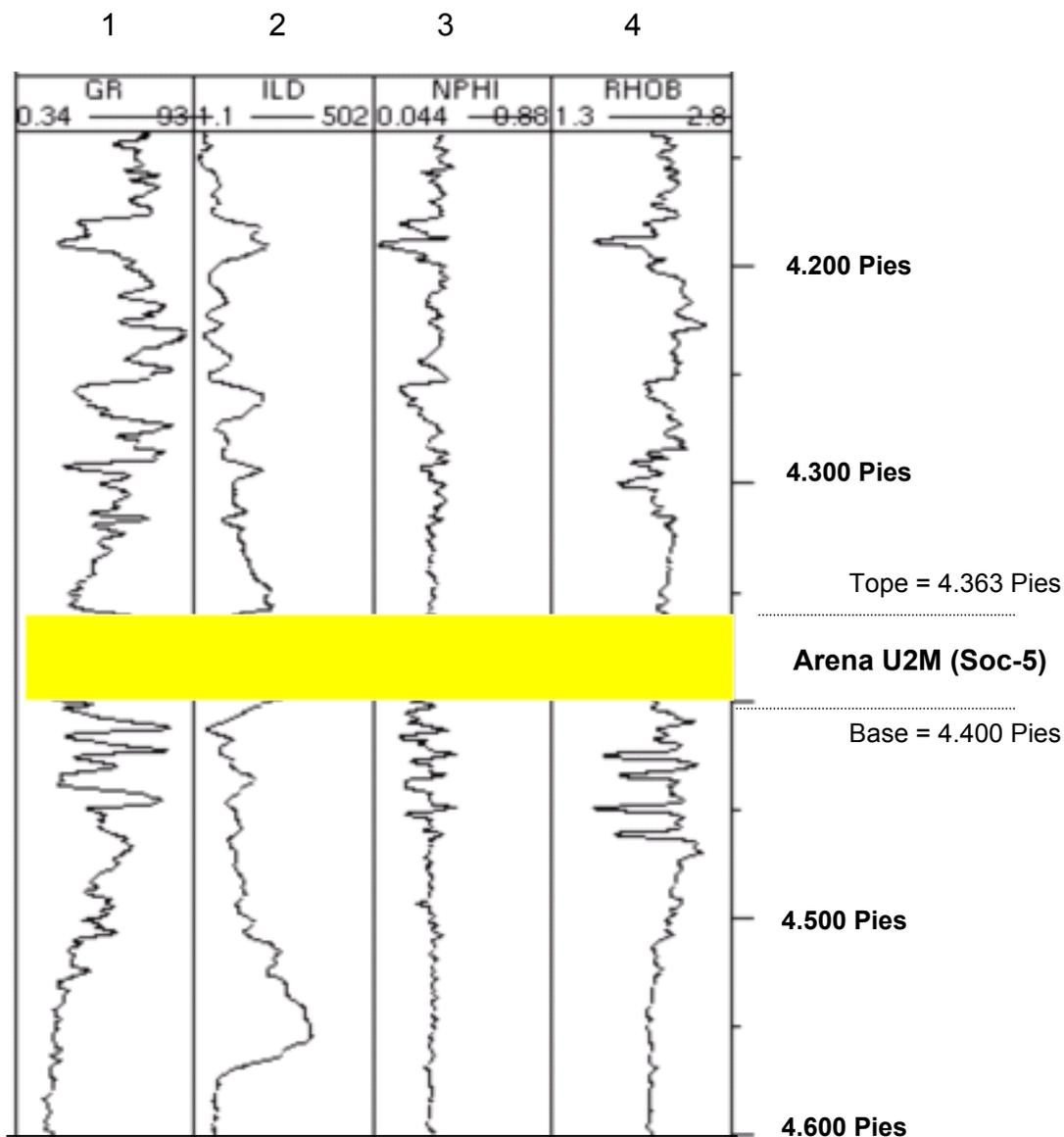


Leyenda de los Registros:

- 1: Gamma Ray ATP = 15 Pies
- 2: Induction Electrical (Resistividad) ANP = 14 Pies
- 3: Neutrón
- 4: Density
- 5: Microesférico

Nota: El tope y la base reportada son con respecto al registro (5).

REGISTROS DEL POZO SOC-5



Leyenda de los Registros:

1: Gamma Ray

ANP = 37 Pies

2: Induction Electrical (Resistividad)

3: Neutrón

4: Density

Nota: El tope y la base reportada son con respecto a los registros 1 y 2.

5.1 TRABAJO PROPUESTO PARA EL POZO SOC-3

Para el reacondicionamiento del Pozo SOC-3 se propone ejecutar las siguientes acciones:

1. Recuperar tubería de producción y empaque con grava (Tomar muestras de arena y/o finos durante la ejecución de estas actividades). Tener en cuenta la presencia de “tubing Ancla” a 4.525 pies dejado durante un trabajo realizado al pozo en 1.982.
2. Realizar chequeo de fondo y calibración del pozo. De ser necesario efectuar limpieza, tomando muestras de la arena o finos que se encontrasen.
3. Abrir Ventana (**9 pulgadas**) en la arena U1U desde 4.334 pies hasta 4.354 pies (**20 pies**) con el procedimiento que plantee la mesa de reacondicionamiento.
4. Realizar empaque con grava, según diseño ajustado a los resultados del estudio granulométrico.
5. Recompletar, en concordancia con las propuestas de la mesa de reacondicionamientos, con bomba de cavidad progresiva.

Adicionalmente, para la reactivación de este pozo se requerirá:

1. Utilizar la tubería de producción (tubing) existente, de diámetro 2 7/8 pulgadas, en caso que su inspección ratifique su buen estado.
2. Mantenimiento general y refacción del árbol del pozo.
3. reconexión de la línea de flujo

4. Realización de prueba hidrostática de la línea de flujo que va desde el pozo hasta la estación de flujo SOCEF-1.

5.2 Procedimiento De Trabajo

1. Realizar análisis de riesgo "SARO". Instalar equipo. Anclar y probar líneas. Verificar y descargar presiones del pozo al tanque quemador. Sacar sarta de cabillas. Circular pozo con agua salada (8,5 Lb/Gal) caliente.
2. Quitar sección "C" e instalar B.O.P. Probar sistema con 3.000 Lpc.
3. Sacar tubería 2 7/8 pulgadas EUE quebrando (1x1) con equipo de completación.
4. Meter tubería DP 2 7/8 pulgadas (1x1) con pescante "Spear" 2 7/8 pulgadas . Pescar y recuperar Tubing Ancla a 4.207 pies.
5. Meter tubería DP 2 7/8 pulgadas con pescante "Spear" 2 7/8 pulgadas. Pescar y recuperar equipo liner a 4.255 pies.
6. Meter tubería DP 2 7/8 pulgadas con mecha 4 3/4 pulgadas y lima 5 1/2 pulgadas. Realizar viaje de limpieza hasta 4.360 pies (TDH). Rotar TDH a 4.360 pies. Circular bien con agua salada (8,5 LPG). Sacar mecha y lima. Asentar TDH 5 1/2 pulgadas a 4.370 pies.
7. Vestir equipo de guaya eléctrica. Instalar y probar lubricador con 1.500 Lpc. Correr registro de cementación (CBL-VDL-GR-CCL) desde 4.370 pies hasta 3.370 pies. Analizar registro y perforar aislamientos de ser necesario. Desvestir equipo de guaya eléctrica.

8. Meter tubería DP 2 7/8 pulgadas con “Section Mill” para revestir de 5 ½ pulgadas con traza radioactiva. Vestir equipo de guaya eléctrica. Correlacionar traza radioactiva con GR-CCL. Desvestir equipo de guaya eléctrica. Posicionar “Section Mill”. Abrir ventana desde 4.334 pies hasta 4.354 pies, circulando con agua gelificada. Sacar “Section Mill”.

9. Meter tubería DP 2 7/8 pulgadas con ampliador 5 ½ x 9 pulgadas. Ubicar y ampliar ventana (9 pulgadas) desde 4.334 pies hasta 4.354 pies. Tomar muestra de arena para análisis granulométrico. Circular hasta obtener retorno limpio con agua gelificada. Sacar tubería DP 2 7/8 pulgadas quebrando (1x1) y sacar ampliador.

10. Meter tubería DP 2 7/8 pulgadas EUE (1x1) con equipo de liner 2 7/8 pulgadas y colgador de liner. Empacar con grava la arena U1U (4.334-4.354 pies), utilizando agua salada (8,5 LPG) filtrada. Asentar y probar colgador. Sacar “Setting –Tool”.

11. Meter tubería 2 7/8 pulgadas con equipo de completación y sarta de cabillas según diseño. Es necesario calibrar el equipo de completación antes de bajar.

12. Sanear locación, cumpliendo con las normas ambientales.

TRABAJO PROPUESTO

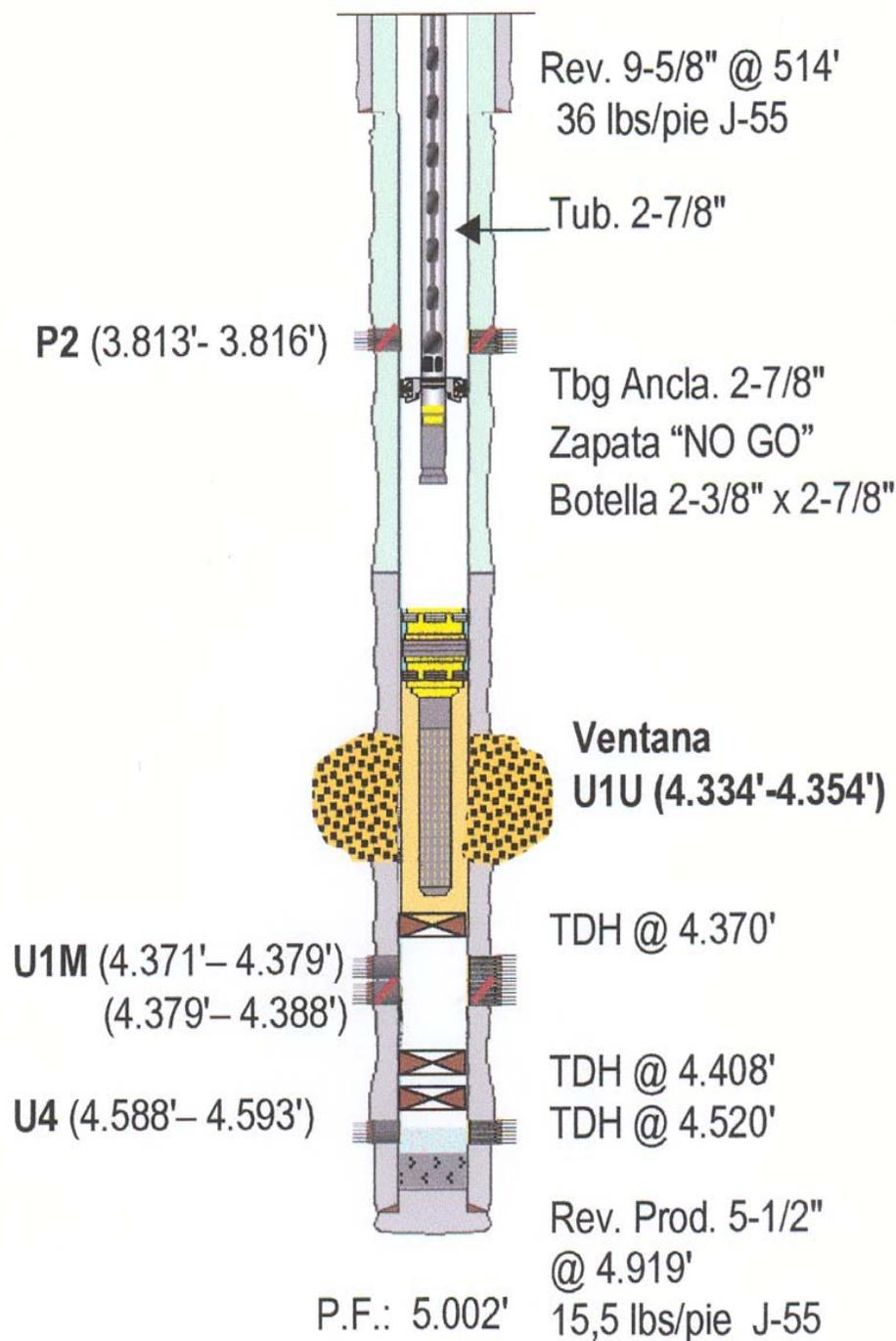


Figura 5.1. Diagrama del trabajo propuesto para el pozo Soc-3.

6.1 TRABAJO PROPUESTO PARA EL POZO SOC-5

Para el reacondicionamiento del Pozo SOC-5 se propone ejecutar las siguientes acciones:

1. Recuperar tubería de producción y empaque con grava (Tomar muestras de arena y/o finos durante la ejecución de estas actividades).
2. Realizar chequeo de fondo y calibración del pozo. De ser necesario efectuar limpieza, tomando muestras de la arena o finos que se encontrasen.
3. Abrir Ventana (**9 pulgadas**) en la arena U2M desde 4.363 pies hasta 4.400 pies (**37 pies**) con el procedimiento que plantee la mesa de reacondicionamiento.
4. Realizar empaque con grava, según diseño ajustado a los resultados del estudio granulométrico.
5. Recompletar, en concordancia con las propuestas de la mesa de reacondicionamientos, con bomba de cavidad progresiva.

Adicionalmente, para la reactivación de este pozo se requerirá:

1. Utilizar la tubería de producción (tubing) existente, de diámetro 2 7/8 pulgadas, en caso que su inspección ratifique su buen estado.
2. Mantenimiento general y refacción del árbol del pozo.
3. Realización de prueba hidrostática de la línea de flujo que va desde el pozo hasta la estación de flujo SOCEF-1.

6.2 Procedimiento De Trabajo

1. Realizar análisis de riesgo “SARO”. Instalar equipo. Anclar y probar líneas. Verificar y descargar presiones del pozo al tanque quemador. Sacar sarta de cabillas. Circular pozo con agua salada (8,5 Lb/Gal) caliente.
2. Quitar sección “C” e instalar B.O.P. Probar sistema con 3.000 Lpc.
3. Sacar tubería 2 7/8 pulgadas EUE quebrando (1x1) con equipo de completación.
4. Meter tubería DP 2 7/8 pulgadas (1x1) con pescante “Spear” 2 7/8 pulgadas . Pescar y recuperar Tubing Ancla a 4.288 pies.
5. Meter tubería DP 2 7/8 pulgadas con mecha 4 3/4 pulgadas y lima 5 1/2 pulgadas. Realizar viaje de limpieza hasta 4.391 pies (TDH). Rotar TDH a 4.391 pies. Circular bien con agua salada (8,5 LPG). Sacar mecha y lima. Bajar con equipo de guaya y asentar TDH 5 1/2 pulgadas a 4.415 pies.
6. Vestir equipo de guaya eléctrica. Instalar y probar lubricador con 1.500 Lpc. Correr registro de cementación (CBL-VDL-GR-CCL) desde 4.390 pies hasta 3.390 pies. Analizar registro y perforar aislamientos de ser necesario. Desvestir equipo de guaya eléctrica.
7. Meter tubería DP 2 7/8 pulgadas con “Section Mill” para revestir de 5 1/2 pulgadas con traza radioactiva. Vestir equipo de guaya eléctrica. Correlacionar traza radioactiva con GR-CCL. Desvestir equipo de guaya eléctrica. Posicionar “Section Mill”. Abrir ventana desde 4.363 pies hasta 4.400 pies, circulando con agua gelificada. Sacar “Section Mill”.

8. Meter tubería DP 2 7/8 pulgadas con ampliador 5 ½ x 9 pulgadas. Ubicar y ampliar ventana (9 pulgadas) desde 4.363 pies hasta 4.400 pies. Tomar muestra de arena para análisis granulométrico. Circular hasta obtener retorno limpio con agua gelificada. Sacar tubería DP 2 7/8 pulgadas quebrando (1x1) y sacar ampliador.

9. Meter tubería DP 2 7/8 pulgadas EUE (1x1) con equipo de liner 2 7/8 pulgadas y colgador de liner. Empacar con grava la arena U2M (4.363-4.400 pies), utilizando agua salada (8,5 LPG) filtrada. Asentar y probar colgador. Sacar “Setting –Tool”.

10. Meter tubería 2 7/8 pulgadas con equipo de completación y sarta de cabillas según diseño. Es necesario calibrar el equipo de completación antes de bajar.

11. Sanear locación, cumpliendo con las normas ambientales.

TRABAJO PROPUESTO

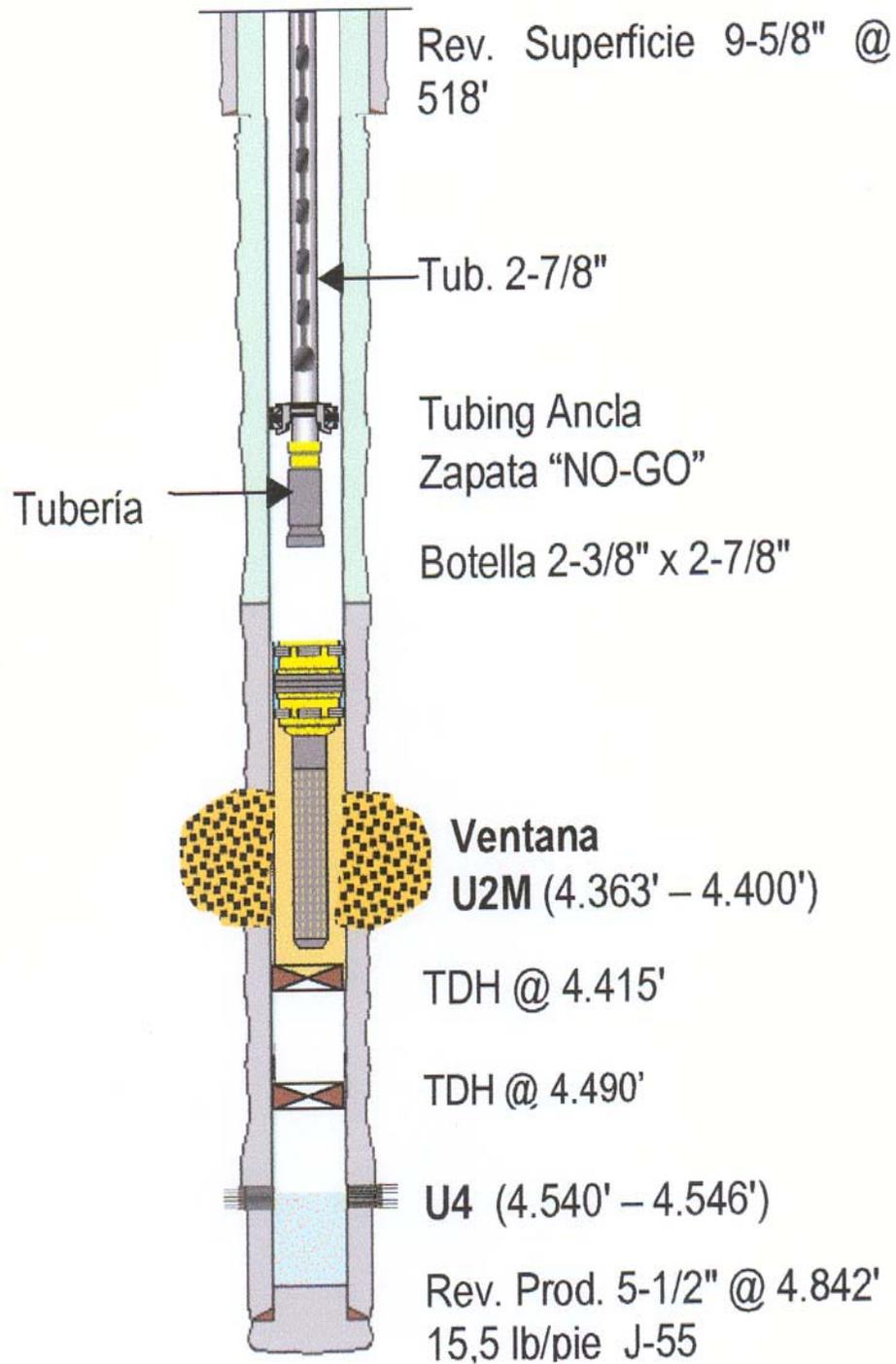


Figura 6.1. Diagrama del trabajo propuesto para el pozo Soc-5.

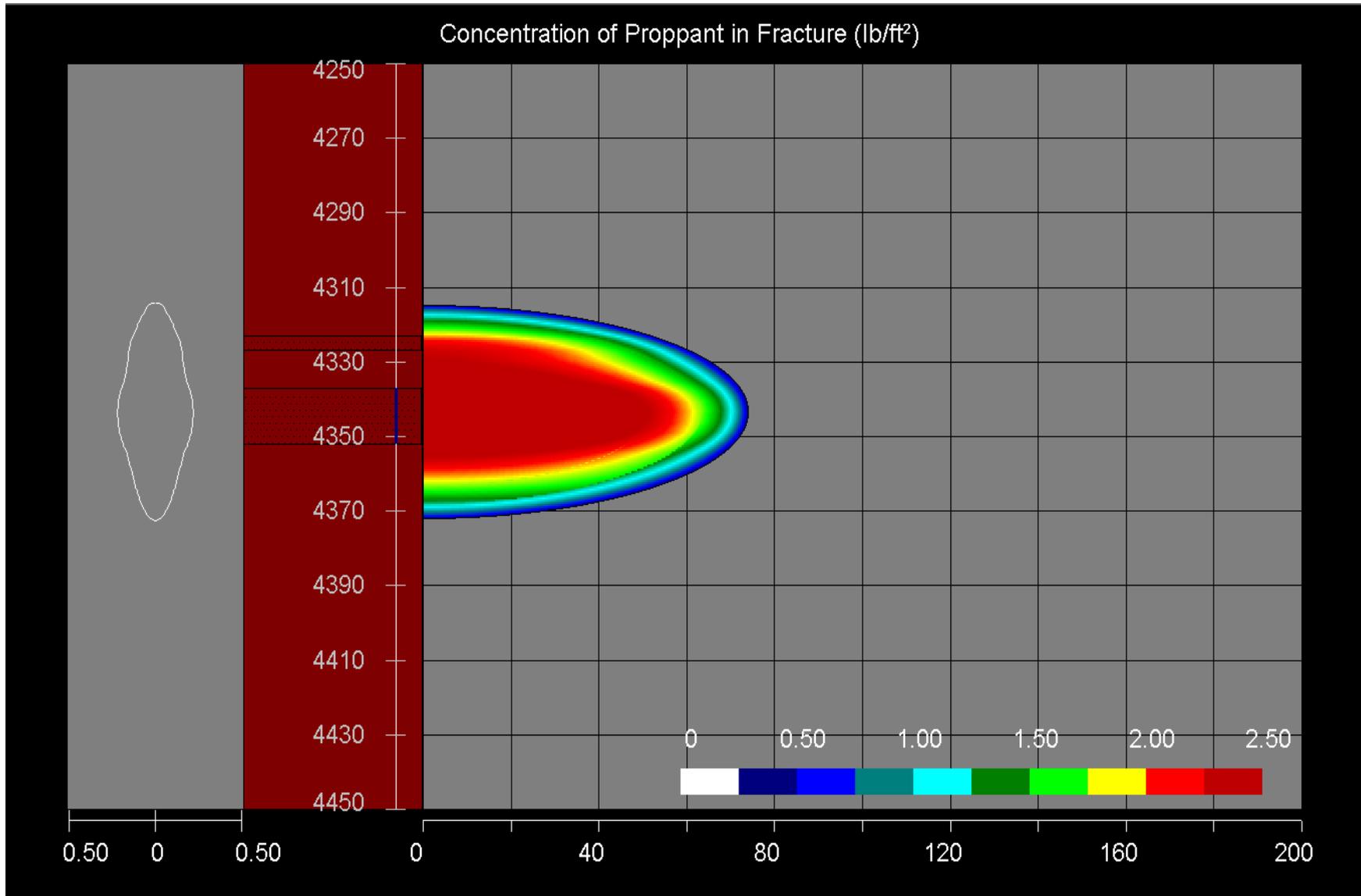


Figura 7.1. Concentración de material de soporte a través de la fractura.

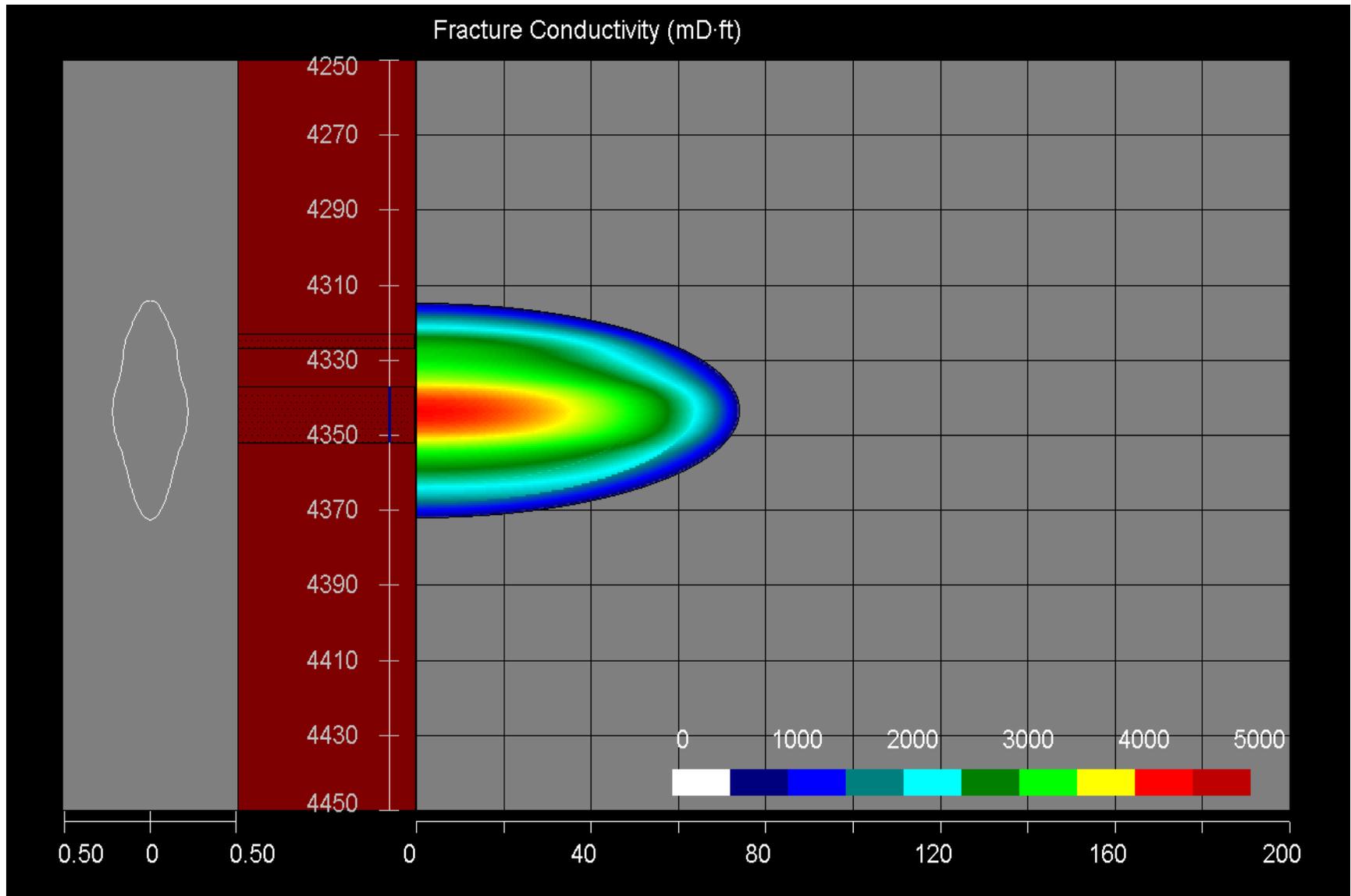


Figura 7.2. Conductividad de la fractura.

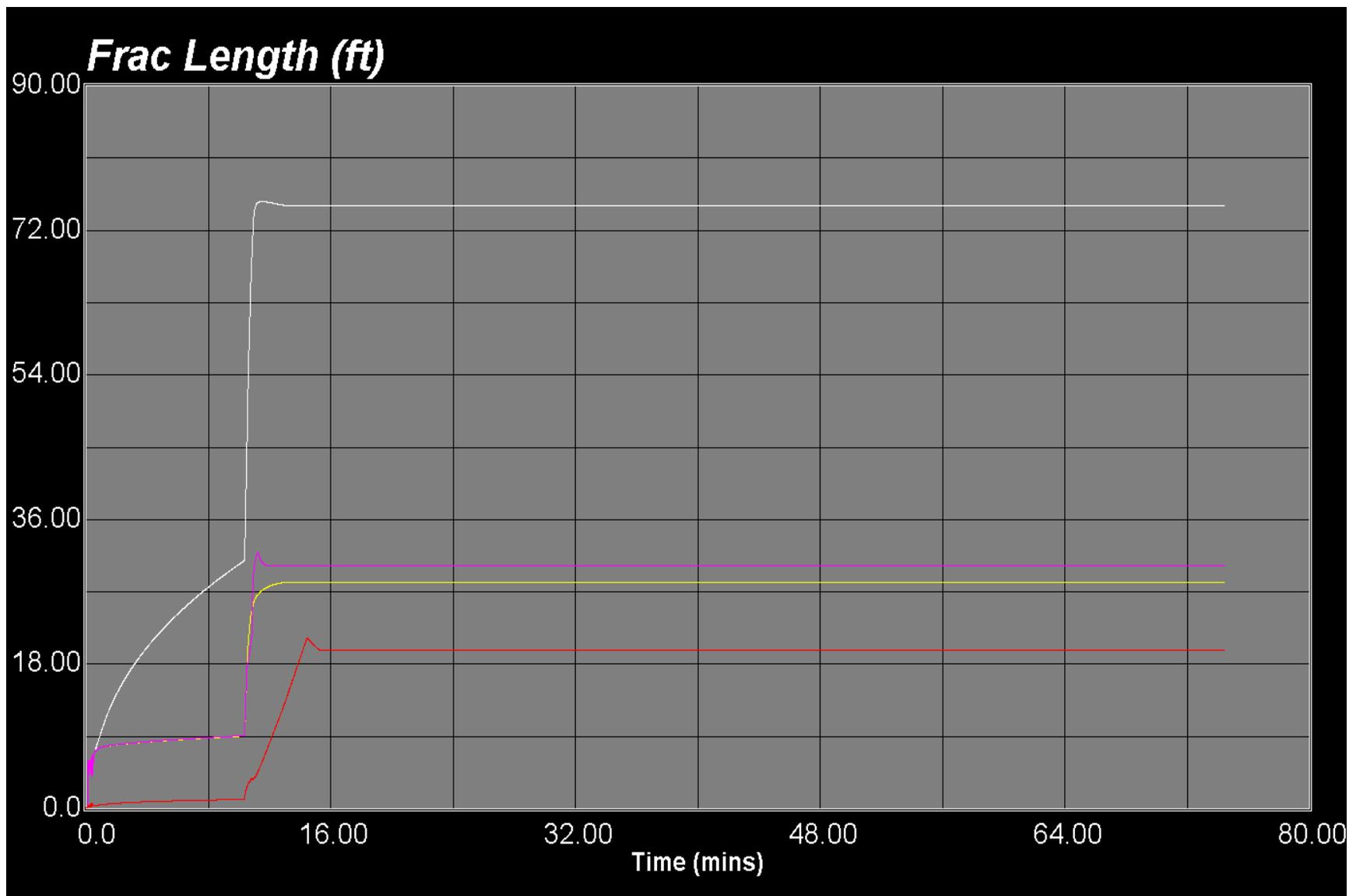
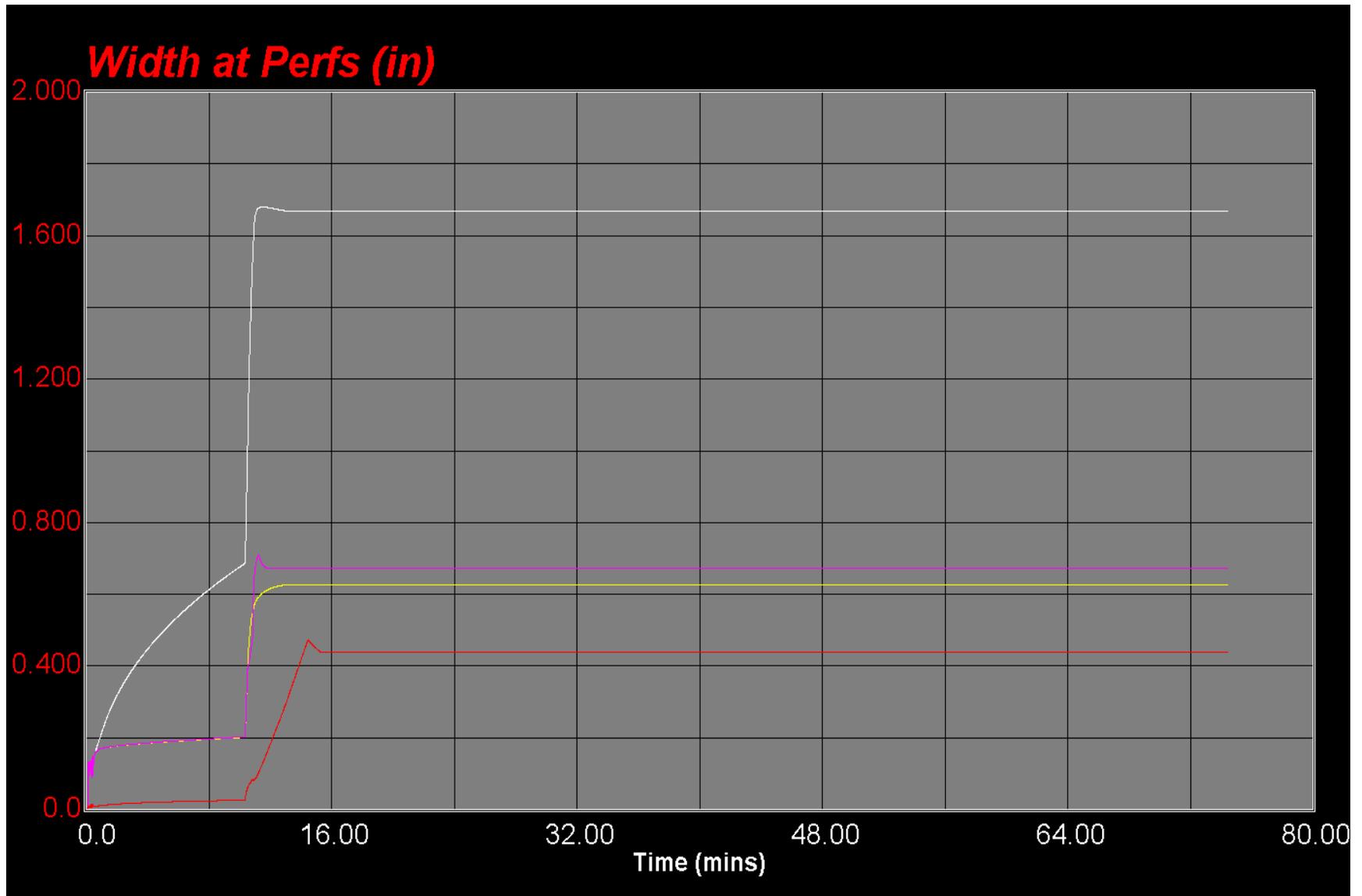


Figura 7.3. Longitud total de la fractura. (curva blanca)



Anexo 7.4. Ancho promedio de la fractura. (Línea roja)

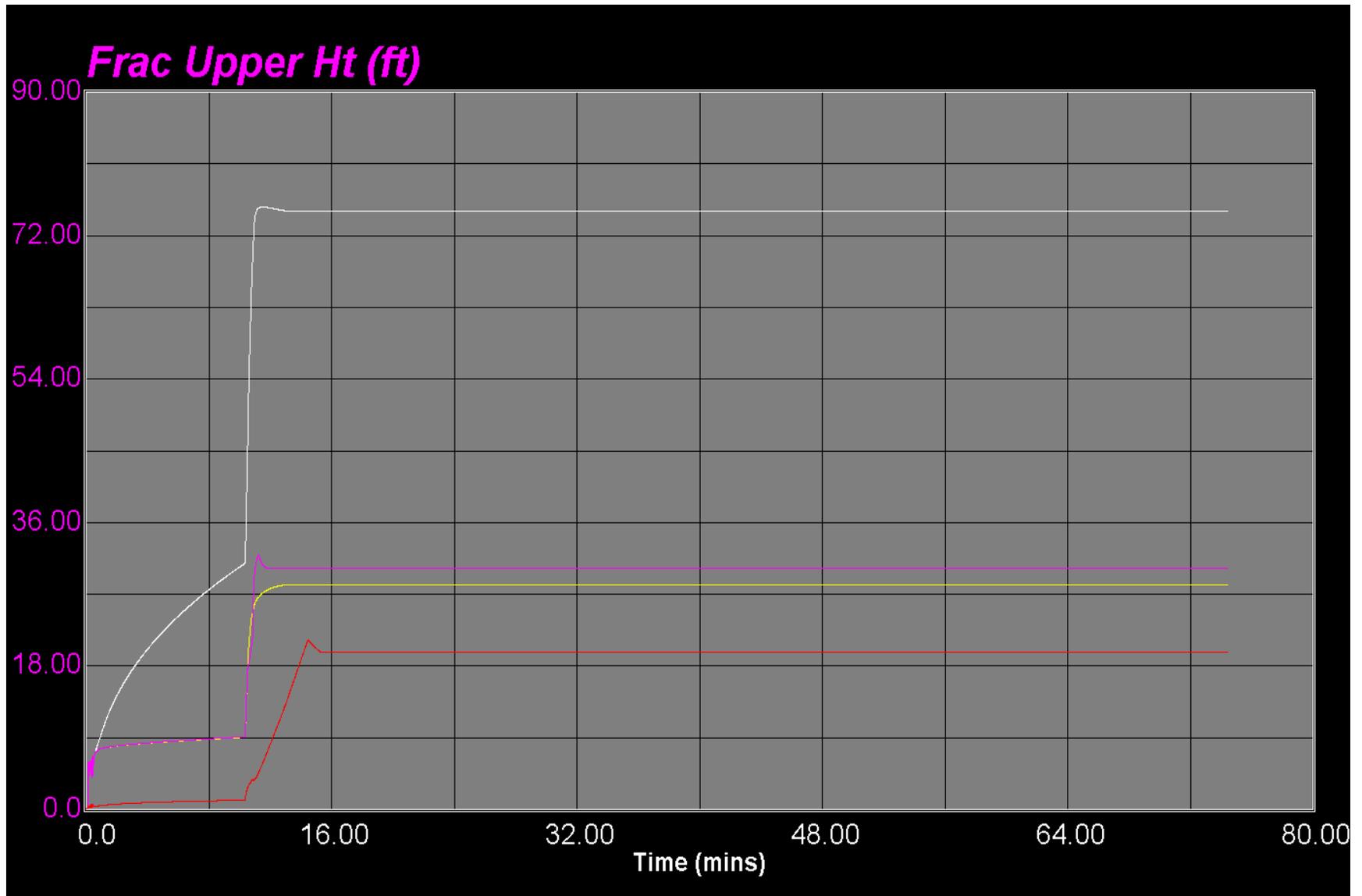


Figura 7.5. Altura de la sección superior de la fractura. (Línea fucsia).

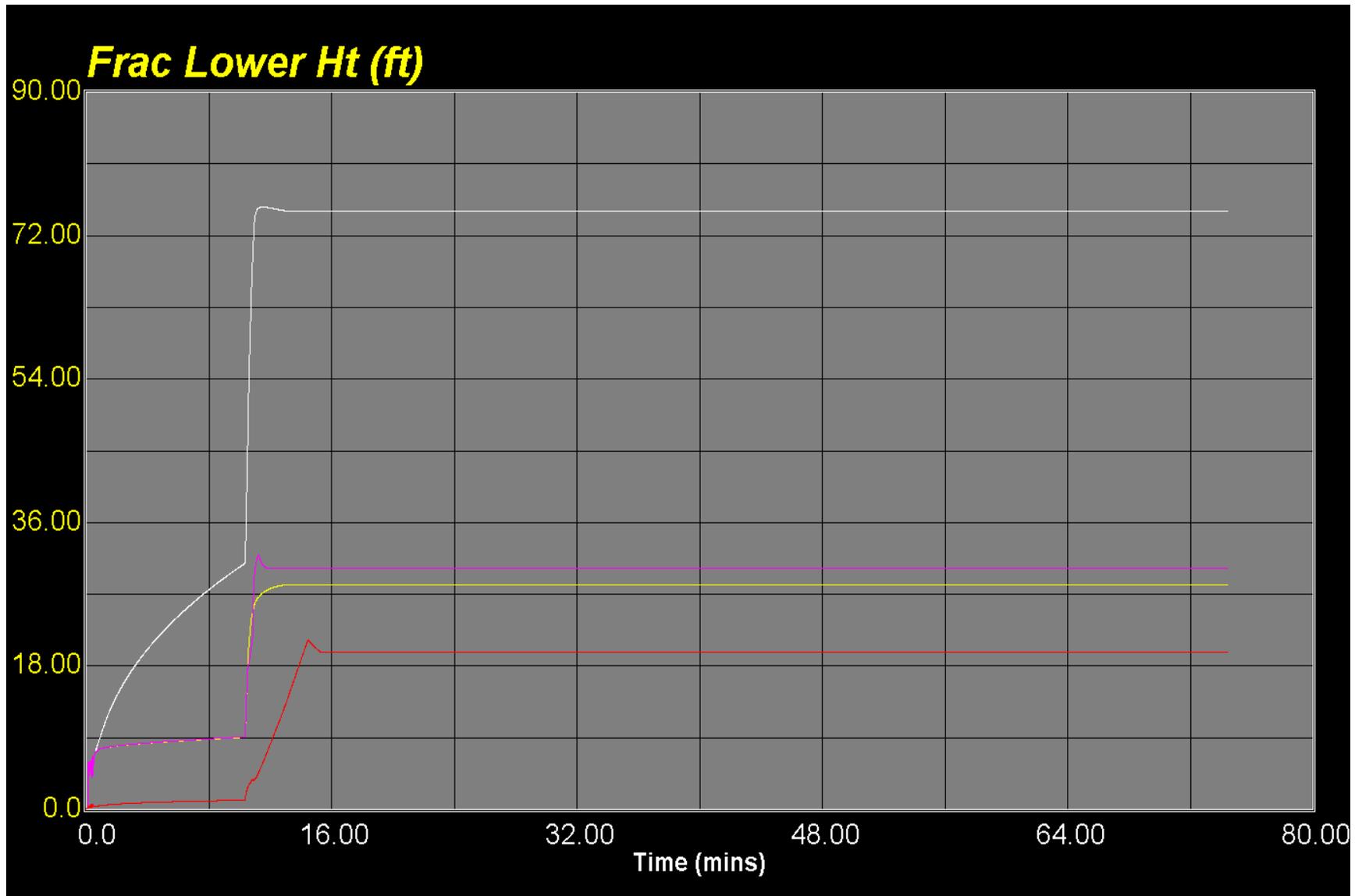


Figura 7.6. Altura de la sección inferior de la fractura. (Línea amarilla).

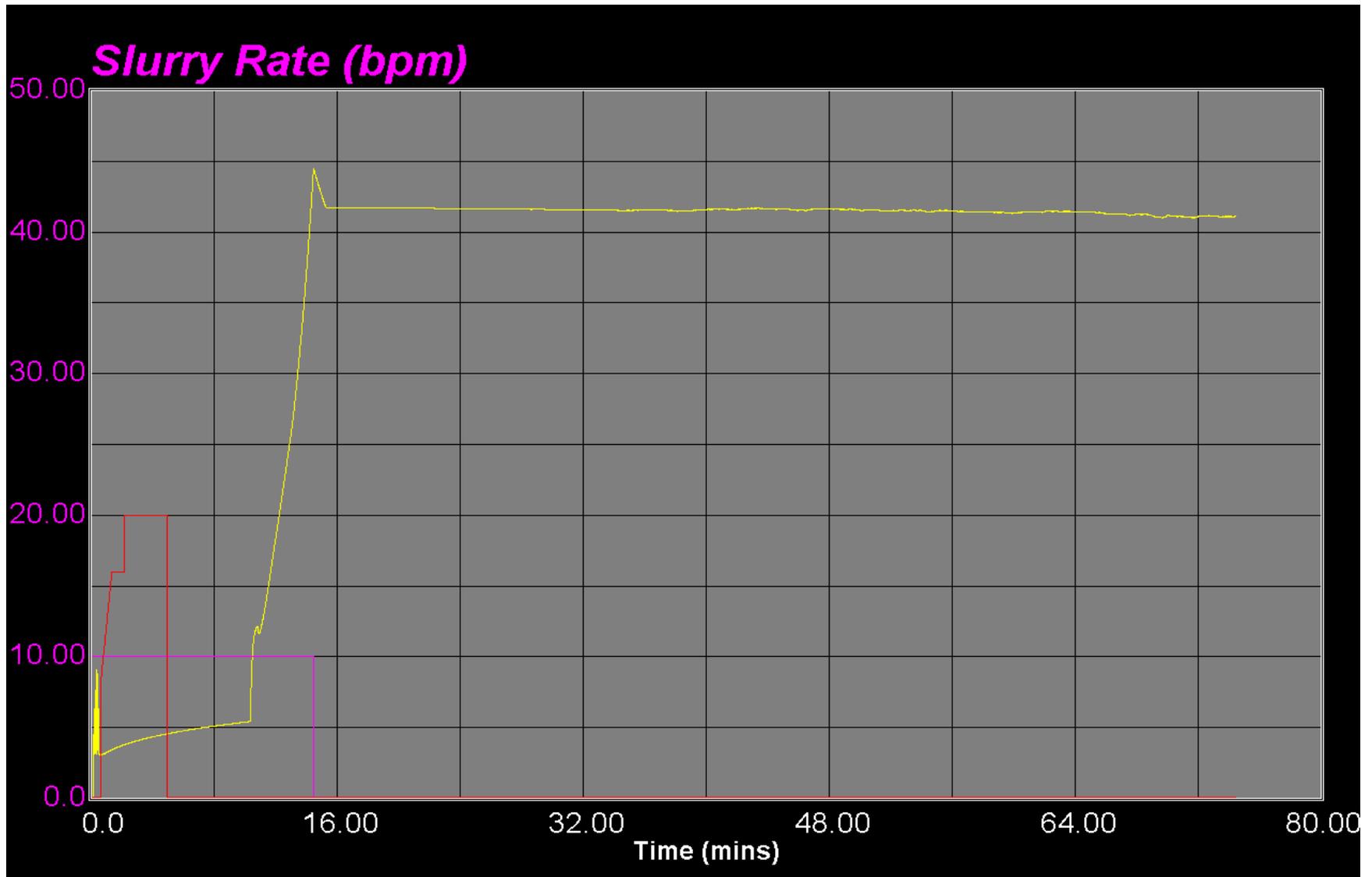


Figura 7.7. Tasas de Bombeo de fluido hacia la fractura. (Línea Fucsia).

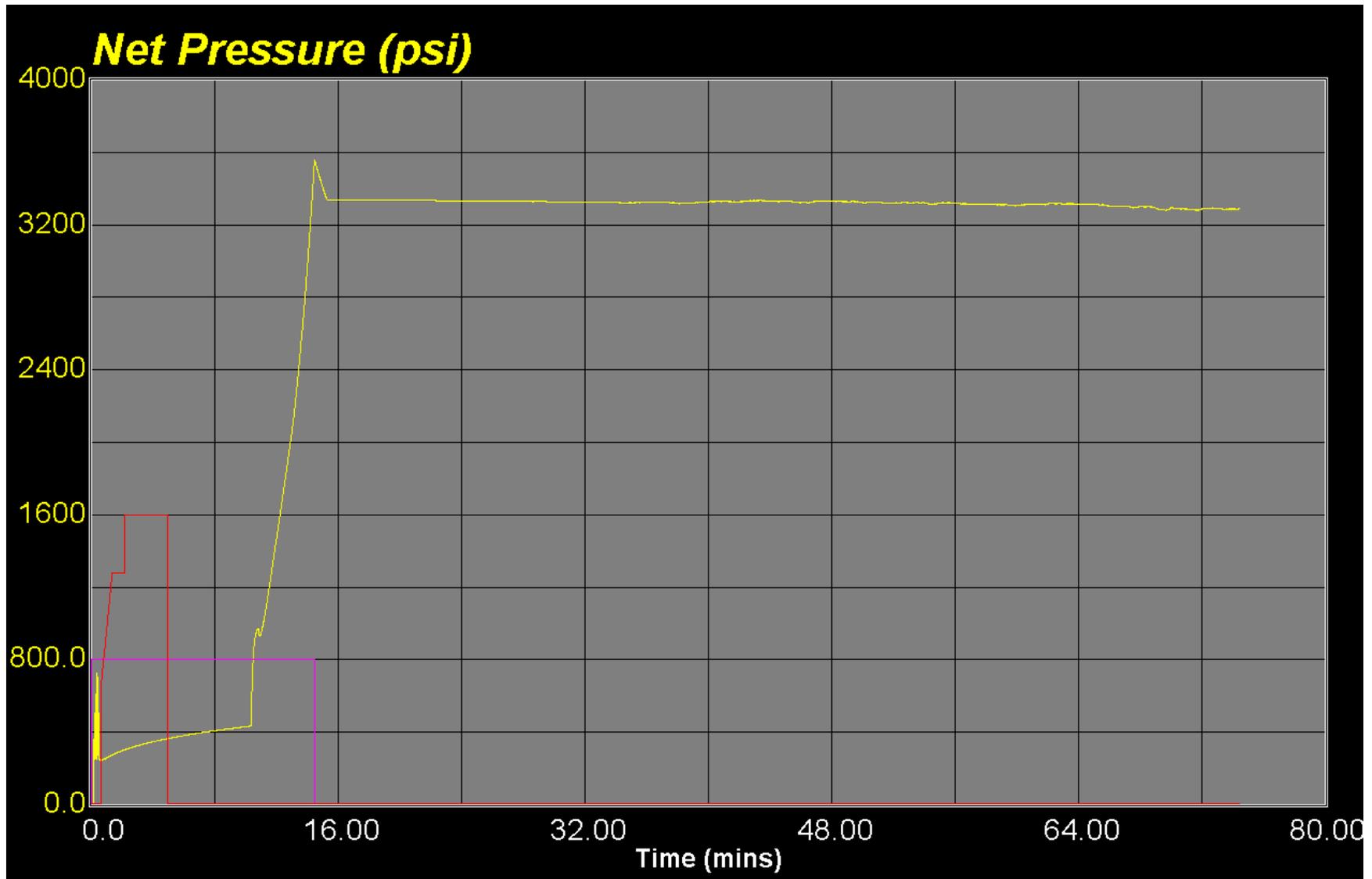


Figura 7.8. Presión Neta Estimada. (Línea Verde)

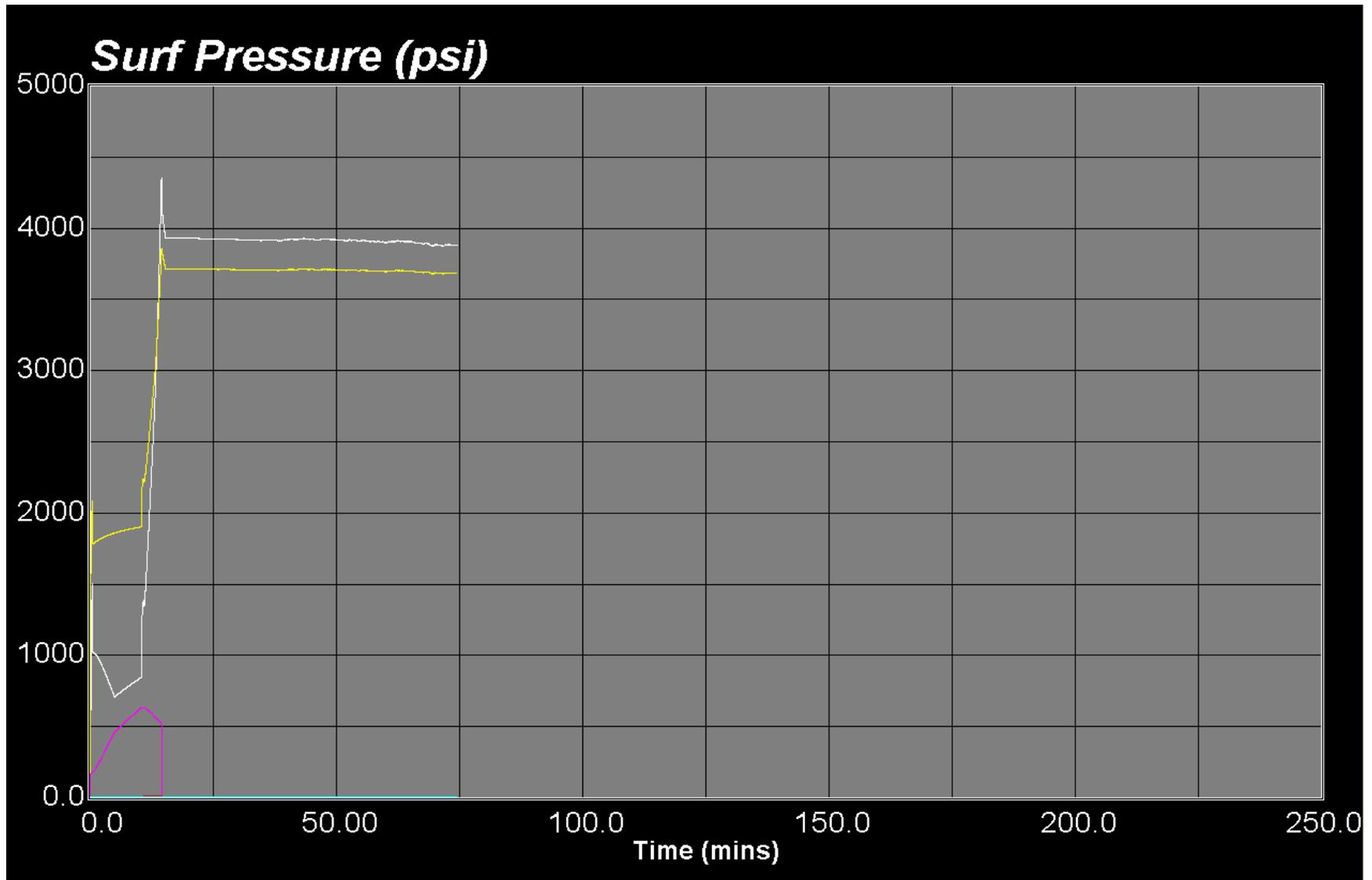


Figura 7.9. Presión en Superficie. (Línea Blanca).

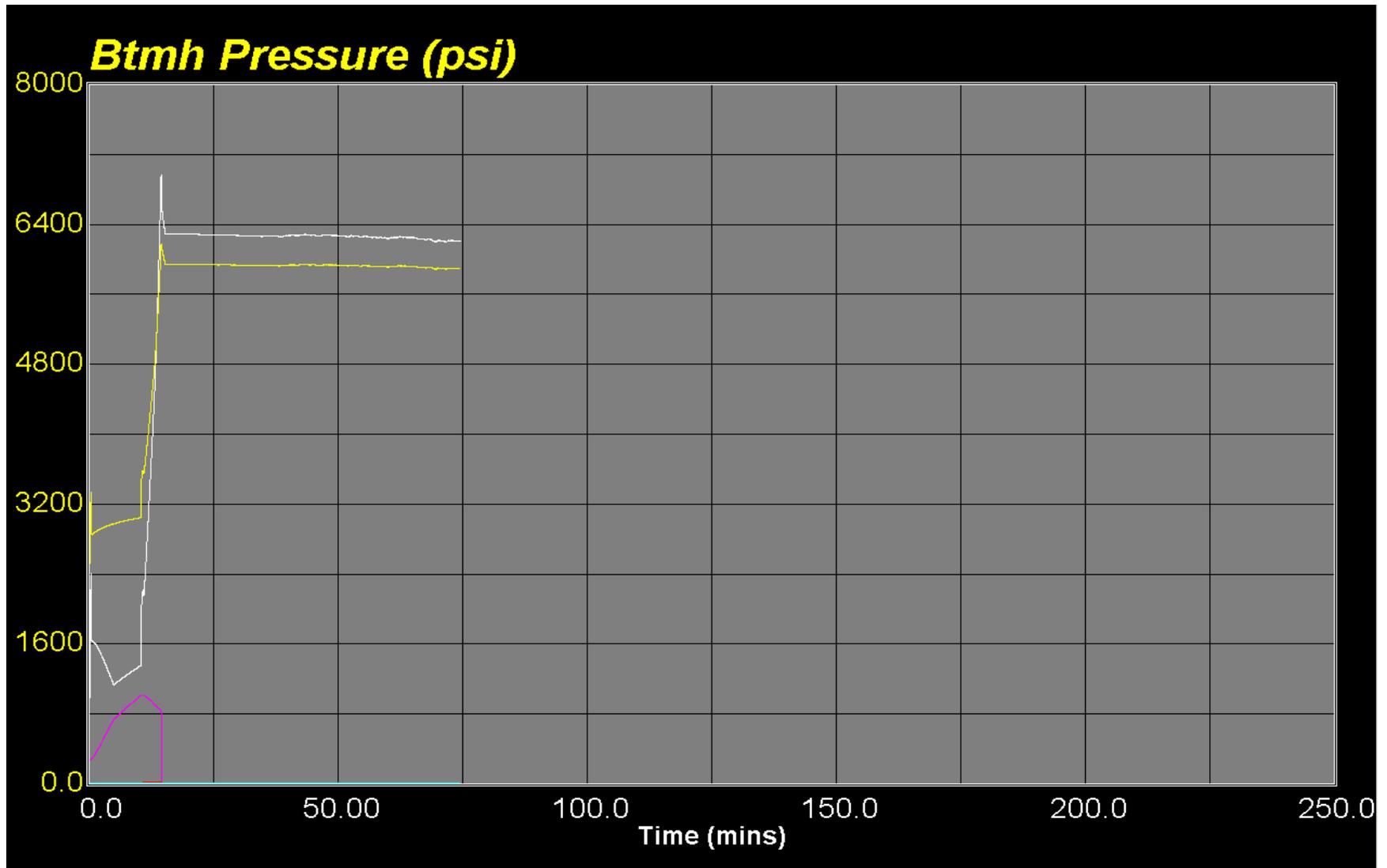


Figura 7.10. Presión en el fondo del Pozo. (Línea Amarilla).

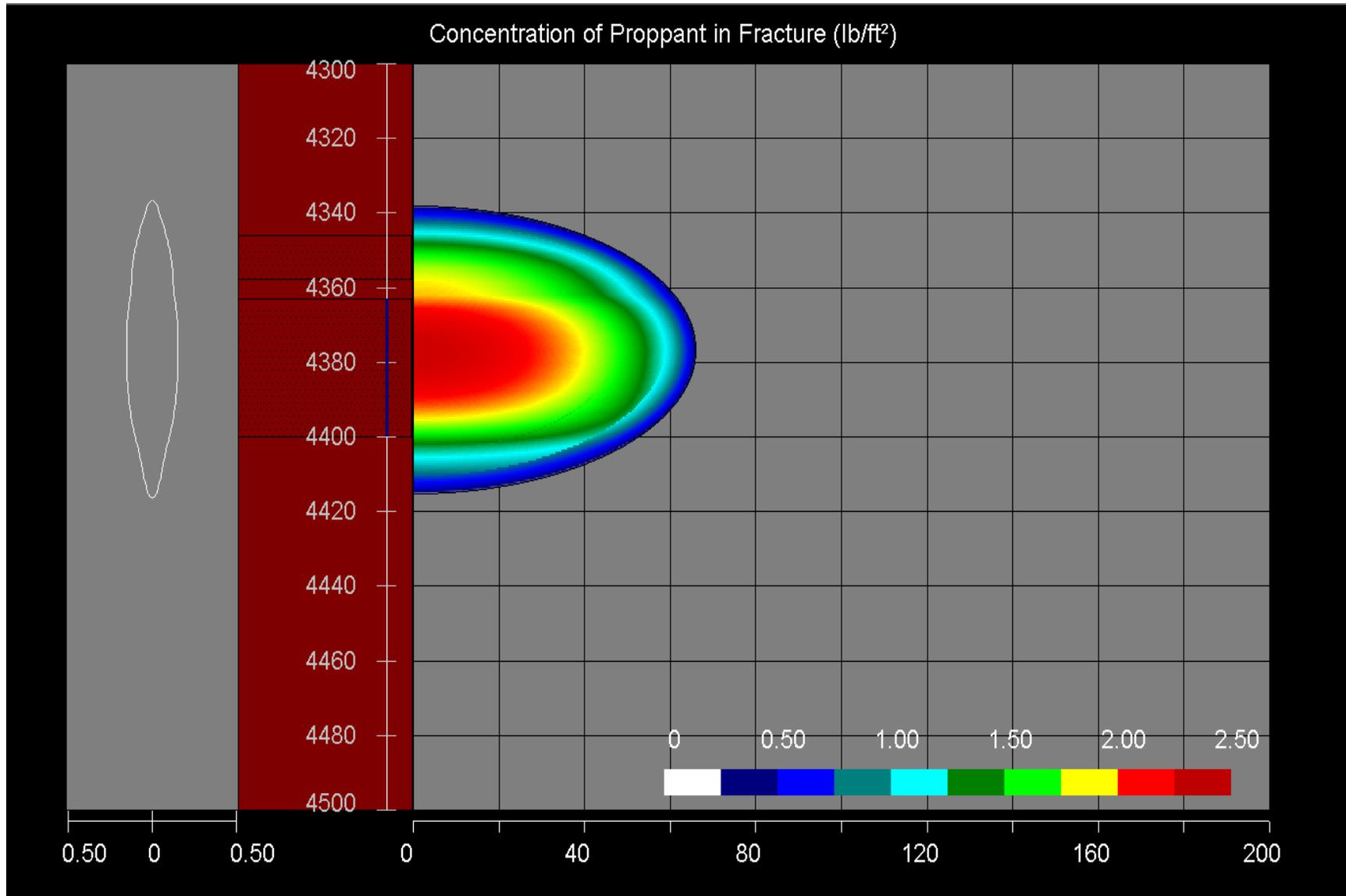


Figura 8.1. Concentración de material de soporte en la fractura.

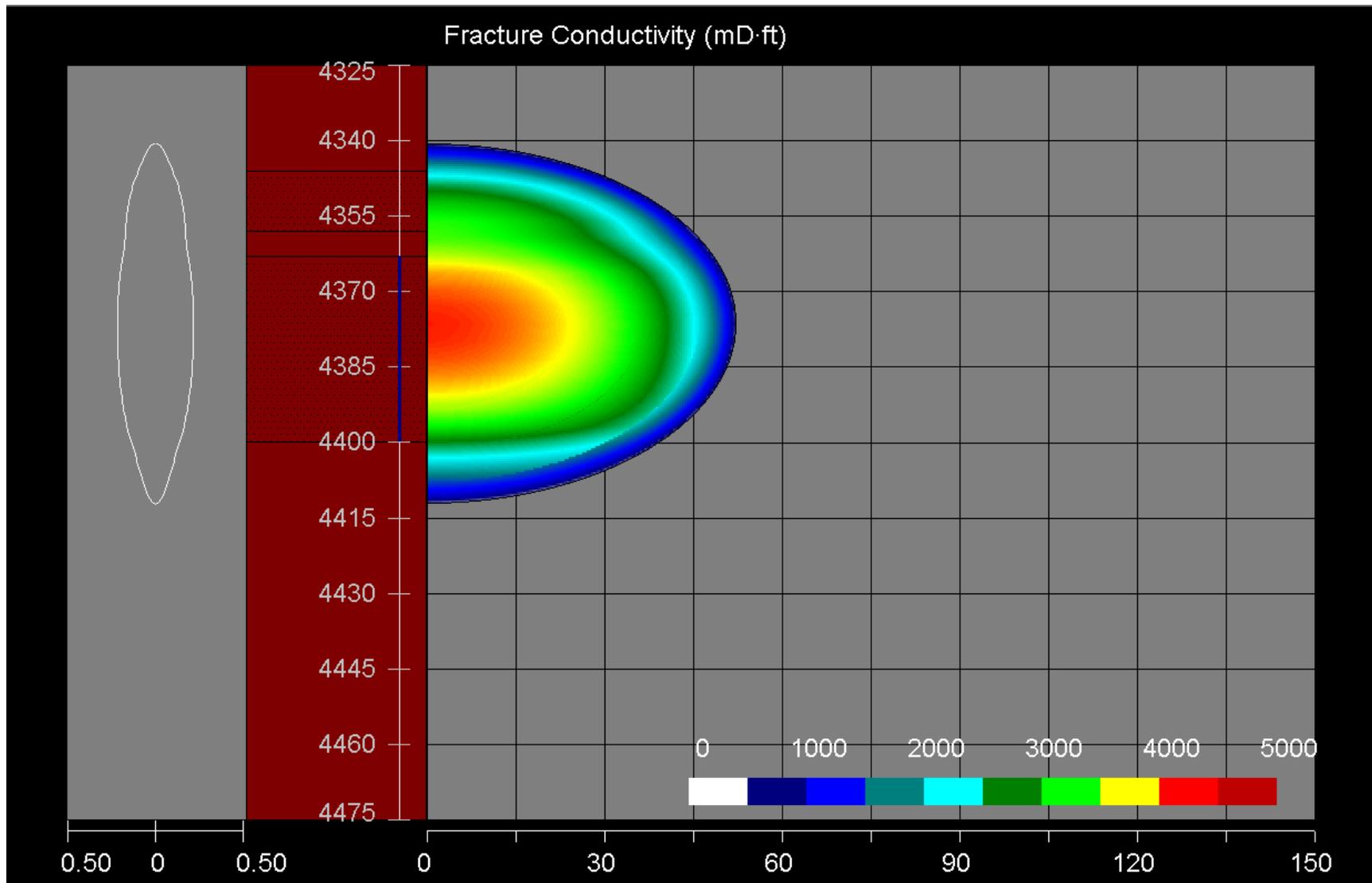


Figura 8.2. Conductividad de la fractura.

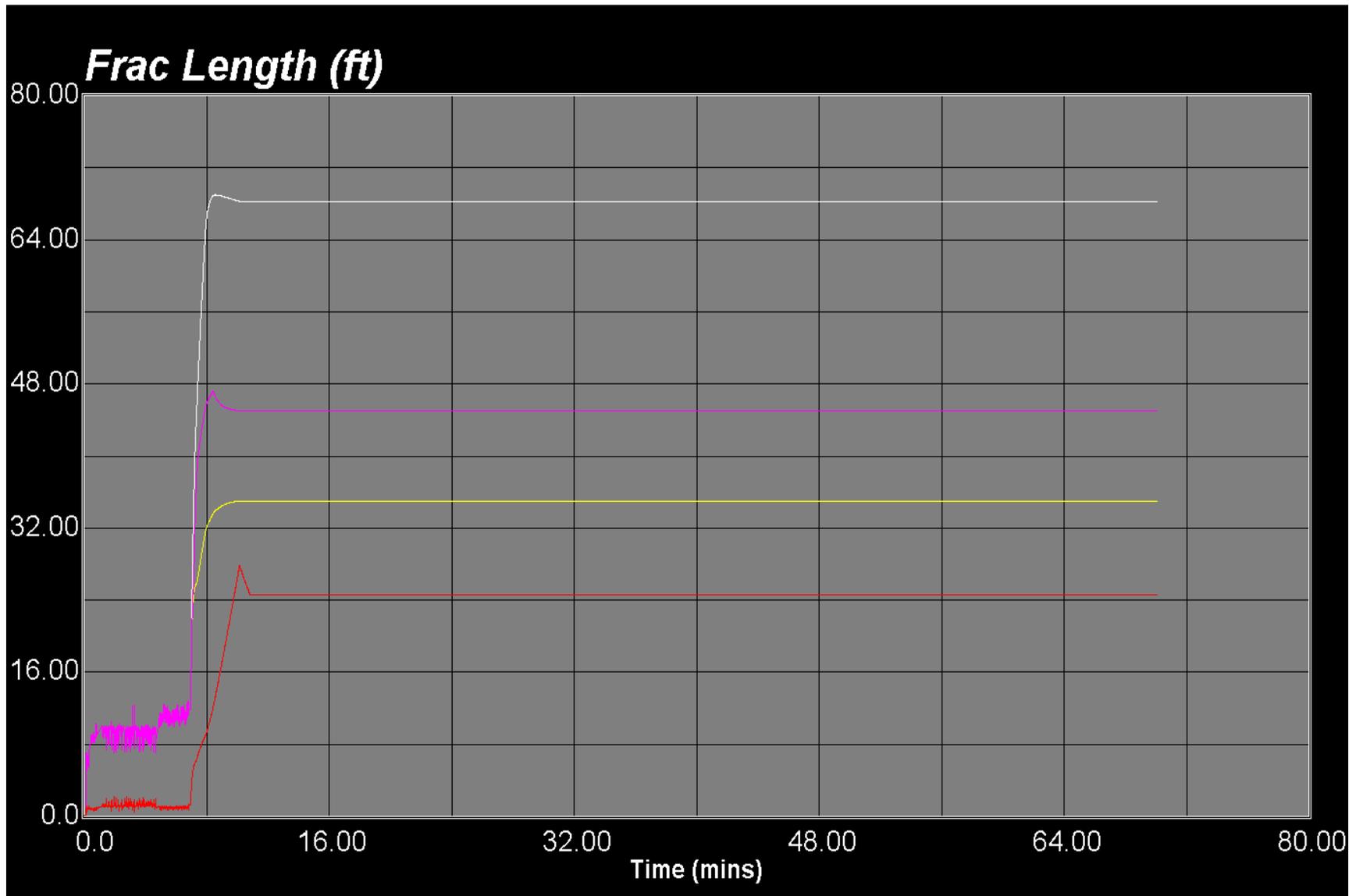
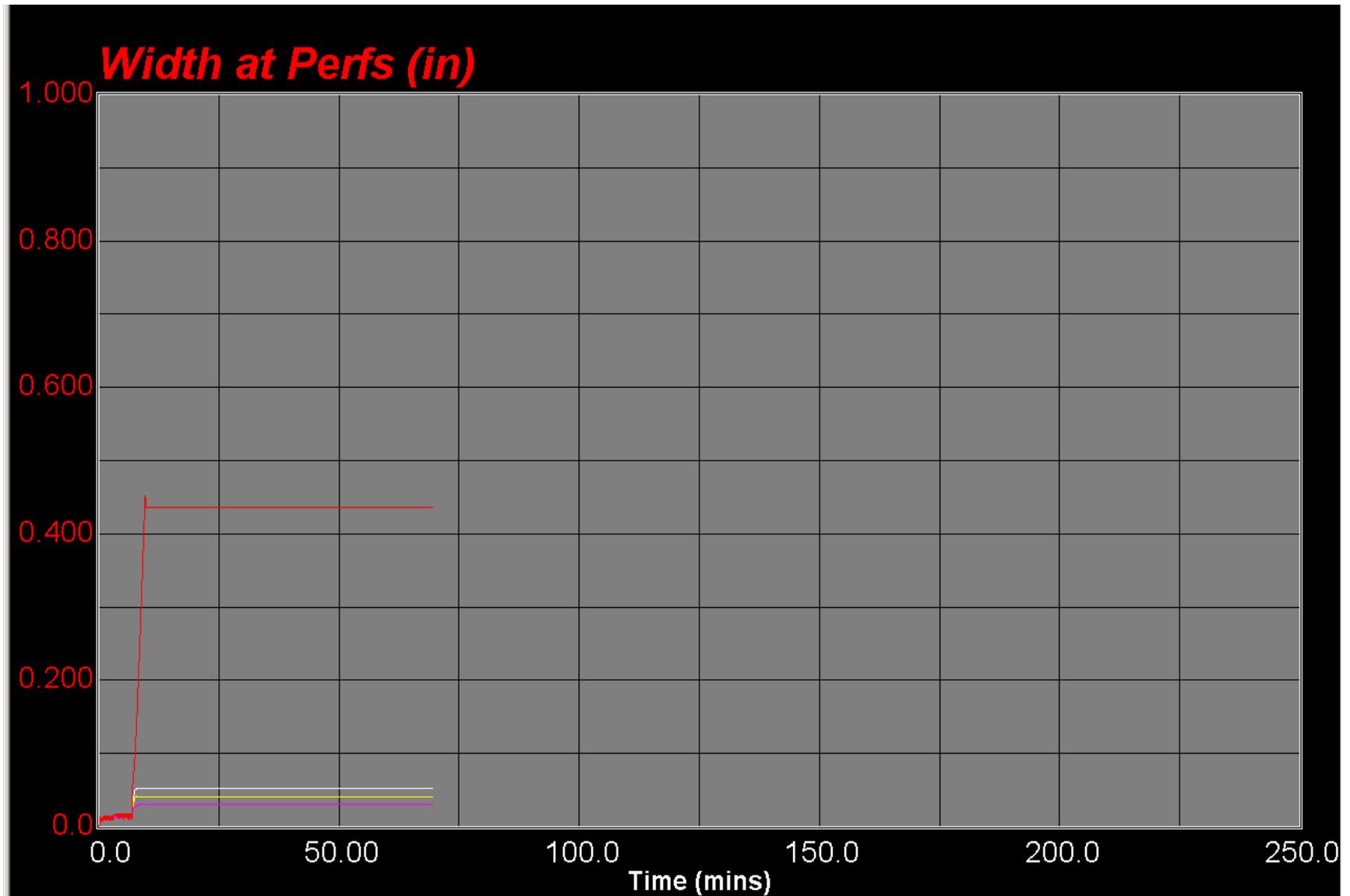


Figura 8.3. Longitud de la fractura. (curva blanca)



Anexo 8.4. Ancho promedio de la fractura. (Línea roja)

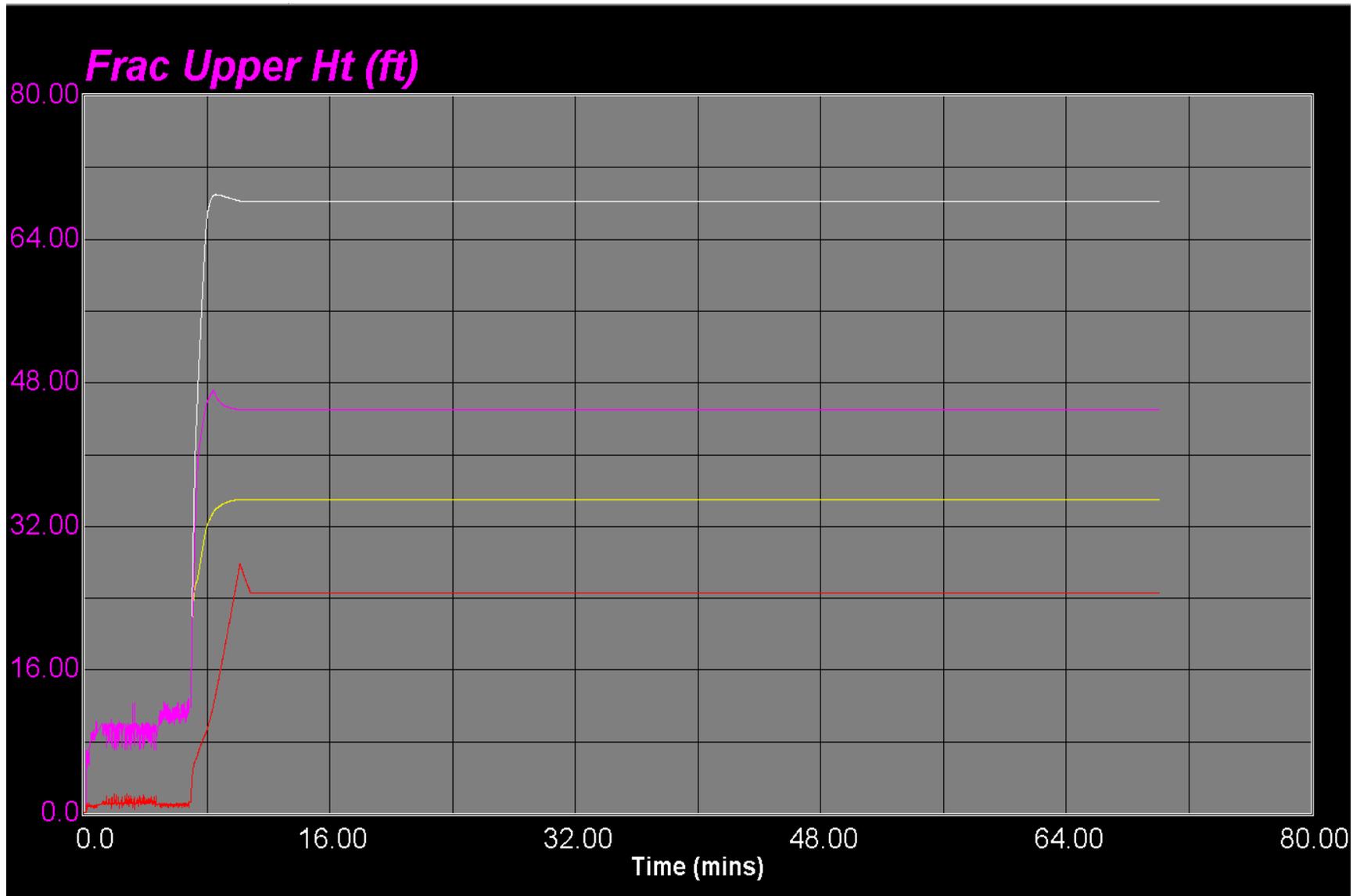


Figura 8.5. Altura de la sección superior de la fractura. (Línea fucsia).

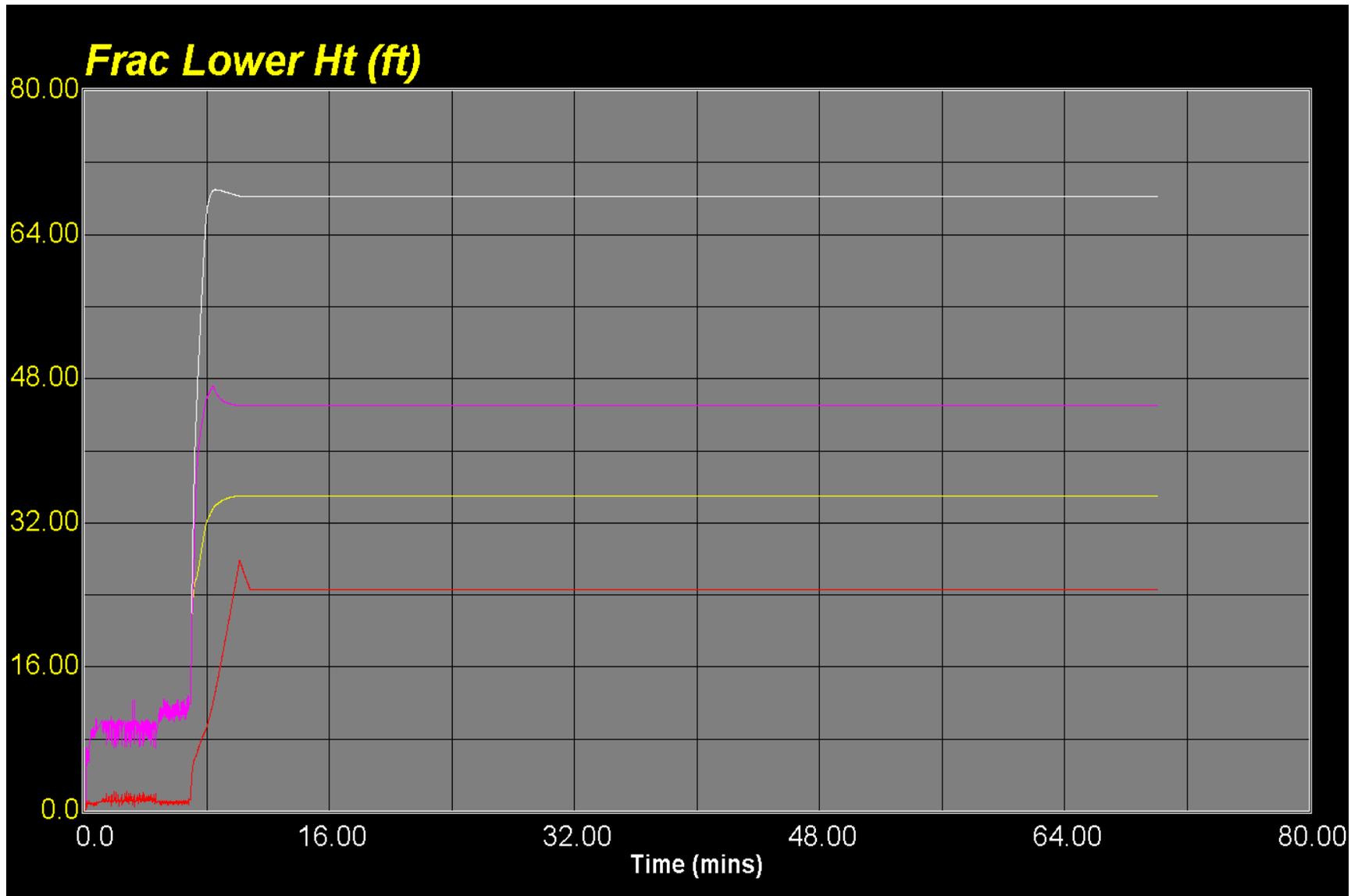


Figura 8.6. Altura de la sección inferior de la fractura. (Línea amarilla).

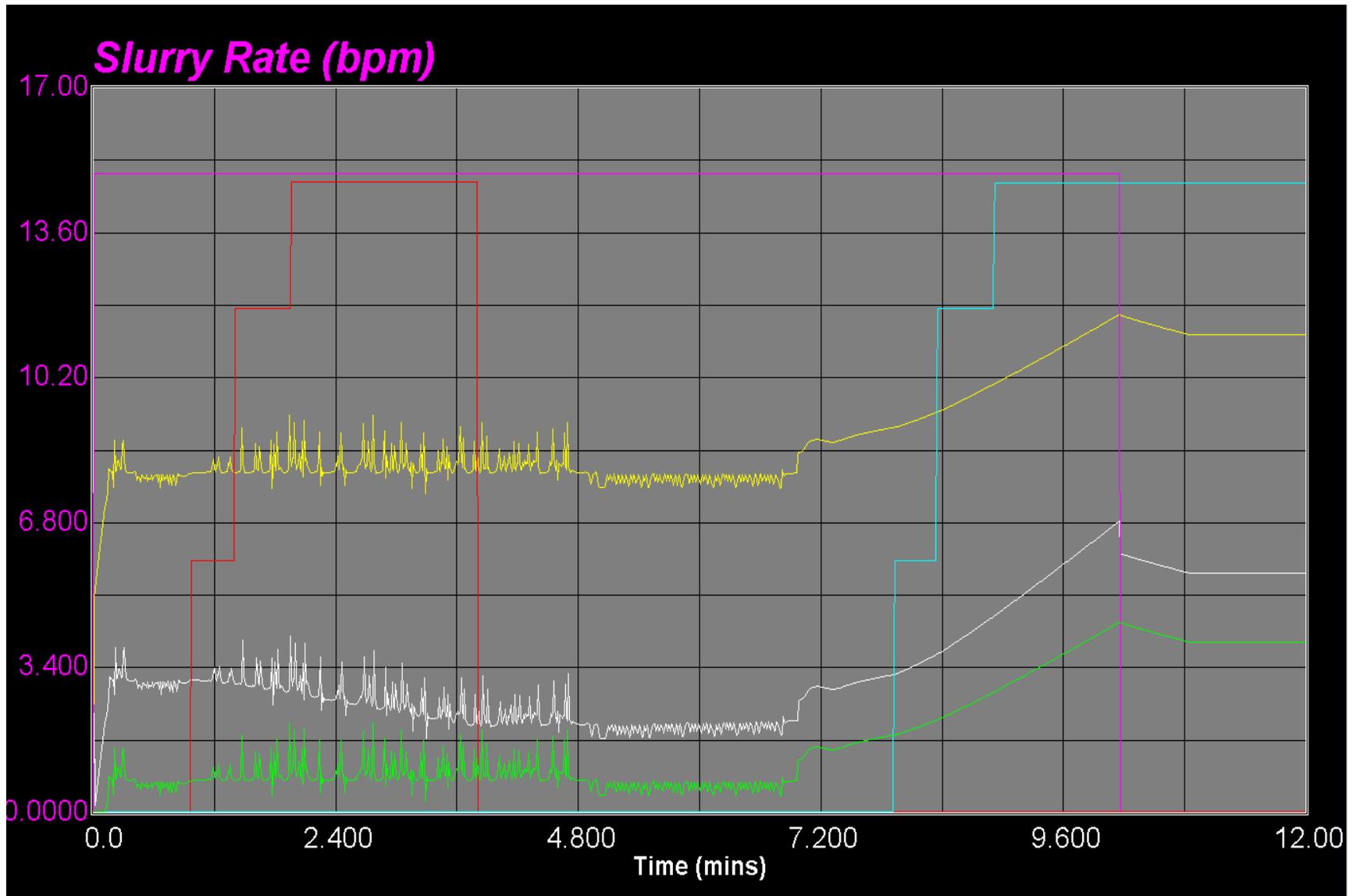


Figura 8.7. Tasas de Bombeo de fluido hacia la fractura. (Línea Fucsia).

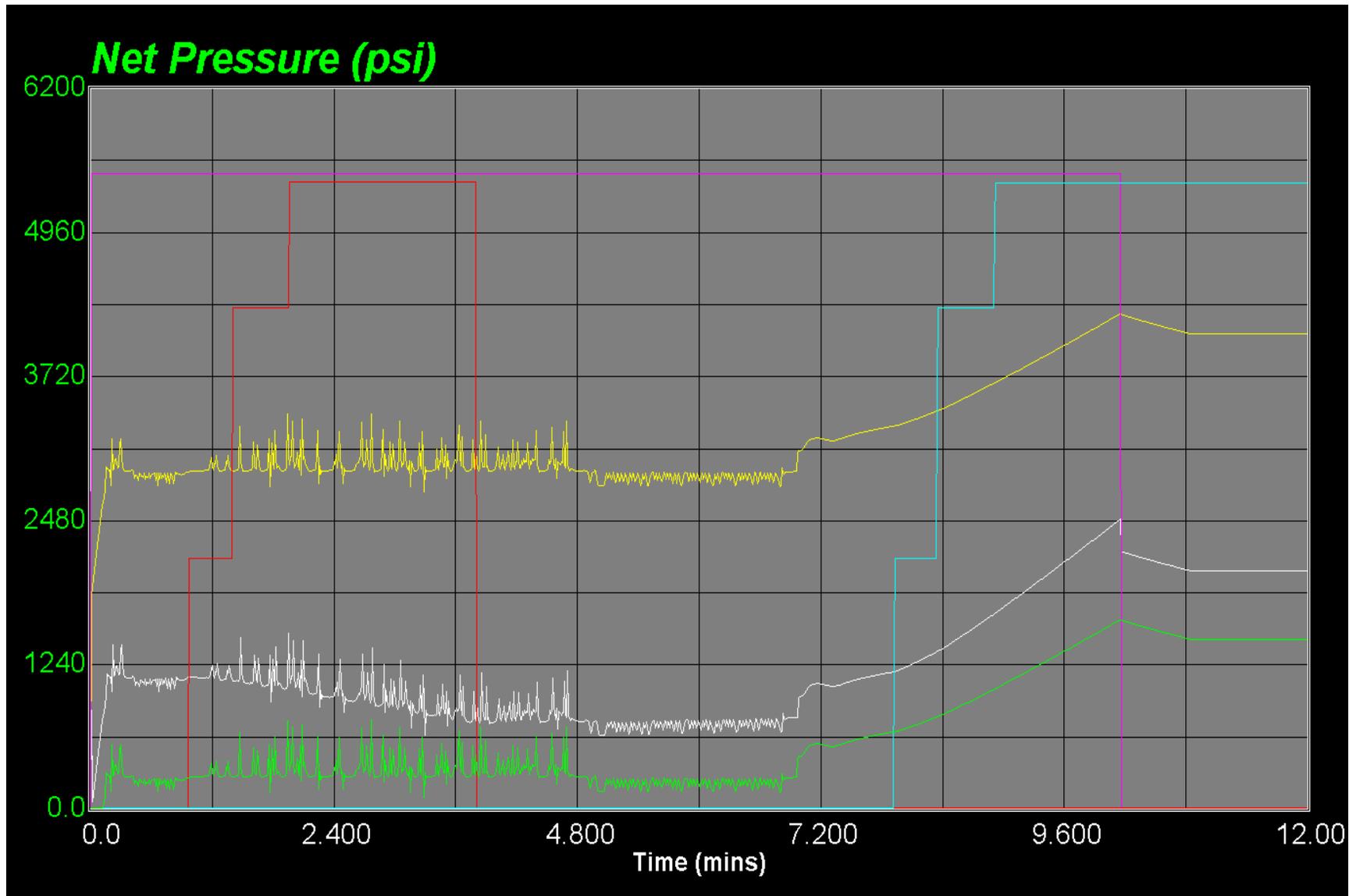


Figura 8.8. Presión Neta Estimada. (Línea Verde)

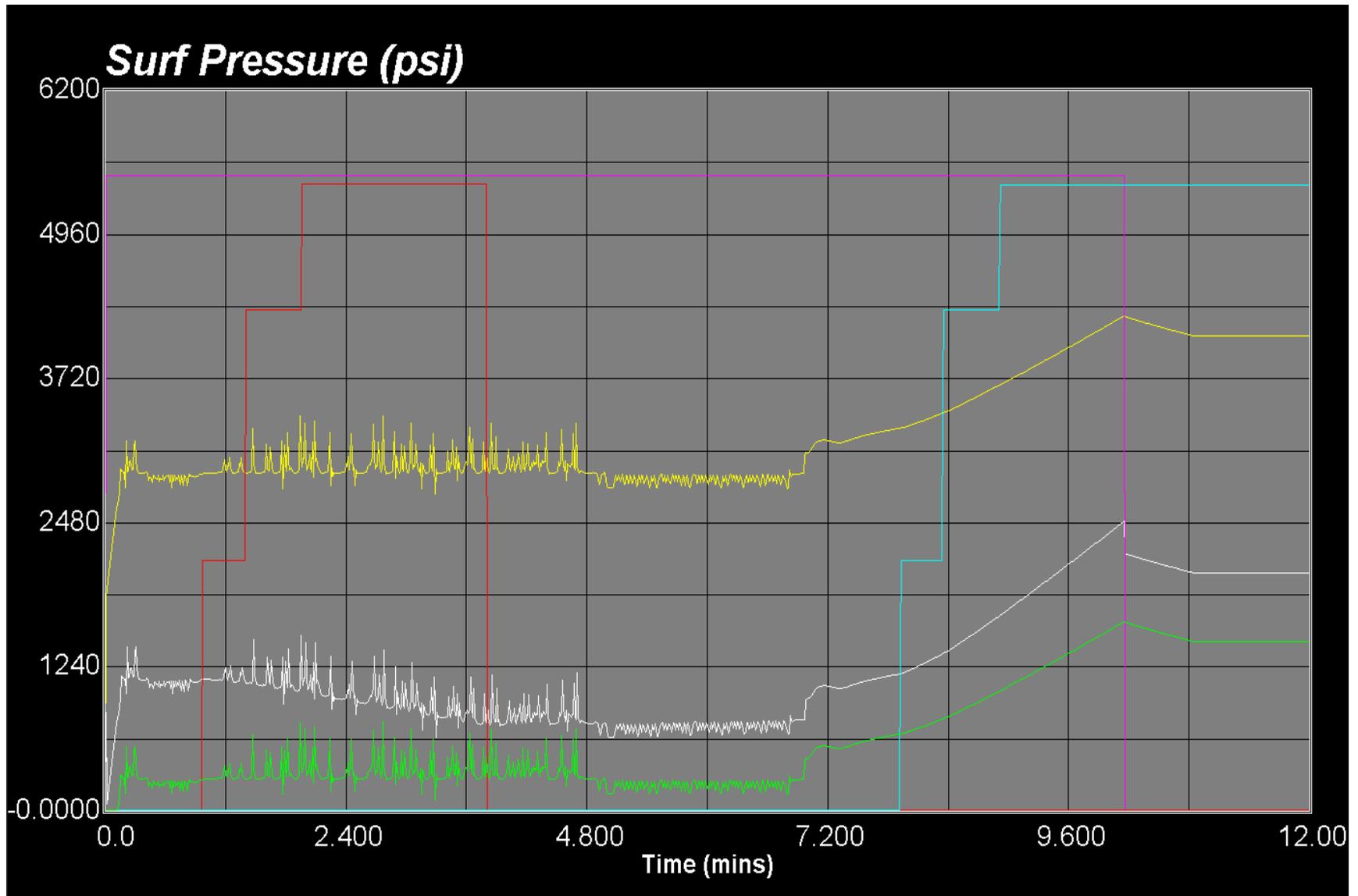


Figura 8.9. Presión en Superficie. (Línea Blanca).

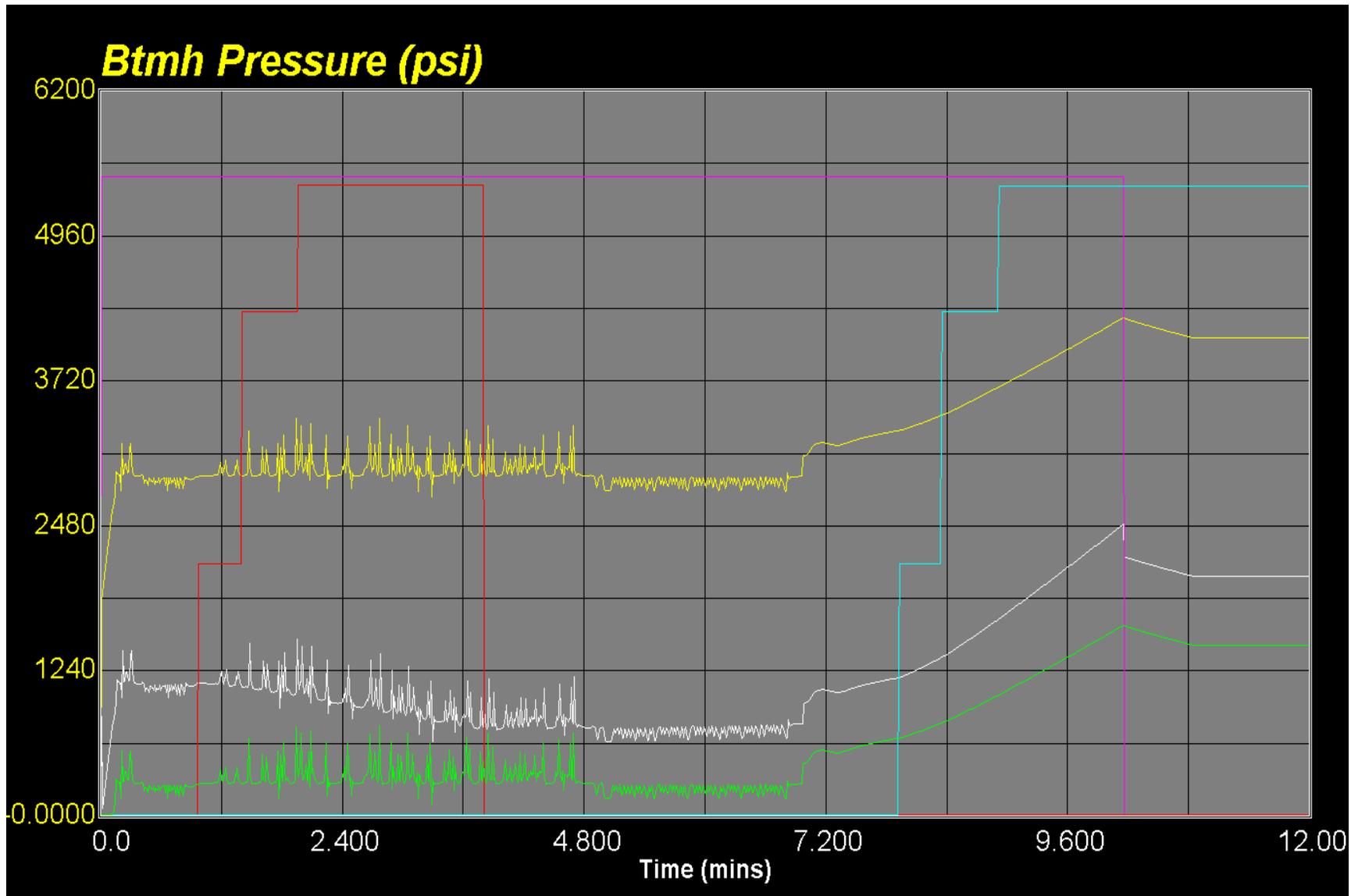


Figura 8.10. Presión en el fondo del Pozo. (Línea Amarilla).

DISTRITO SAN TOME
GERENCIA DE OPERACIONES DE PERFORACIÓN
CONTROL DE COSTOS ESTIMADOS DE RA/RC Y C.O.

Pozo: Soc-3

Tipo de Trabajo: Hoyo Entubado Con E.G.

Yacimiento: U1U (Soc-3)

Tiempo estimado del trabajo: 8 Días

DESCRIPCIÓN	TOTAL ESTIMADO EN BOLIVARES
Labor Directa	1.400.000
Labor Indirecta	2.185.000
Beneficios a Empleados	983.000
Labor Contratada	-
Asistencia técnica pagada	-
Transporte Propio	240.000
Transporte alquilado	5.000.000
Mudanza de taladro	4.000.000
Fluidos de completación	2.160.000
Materiales para el Lodo	-
Mechas de perforación	-
Combustibles y Lubricantes	-
Tubos y Conexiones	5.425.000
O/Mat.Sumin. y Manej. BOD.	500.000
Equipos de Completación	9.700.000
Arbol de Navidad	3.270.000
Cementación	6.470.000
Cañoneo	14.544.000
Registros Eléctricos	10.177.000
Acidificación	-
Examen de Formación	-
Fractura de Formación	-

DESCRIPCIÓN	TOTAL ESTIMADO EN BOLIVARES
Empaque con Grava	10.931.000
Alquiler de equipo de perforación	-
Prueba de Tubería	-
Construcción de Localización	-
Const. y/o Reac. De vías de acceso	1.500.000
Otros servicios contratados	2.519.600
Taladro Propio	-
Daños a terceros	480.000
Taladro Contratado	51.916.000
Bono compensatorio	240.000
Total en Bolívares	133.640.600

PARIDAD CAMBIARIA : 770 Bolívares por dólar.

OBSERVACIÓN: El presupuesto incluye reemplazo de tubería y sarta de cabilla.

DISTRITO SAN TOME
GERENCIA DE OPERACIONES DE PERFORACIÓN
CONTROL DE COSTOS ESTIMADOS DE RA/RC Y C.O.

Pozo: Soc-5

Tipo de Trabajo: Hoyo Entubado Con E.G.

Yacimiento: U2M (Soc-5)

Tiempo estimado del trabajo: 8 Días

DESCRIPCIÓN	TOTAL ESTIMADO EN BOLIVARES
Labor Directa	1.400.000
Labor Indirecta	2.185.000
Beneficios a Empleados	983.000
Labor Contratada	-
Asistencia técnica pagada	-
Transporte Propio	240.000
Transporte alquilado	5.000.000
Mudanza de taladro	4.000.000
Fluidos de completación	2.160.000
Materiales para el Lodo	-
Mechas de perforación	-
Combustibles y Lubricantes	-
Tubos y Conexiones	5.425.000
O/Mat.Sumín. y Manej. BOD.	500.000
Equipos de Completación	9.700.000
Arbol de Navidad	3.270.000
Cementación	17.000.000
Cañoneo	35.875.000
Registros Eléctricos	10.177.000
Acidificación	-
Examen de Formación	-
Fractura de Formación	-

DESCRIPCIÓN	TOTAL ESTIMADO EN BOLIVARES
Empaque con Grava	10.931.000
Alquiler de equipo de perforación	-
Prueba de Tubería	-
Construcción de Localización	-
Const. y/o Reac. De vías de acceso	1.500.000
Otros servicios contratados	2.519.600
Taladro Propio	-
Daños a terceros	480.000
Taladro Contratado	51.916.000
Bono compensatorio	240.000
Total en Bolívares	165.601.600

PARIDAD CAMBIARIA: 770 Bolívares por dólar.

OBSERVACIÓN: El presupuesto incluye reemplazo de tubería y sarta de cabilla.

DISTRITO SAN TOME
GERENCIA DE OPERACIONES DE PERFORACIÓN
CONTROL DE COSTOS ESTIMADOS DE RA/RC Y C.O.

Pozo: Soc-3

Tipo de Trabajo: Ampliación de Hoyo

Yacimiento: U1U (Soc-3)

Tiempo estimado del trabajo: 10 Días

DESCRIPCIÓN	TOTAL ESTIMADO EN BOLIVARES
Labor Directa	1.750.000
Labor Indirecta	2.730.000
Beneficios a Empleados	1.225.000
Labor Contratada	-
Asistencia técnica pagada	-
Transporte Propio	300.000
Transporte alquilado	5.000.000
Mudanza de taladro	4.000.000
Fluidos de completación	2.160.000
Materiales para el Lodo	-
Mechas de perforación	-
Combustibles y Lubricantes	-
Tubos y Conexiones	5.425.000
O/Mat.Sumin. y Manej. BOD.	500.000
Equipos de Completación	9.700.000
Arbol de Navidad	3.270.000
Cementación	-
Cañoneo	-
Registros Eléctricos	-
Acidificación	-
Examen de Formación	-
Fractura de Formación	-

DESCRIPCIÓN	TOTAL ESTIMADO EN BOLIVARES
Empaque con Grava	15.000.000
Alquiler de equipo de perforación	-
Prueba de Tubería	-
Construcción de Localización	-
Const. y/o Reac. De vías de acceso	1.500.000
Equipos de Ampliación	9.128.000
Otros servicios contratados	3.570.000
Taladro Propio	-
Daños a terceros	480.000
Taladro Contratado	65.457.000
Bono compensatorio	300.000
Total en Bolívares	131.495.000

PARIDAD CAMBIARIA: 770 Bolívares por dólar.

OBSERVACIÓN: El presupuesto incluye reemplazo de tubería y sarta de cabilla.

DISTRITO SAN TOME
GERENCIA DE OPERACIONES DE PERFORACIÓN
CONTROL DE COSTOS ESTIMADOS DE RA/RC Y C.O.

Pozo: Soc-5

Tipo de Trabajo: Ampliación de Hoyo

Yacimiento: U2M (Soc-3)

Tiempo estimado del trabajo: 10 Días

DESCRIPCIÓN	TOTAL ESTIMADO EN BOLIVARES
Labor Directa	1.750.000
Labor Indirecta	2.730.000
Beneficios a Empleados	1.225.000
Labor Contratada	-
Asistencia técnica pagada	-
Transporte Propio	300.000
Transporte alquilado	5.000.000
Mudanza de taladro	4.000.000
Fluidos de completación	2.160.000
Materiales para el Lodo	-
Mechas de perforación	-
Combustibles y Lubricantes	-
Tubos y Conexiones	5.425.000
O/Mat.Sumin. y Manej. BOD.	500.000
Equipos de Completación	9.700.000
Arbol de Navidad	3.270.000
Cementación	-
Cañoneo	-
Registros Eléctricos	-
Acidificación	-
Examen de Formación	-
Fractura de Formación	-

DESCRIPCIÓN	TOTAL ESTIMADO EN BOLIVARES
Empaque con Grava	20.000.000
Alquiler de equipo de perforación	-
Prueba de Tubería	-
Construcción de Localización	-
Const. y/o Reac. De vías de acceso	1.500.000
Equipos de Ampliación	15.000.000
Otros servicios contratados	3.570.000
Taladro Propio	-
Daños a terceros	300.000
Taladro Contratado	65.457.000
Bono compensatorio	300.000
Total en Bolívares	142.187.000

PARIDAD CAMBIARIA : 770 Bolívares por dólar.

OBSERVACIÓN: El presupuesto incluye reemplazo de tubería y sarta de cabilla.

DISTRITO SAN TOME
GERENCIA DE OPERACIONES DE PERFORACIÓN
CONTROL DE COSTOS ESTIMADOS DE RA/RC Y C.O.

Pozo: Soc-3

Tipo de Trabajo: Fracturamiento Hidráulico.

Yacimiento: U1U (Soc-3)

Tiempo estimado del trabajo: 8 Días

DESCRIPCIÓN	TOTAL ESTIMADO EN BOLIVARES
Labor Directa	1.400.000
Labor Indirecta	2.185.000
Beneficios a Empleados	983.000
Labor Contratada	-
Asistencia técnica pagada	-
Transporte Propio	240.000
Transporte alquilado	5.000.000
Mudanza de taladro	4.000.000
Fluidos de completación	2.160.000
Materiales para el Lodo	-
Mechas de perforación	-
Combustibles y Lubricantes	-
Tubos y Conexiones	5.425.000
O/Mat.Sumín. y Manej. BOD.	500.000
Equipos de Completación	9.700.000
Arbol de Navidad	3.270.000
Cementación	6.470.000
Cañoneo	14.544.000
Registros Eléctricos	10.200.000
Acidificación	-
Examen de Formación	-
Fractura de Formación	45.000.000

DESCRIPCIÓN	TOTAL ESTIMADO EN BOLIVARES
Empaque con Grava	-
Alquiler de equipo de perforación	-
Prueba de Tubería	-
Construcción de Localización	-
Const. y/o Reac. De vías de acceso	1.500.000
Otros servicios contratados	2.519.600
Taladro Propio	-
Daños a terceros	480.000
Taladro Contratado	51.916.000
Bono compensatorio	240.000
Total en Bolívares	167.732.600

PARIDAD CAMBIARIA: 770 Bolívares por dólar.

OBSERVACIÓN: El presupuesto incluye reemplazo de tubería y sarta de cabilla.

DISTRITO SAN TOME
GERENCIA DE OPERACIONES DE PERFORACIÓN
CONTROL DE COSTOS ESTIMADOS DE RA/RC Y C.O.

Pozo: Soc-5

Tipo de Trabajo: Fracturamiento Hidráulico.

Yacimiento: U2M (Soc-5)

Tiempo estimado del trabajo: 8 Días

DESCRIPCIÓN	TOTAL ESTIMADO EN BOLIVARES
Labor Directa	1.400.000
Labor Indirecta	2.185.000
Beneficios a Empleados	983.000
Labor Contratada	-
Asistencia técnica pagada	-
Transporte Propio	240.000
Transporte alquilado	5.000.000
Mudanza de taladro	4.000.000
Fluidos de completación	2.160.000
Materiales para el Lodo	-
Mechas de perforación	-
Combustibles y Lubricantes	-
Tubos y Conexiones	5.425.000
O/Mat.Sumín. y Manej. BOD.	500.000
Equipos de Completación	9.700.000
Arbol de Navidad	3.270.000
Cementación	17.100.000
Cañoneo	35.875.000
Registros Eléctricos	10.200.000
Acidificación	-
Examen de Formación	-
Fractura de Formación	60.000.000

DESCRIPCIÓN	TOTAL ESTIMADO EN BOLIVARES
Empaque con Grava	-
Alquiler de equipo de perforación	-
Prueba de Tubería	-
Construcción de Localización	-
Const. y/o Reac. De vías de acceso	1.500.000
Otros servicios contratados	2.519.600
Taladro Propio	-
Daños a terceros	480.000
Taladro Contratado	51.916.000
Bono compensatorio	240.000
Total en Bolívares	214.693.600

PARIDAD CAMBIARIA : 770 Bolívares por dólar.

OBSERVACIÓN: El presupuesto incluye reemplazo de tubería y sarta de cabilla.