

**SELECCIÓN DE POZOS, DISEÑO Y ANÁLISIS ECONÓMICO PARA
TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL CAMPO SANTA
CLARA (NEIVA)**

**HEIDY LORENA VIZCAINO BUENO
LINDA MALENA DORIA CARRASCAL**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2007

**SELECCIÓN DE POZOS, DISEÑO Y ANÁLISIS ECONÓMICO PARA
TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL CAMPO SANTA
CLARA (NEIVA)**

**HEIDY LORENA VIZCAINO BUENO
LINDA MALENA DORIA CARRASCAL**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de:
Ingeniero de Petróleos**

Director

**FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ
Ingeniero de petróleos, M.Sc.**

Codirector

**CARLOS MEDINA ZARATE
Ingeniero de petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2007

DEDICATORIA

A mi amado padre celestial, porque con su infinita misericordia siempre me ha llevado de su mano en mi grato proyecto de vida, cada día me llena de fuerzas y de sabiduría para poder salir a delante, así mismo me ha transmitido su inmenso amor. ¡Muchas gracias señor por guiarme y permitirme vivir esta gran experiencia, cerrando con broche de oro un capítulo mas en el libro de mi vida.

A mi mamita linda, porque me dio la oportunidad de venir a este mundo, porque con dedicación esfuerzo y mucho cariño me ha ayudado a alcanzar todos mis sueños; que con coraje y responsabilidad me ha enseñado a enfrentar los grandes retos que trae consigo vivir, a levantar en alto mi rostro por cada paso que he dado en mi camino con la satisfacción de que obrado bien, hoy le doy mil y un gracias porque todo lo que soy se lo debo a ese gran ser incondicional, “mi hermosa MADRE” .

A mi papa, por inculcarme un espíritu trabajador e incansable, por ese gran ejemplo de tenacidad y superación, por ser uno de los cultivadores de este gran sueño que pronto se hará realidad.

A mi manita Nata, por ser mi compañera de toda la vida, por brindarme muchas sonrisas y sacarme canas, por ser mi ¡gran hermana! Por darme todo su amor y buenos deseos.

A Fabio, por su constante apoyo, consejos y la ayuda que cualquier persona desearía tener, por convertirse en mi gran refugio de fortaleza.

A mi tía Olga, por ser mi segunda mamá; por su apoyo incondicional, por ser ese excelente ejemplo de vida que ha logrado con sencillez y nobleza dejar huella en muchos corazones.

A mi nonita Maria Antonia, por todo su amor y sus oraciones por mi, las cuales Dios ha sabido escuchar muy bien.

A mis tías, Gladis y Patricia, que de seguro, sin su ayuda y paciencia este sueño no se estaría haciendo realidad.

A mi maravillosa familia, que me ha brindado valores fraternales donde cada uno de manera especial ha sabido transmitirme su amor y su apoyo incondicional. A mis primas Yomy y Lucy. A mi madrina Nelly por toda su colaboración y su valiosísima amistad regalándome sus concejos.

A mis amigos Dianita, Alejandro, Atala, Adriana, Robinsón, Javier, Robin, Martín, Fernando, Daniel, Hans, Karime, Jorge, Manfredo, Diego, Jenny, demás colaboradores y compañeros de estudios.

A todos los que aportaron un granito de arena para construir mi castillo de en los mejores cimientos; a los que ayudaron a que este sueño, hoy sea realidad.

Heidy Lorena Vizcaino Bueno

A Jehová Dios.

A mi padre Guillermo Enrique Doria Borrero,
a mi madre Carmen Alicia Carrascal Hernández,
a mi hermanita Margarita Rosa Doria Carrascal,
a mis abuelos y a mi familia en general.

A Francisco Ochoa Abaunza.

A todas las personas que de una u otra forma
ayudaron a que mi deseo de ser profesional se llevara a cabo.

LINDA MALENA DORIA CARRASCAL

AGRADECIMIENTOS

El autor por medio de estos cortos reglones desea expresar sus más sinceros agradecimientos a:

M. Sc. Fernando M. Calvete G., Ingeniero de Petróleos, docente de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la UIS y director del proyecto, por sus invaluable aportes, sugerencias y recomendaciones.

Carlos Ernesto Medina Zarate, Ingeniero de Petróleos, unidad de Optimización de Producción del ICP y co-director del proyecto, por su valiosa colaboración, sugerencias y apoyo incondicional.

Sandra Yaneth Hernández Báez, Ingeniera de Petróleos, por su oportuna colaboración, por sus consejos y valioso apoyo incondicional.

Reinel Corzo, Ingeniero de Petróleos, por su apoyo y valiosa colaboración.

Esperanza de Jesús Cotes León, Ingeniera de Petróleos, por sus sugerencias y aportes.

El Grupo de trabajo de Optimización de Producción, ECOPETROL, ICP, por apoyar el desarrollo de este proyecto.

La Universidad Industrial de Santander y la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por habernos formado tanto en lo personal como en lo profesional.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. MARCO CONCEPTUAL	3
1.1 COMPORTAMIENTO DEL FLUJO DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO	3
1.1.1 Clasificación de los tipos de yacimientos	3
1.1.2 Regimenes o estados de flujo a través de un yacimiento	9
1.1.3 Mecanismos de empuje de los fluidos en el yacimiento	11
1.1.4 Permeabilidad relativa	14
1.1.5 Índice de productividad (IP) y relación del comportamiento del flujo de entrada (IPR)	27
1.2 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	48
1.2.1 Introducción – generalidades	48
1.2.2 Razones para fracturar	50
1.2.3 Propiedades de las rocas	53
1.2.4 Orientación y forma de la fractura	63
1.2.5 Geometría y modelos de propagación de fractura	68
1.2.6 Modelos para el cálculo de tratamientos	78
1.2.7 Transporte del material de soporte	85
1.2.8 Arenamientos: uso del colchón ó pad	86
1.2.9 Fluidos de fracturamiento, aditivos y materiales de soporte	89
1.2.10 Rompedores de gel (Breakers)	97

1.2.11	Materiales de soporte	98
1.2.12	Selección del material de soporte	102
2.	GENERALIDADES DEL CAMPO	103
2.1	LOCALIZACIÓN	105
2.2	ESTRUCTURA DEL YACIMIENTO	106
2.3	GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO	112
2.3.1	Roca generadora	112
2.3.2	Roca almacenadora	112
2.3.3	Trampa	113
2.3.4	Roca sello	113
2.4	CARACTERIZACION DE FLUIDOS DE YACIMIENTO	114
3.	SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL CAMPO SANTA CLARA (NEIVA)	115
3.1	METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE POZOS	115
3.2	PROCEDIMIENTO PARA EL MODELAMIENTO DE PRODUCCIÓN UTILIZANDO EL SOFTWARE WELLFLO	121
3.3	POZOS SELECCIONADOS PARA TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	133
4.	DISEÑO DE TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	147
4.1	TEORÍA BÁSICA	147
4.1.1	Diseño de tratamientos	147
4.1.2	Parámetros variables de diseño	154
4.1.3	Programa de bombeo (FRAC PLAN)	160
4.2	FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LOS DISEÑOS DE FRACTURA	168
4.2.1	Recomendaciones operacionales	204

5.	ANÁLISIS ECONÓMICO Y DE PRODUCCIÓN DE LOS DISEÑO DE TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	209
6.	CONCLUSIONES	228
7.	RECOMENDACIONES	230
	BIBLIOGRAFÍA	232
	ANEXO A. TABLA DE DATOS PARA EL MODELAMIENTO EN WELLFLO	233
	ANEXO B. ALGORITMO PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO EN EL CAMPO SANTA CLARA	240
	ANEXO C. TABLA DE RESULTADO	242
	ANEXO D. CALL OUT SHEET PRODUCTION AND COST ANALYSIS	246

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Resumen de métodos de IP e IPR	46
Tabla 2. Presiones de confinamiento para distintos materiales de soporte	100
Tabla 3. Características del Campo Santa Clara	104
Tabla 4. Distribución de la Formación Caballos en el Campo Santa Clara	109
Tabla 5. Propiedades básicas de hidrocarburos - PVT Santa Clara 13H	114
Tabla 6. Información para el modelamiento de producción en el software Wellflo del pozo SC-1S	134
Tabla 7. Resultados del modelamiento de producción en el software Wellflo para el pozo SC-1S	134
Tabla 8. Información para el modelamiento de producción en el software Wellflo del pozo SC-3S	136
Tabla 9. Resultados del modelamiento de producción en el software Wellflo para el pozo SC-3S	137
Tabla 10. Información para el modelamiento de producción en el software Wellflo del pozo SC-4S	139
Tabla 11. Resultados del modelamiento de producción en el software Wellflo para el pozo SC-4S.	139
Tabla 12. Información para el modelamiento de producción en el software Wellflo del pozo SC-8SST	142
Tabla 13. Resultados del modelamiento de producción en el software Wellflo para el pozo SC-8SST	142
Tabla 14. Información para el modelamiento de producción en el software Wellflo del pozo SC-9S	145

Tabla 15. Resultados del modelamiento de producción en el software Wellflo para el pozo SC-9S	145
Tabla 16. Programa “escalonado” aplicando Nolte	167
Tabla 17. Datos geomecánicos de los pozos analizados	174
Tabla 18. Ángulo de inclinación en la zona de interés de cada pozo	176
Tabla 19. Sensibilidad a la conductividad para diferentes tipos de arenas	177
Tabla 20. Fluido de fractura	178
Tabla 21. Resumen de datos de la geometría de la fractura-Santa Clara Sur 1	180
Tabla 22. Resumen de datos de la conductividad de la fractura-Santa Clara Sur 1	183
Tabla 23. Resumen de datos de presión-Santa Clara Sur 1	183
Tabla 24. Resumen de operaciones del tratamiento-Santa Clara Sur 1	186
Tabla 25. Programa del tratamiento diseñado-Santa Clara Sur 1	187
Tabla 26. Resumen de datos de la geometría de la fractura-Santa Clara Sur 3	188
Tabla 27. Resumen de datos de la conductividad de la fractura-Santa Clara Sur 3	189
Tabla 28. Resumen de datos de presión-Santa Clara Sur 3	190
Tabla 29. Resumen de operaciones del tratamiento-Santa Clara Sur 3	191
Tabla 30. Programa del tratamiento diseñado-Santa Clara Sur 3	191
Tabla 31. Resumen de datos de la geometría de la fractura-Santa Clara Sur 4	192
Tabla 32. Resumen de datos de la conductividad de la fractura-Santa Clara Sur 4	193
Tabla 33. Resumen de datos de presión-Santa Clara Sur 4	194
Tabla 34. Resumen de operaciones del tratamiento-Santa Clara Sur 4	195
Tabla 35. Programa del tratamiento diseñado-Santa Clara Sur 4	195
Tabla 36. Resumen de datos de la geometría de la fractura-Santa Clara Sur 8ST	196

Tabla 37. Resumen de datos de la conductividad de la fractura-Santa Clara Sur 8ST	197
Tabla 38. Resumen de datos de presión-Santa Clara Sur 8ST	198
Tabla 39. Resumen de operaciones del tratamiento-Santa Clara Sur 8ST	199
Tabla 40. Programa del tratamiento diseñado-Santa Clara Sur 8ST	199
Tabla 41. Resumen de datos de la geometría de la fractura-Santa Clara Sur 9	200
Tabla 42. Resumen de datos de la conductividad de la fractura-Santa Clara Sur 9	202
Tabla 43. Resumen de datos de presión-Santa Clara Sur 9	202
Tabla 44. Resumen de operaciones del tratamiento-Santa Clara Sur 9	203
Tabla 45. Programa del tratamiento diseñado-Santa Clara Sur 9	204
Tabla 46. Costos del propante y del fluido-Santa Clara Sur 1	211
Tabla 47. Información económica-Santa Clara Sur 1	212
Tabla 48. Resultados de producción y análisis económico-Santa Clara Sur 1	213
Tabla 49. Costos del propante y del fluido-Santa Clara Sur 3	216
Tabla 50. Información económica-Santa Clara Sur 3	216
Tabla 51. Resultados de producción y análisis económico-Santa Clara Sur 3	216
Tabla 52. Costos del propante y del fluido-Santa Clara Sur 4ST	218
Tabla 53. Información económica-Santa Clara Sur 4ST	219
Tabla 54. Resultados de producción y análisis económico-Santa Clara Sur 4ST	219
Tabla 55. Costos del propante y del fluido-Santa Clara Sur 8ST	221
Tabla 56. Información económica-Santa Clara Sur 8ST	221
Tabla 57. Resultados de producción y análisis económico-Santa Clara Sur 8ST	221
Tabla 58. Costos del propante y del fluido-Santa Clara Sur 9	223
Tabla 59. Información económica-Santa Clara Sur 9	224

Tabla 60. Resultados de producción y análisis económico-Santa Clara Sur 9	224
Tabla 61. Resultados del análisis económico y de producción	226
Tabla 62. Período de pago del proyecto para cada pozo seleccionado	227

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Diagrama de fases para un aceite negro	4
Figura 2. Diagrama de fases para un aceite volátil	6
Figura 3. Diagrama de fases para un gas retrogrado	7
Figura 4. Diagrama de fases para un gas húmedo	8
Figura 5. Diagrama de fases para un gas seco	9
Figura 6. Representación gráfica de las permeabilidades efectivas al petróleo y al agua	15
Figura 7. Representación gráfica de las permeabilidades relativas al petróleo y al agua	16
Figura 8. Distribución de fluidos durante un proceso de inyección de agua a un yacimiento mojado por agua	17
Figura 9. Permeabilidades relativas del agua y del aceite a la saturación de agua connata	18
Figura 10. Permeabilidades relativas del agua y del aceite a una saturación de agua intermedia	19
Figura 11. Permeabilidades relativas del agua y del aceite se igualan	19
Figura 12. Permeabilidades relativas del agua y del aceite a la saturación de agua máxima – saturación de aceite residual.	20
Figura 13. Curvas típicas de permeabilidades relativas del gas y del aceite	22
Figura 14a. Curvas de permeabilidades relativas para una formación mojada por agua	24
Figura 14b. Curvas de permeabilidades relativas para una formación mojada por aceite	26

Figura 15.	Representación gráfica del IP	28
Figura 16.	Relación del comportamiento del flujo de entrada (IPR)	31
Figura 17.	Grafica de Vogel para FE = 1	32
Figura 18.	Grafica de Vogel para varias eficiencias de flujo	36
Figura 19.	Análisis del coeficiente de turbulencia	42
Figura 20.	Deformación Elástica	55
Figura 21.	Deformación longitudinal del cubo	55
Figura 22.	Diagrama esfuerzo Vs. deformación	56
Figura 23.	Límite elástico	57
Figura 24.	Deformación transversal	58
Figura 25.	Orientación de la fractura horizontal y esquema de la misma	64
Figura 26.	Orientación de la fractura vertical	64
Figura 27.	Esquema de una fractura vertical y una fractura vertical elíptica	65
Figura 28.	Fractura hidráulica horizontal	66
Figura 29.	Fractura hidráulica vertical	67
Figura 30.	Fractura hidráulica oblicua	67
Figura 31.	Geometría de la fractura según la teoría de elasticidad	72
Figura 32.	Geometría de la fractura según Perkins-Kern (PK)	74
Figura 33.	Geometría de la fractura según Khristianovic - Zheltov- Geertsma-de Klerk (KGD)	77
Figura 34.	Presiones involucradas en la hidráulica	79
Figura 35.	Arenamiento en la cara del pozo	87
Figura 36.	Arenamiento cerca de la punta de la fractura	87
Figura 37.	Arenamiento por concentración excesiva	88
Figura 38.	Fenómeno de adherencia de los granos de arena recubierta en resina de curado parcial	101
Figura 39.	Localización Campo Santa Clara	105
Figura 40.	Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena	107
Figura 41.	Mapa estructural del campo Santa Clara	111

Figura 42.	Ingreso de datos PVT al software Wellflo	122
Figura 43.	Ajuste del GOR	123
Figura 44.	Ajuste del factor volumétrico del aceite	123
Figura 45.	Ajuste de la viscosidad del aceite	124
Figura 46.	Desviación del pozo	125
Figura 47.	Cálculo de índice de productividad IP y el AOF actual	126
Figura 48.	Cálculo del daño actual	127
Figura 49.	Curva del IPR actual	128
Figura 50.	Cálculo de índice de productividad IP y el AOF ideal (Daño = 0)	129
Figura 51.	Curvas IPR actual e ideal (daño = 0)	130
Figura 52.	Cálculo de índice de productividad IP y el AOF ideal (Daño = -2)	131
Figura 53.	Curvas IPR actual e ideales (daño = 0 y daño = - 2)	132
Figura 54.	Historia de producción del pozo SC-1S	133
Figura 55.	Curvas IPR. Análisis de daño para el pozo SC-1S en el software Wellflo	135
Figura 56.	Historia de producción del pozo SC-3S	136
Figura 57.	Curvas IPR. Análisis de daño para el pozo SC-3S en el software Wellflo	137
Figura 58.	Historia de producción del pozo SC-4S	138
Figura 59.	Curvas IPR. Análisis de daño para el pozo SC-4S en el software Wellflo	140
Figura 60.	Historia de producción del pozo SC-8SST	141
Figura 61.	Curvas IPR. Análisis de daño para el pozo SC-8SST en el software Wellflo	143
Figura 62.	Historia de producción del pozo SC-9S.	144
Figura 63.	Curvas IPR. Análisis de daño para el pozo SC – 9S en el software Wellflo	146
Figura 64.	Diseño para la simulación de la fractura - Concepto total de optimización	152
Figura 65.	Perfil de distribución de dos materiales de soporte	158

Figura 66.	Proceso de fracturamiento	161
Figura 67.	Sensibilidad a la conductividad para diferentes tipos de arenas	177
Figura 68.	Sensibilidad económica de la longitud de fractura	179
Figura 69.	Dimensiones de la zona propantada-Santa Clara Sur 1	181
Figura 70.	Perfil de fractura con registros y litología-Santa Clara Sur 1	182
Figura 71.	Ejemplo explicativo de presión de cierre-Santa Clara Sur 1	184
Figura 72.	Información del tratamiento-Santa Clara Sur 1	185
Figura 73.	Perfil de fractura con registros y litología-Santa Clara Sur 3	189
Figura 74.	Información del tratamiento-Santa Clara Sur 3	190
Figura 75.	Dimensiones de la zona propantada-Santa Clara Sur 4	192
Figura 76.	Perfil de fractura con registros y litología-Santa Clara Sur 4	193
Figura 77.	Información del tratamiento-Santa Clara Sur 4	194
Figura 78.	Dimensiones de la zona propantada-Santa Clara Sur 8ST	196
Figura 79.	Perfil de fractura con registros y litología-Santa Clara Sur 8ST	197
Figura 80.	Información del tratamiento-Santa Clara Sur 8ST	198
Figura 81.	Dimensiones de la zona propantada-Santa Clara Sur 9	201
Figura 82.	Perfil de fractura con registros y litología-Santa Clara Sur 9	201
Figura 83.	Información del tratamiento-Santa Clara Sur 9	203
Figura 84.	Producción diaria y producción acumulada-Santa Clara Sur 1	215
Figura 85.	Valor presente neto y tasa interna de retorno-Santa Clara Sur 1	215
Figura 86.	Producción diaria y producción acumulada-Santa Clara Sur 3	217
Figura 87.	Valor presente neto y tasa interna de retorno-Santa Clara Sur 3	218
Figura 88.	Producción diaria y producción acumulada-Santa Clara Sur 4ST	220
Figura 89.	Valor presente neto y tasa interna de retorno-Santa Clara Sur 4ST	220
Figura 90.	Producción diaria y producción acumulada-Santa Clara Sur 8ST	222
Figura 91.	Valor presente neto y tasa interna de retorno-Santa Clara Sur 8ST	223

Figura 92.	Producción diaria y producción acumulada-Santa Clara Sur 9	225
Figura 93.	Valor presente neto y tasa interna de retorno-Santa Clara Sur 9	225
Figura 94.	Valor presente neto (VPN) a 360 días de cada pozo candidato	226

RESUMEN

TÍTULO: SELECCIÓN DE POZOS, DISEÑO Y ANÁLISIS ECONÓMICO PARA TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL CAMPO SANTA CLARA (NEIVA) *

AUTORES: VIZCAINO BUENO, Heidy Lorena; DORIAN CARRASCAL, Linda Malena**.

PALABRAS CLAVES: Índice de productividad, fracturamiento hidráulico, optimización de la producción, metodología, selección de pozos, diseño del fracturamiento, análisis económico.

DESCRIPCIÓN

Este trabajo tiene como objetivo principal seleccionar los pozos candidatos a realizar trabajos de fracturamiento hidráulico del Campo Santa Clara con el fin de optimizar la producción de dicho campo, realizar el diseño preliminar del Fracturamiento y el análisis económico de dichos trabajos.

El fractuamiento hidráulico es una de las técnicas de estimulación de pozos de mayor éxito a nivel mundial, además de ser una de las mas económicas comparada con los otros métodos usados para el mejoramiento de la productividad, consiste esencialmente en inyectar a una formación determinada, un fluido denominado fluido fracturante, las presiones hacen que se introduzca por los poros y canales, de forma tal, que los canales se separen aumentando entre si el camino disponible para el flujo de los fluidos contenidos en el yacimiento, es decir, permite aumentar el tamaño de los canales de flujo y hacer que permanezcan abiertos, de tal manera que permita el paso de la mayor cantidad de fluido posible de la formación hasta el pozo.

En este documento se puede encontrar conceptos básicos para realizar un modelamiento de la producción, los resultados obtenidos con el software Wellflo que permiten determinar el incremento de la producción en los pozos seleccionados para realizar trabajos de Fracturamiento Hidráulico, el diseño de los mismos utilizando el software FracProPT y el análisis económico que permite determinar la viabilidad de la realización de dicho proyecto en el Campo Santa Clara (Neiva).

El resultado de este trabajo permite concluir que el Campo Santa Clara es un buen candidato para incrementar producción a través de la aplicación de Fracturamiento Hidráulico y además se recomienda una metodología previa en la cual se reviso detalladamente cada pozo antes de ser seleccionado para fracturar.

Este trabajo de grado fue desarrollado bajo Convenio de Campos Maduros entre la Universidad Industrial de Santander y el Instituto Colombiano del Petróleo.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingeniería Físicoquímicas, Ingeniería de petróleos. Directores: CALVETE GONZÁLEZ, Fernando Enrique; MEDINA ZARATE, Carlos.

ABSTRACT

TITLE: WELLS SELECTION, DESIGN AND ECONOMIC ANALYSIS FOR HYDRAULIC FRACTURING JOBS IN SANTA CLARA FIELD (NEIVA).*

AUTHORS: VIZCAINO BUENO, Heidy Lorena; DORIAN CARRASCAL, Linda Malena **.

KEYWORDS: Productivity index, hydraulic fracturing, production optimization, methodology, wells selection, fracturing design, economic analysis.

DESCRIPTION

The principal objective of this job is the candidates well selection to make Hydraulic Fracturing Jobs in the Santa Clara Field with the purpose of production optimizing of this field. Another principal objective is the Preliminary Fracturing Design for the selected wells. The last principal objective, but not the less important, is the Economic Analysis about the Hydraulic Fracturing Jobs.

The Hydraulic Fracturing is one of the successful wells stimulations techniques in the World, in addition is an economic technique compared with others methods used for the production optimization.

This method consists of injecting a fluid to a certain layer, this fluid is called fracturing fluid. This fluid is introduced in the layer's pores by the high pressures creating channels which will increase the available way for the layer fluids flow. The Hydraulic Fracturing doesn't create channels to increase the layer fluids flow only, in addition makes the channels remain open allowing increasing the layer fluids flow for a longer time.

This document has the basic concepts to make a production analysis, the obtained results with WELLFLO software, which allows to determine the increase of production in the selected wells for hydraulic fracturing jobs, the fracture's for the selected wells using the FracProPT software and the economic analysis, which allows to determine the project development viability in the Santa Clara Field (Neiva).

The development of this project allows concluding that Santa Clara Field is a good field to apply hydraulic fracturing jobs to increase the production, in addition it's recommended a methodology in which each well is checked before to make the wells selection.

This thesis was development in the Mature Fields group which belongs to an agreement between the "Santander Industrial University" and the "Colombian petroleum Institute".

* Proyect Degree

** Facultad de Ingeniería Físicoquímicas, Ingeniería de petróleos. Directores: CALVETE GONZÁLEZ, Fernando Enrique; MEDINA ZARATE, Carlos.

INTRODUCCIÓN

Durante las diferentes etapas de la vida productiva de un campo petrolero, se llega a observar en un alto porcentaje que sus pozos disminuyen sus potenciales de producción debido a uno o varios de los siguientes factores: pérdida de energía del yacimiento, daños de formación, desconfiguración de las áreas de drenaje, conificación de acuíferos, digitación de acuíferos, avances de la capa de gas, desconfiguración de los modelos de inyección - producción, etc., y es la razón por la cual se debe recurrir al empleo de técnicas, desarrollo de metodologías, implementación de soluciones tecnológicas y análisis del comportamiento de los pozos que permitan generar propuestas sobre como optimizar la producción de estos y del campo productor con la mayor probabilidad de éxito. Adicionalmente, durante este proceso se debe generar un balance entre los costos de los trabajos y las ganancias generadas, de tal manera que haga que dichas propuestas sean económicamente rentables para los inversionistas.

Es por eso que una de las alternativas que hoy en día ha demostrado ser exitosa y que es de amplia aplicación a nivel mundial para maximizar la rentabilidad de los campos, consiste en la implantación y desarrollo de trabajos de fracturamiento hidráulico, donde se mejora la capacidad de flujo de los pozos, se logra disminuir el daño de formación, se lleva a cabo el control de arenamiento en los mismos y se estimulan los pozos. Por lo tanto en el desarrollo del siguiente trabajo la técnica de estimulación que se aplicará para la optimización de la productividad del Campo Santa Clara será el fracturamiento hidráulico.

Aunque ECOPETROL ha realizado muy pocos trabajos de fracturamiento hidráulico (menos 5 %), a nivel mundial esta tecnología es ampliamente utilizada con cifras cercanas al 90% de los pozos perforados. Esta situación se debe a que

no existía una cultura de fracturamiento hidráulico, escasa información, bajo conocimiento y falta de confianza en esta tecnología.

Actualmente, se cuenta con la mejor tecnología y metodologías que permitan lograr resultados técnica y económicamente exitosos. Por ejemplo, los resultados obtenidos en los campos de Acae-Loro, Cusiana, Cupiagua, Yarigui, Cantagallo, donde se han llevado a cabo una serie de trabajos de Fracturamiento Hidráulico para mejorar la productividad de los pozos y solucionar el problema de control de arenas.

Por lo tanto, vale la pena decir que el Fracturamiento Hidráulico es una alternativa que además de ser exitosa representa una oportunidad para maximizar la rentabilidad y productividad de los campos petroleros que posee Colombia.

Este proyecto se ha desarrollado con el fin de contribuir a que los proyectos de fracturamiento hidráulico sean más exitosos.

Para cumplir con este propósito se ha desarrollado en este proyecto una metodología que permite identificar en un campo petrolero cuales son los pozos con las mejores características para realizar trabajos de fracturamiento hidráulico. Esta metodología de selección fue aplicada al campo Santa Clara en Neiva.

Para cada pozo seleccionado se desarrolló un estudio de factibilidad técnico-económica en el cual se realizó el diseño de fractura y su correspondiente optimización a partir del análisis económico y de producción.

1. MARCO CONCEPTUAL

1.1 COMPORTAMIENTO DEL FLUJO DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO

Es siempre de gran importancia conocer y comprender como es el comportamiento del yacimiento de acuerdo al tipo de fluidos que lo compone, el régimen de flujo de los mismos y además el mecanismo de empuje por el cual se están produciendo, sobre todo cuando se quieren desarrollar en el campo trabajos para el incremento de la producción.

Por esta razón, en esta sección, repasaremos algunos conceptos necesarios a la hora de determinar y comprender como se esta desarrollando el proceso del flujo de fluidos en el yacimiento.

Además, haremos un importante repaso sobre el índice de productividad (IP), la relación del flujo de entrada (IPR) y los factores que afectan a estos dos. El IP y el IPR son muy importantes a la hora de analizar la producción de un pozo y/o de un campo en general.

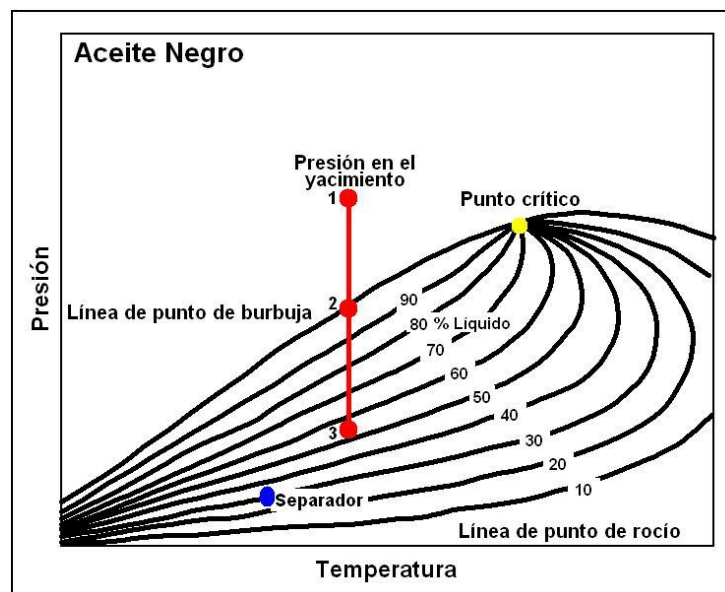
1.1.1 Clasificación de los tipos de yacimientos^[1]. Los diferentes tipos de yacimientos pueden clasificarse de acuerdo al tipo de fluido que lo compone, el cual a su vez se puede definir por su correspondiente diagrama de fases y la presión y temperatura iniciales a la cual se encuentra el yacimiento. Existen cinco tipos de fluidos de yacimiento. Estos son usualmente llamados aceite negro, aceite volátil, gas retrogrado, gas húmedo y gas seco. Estos cinco tipos de fluidos de

^[1] McCAIN Jr, William D. The properties of petroleum fluids. Second Edition, 1990.

yacimiento han sido definidos porque cada uno de ellos requiere diferentes enfoques tanto en ingeniería de yacimientos como en ingeniería de producción.

- **Aceite negro.** Los aceites negros consisten en una amplia variedad de especies químicas incluyendo moléculas grandes, pesadas y no volátiles. En el diagrama de fases las líneas dentro del domo representan volumen de líquido constante medido como un porcentaje del volumen total, estas líneas son llamadas isocóricas. Note que para el aceite negro las líneas isocóricas están espaciadas uniformemente dentro del domo. Cuando la presión del yacimiento cae, en cualquier lugar a lo largo de la línea 1-2 se dice que el aceite esta subsaturado.

Figura 1. Diagrama de fases para un aceite negro.



Fuente: McCAIN Jr, William D. The properties of petroleum fluids, Second Edition. 1990.

Cuando la presión del yacimiento esta en el punto 2, el aceite esta en su punto de burbuja y se dice que esta saturado, lo cual indica que cualquier reducción en la

presión liberará gas para formar una fase de gas libre en el yacimiento. A medida que la presión del yacimiento declina a lo largo de la línea 2-3 se va liberando gas y por ende se va incrementando el porcentaje de volumen de gas en el yacimiento, pero aun así es posible decir que estos tipos de yacimientos son capaces de producir grandes cantidades de líquido.

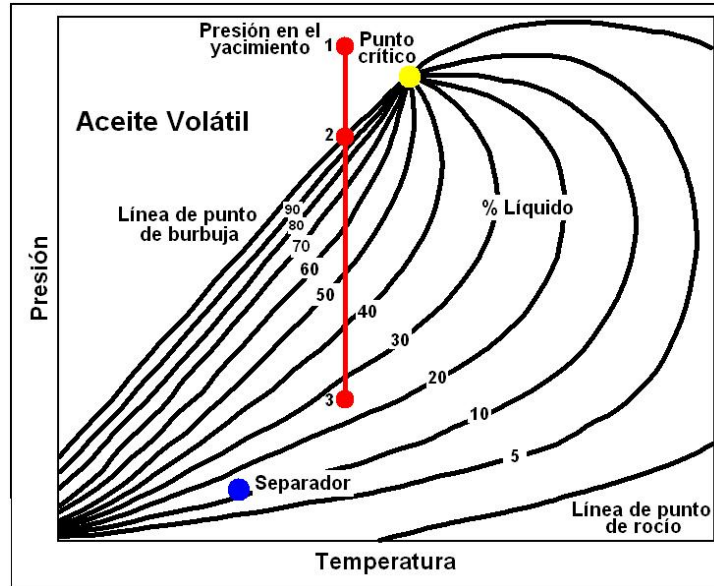
Los aceites negros se caracterizan por tener un GOR (Relación gas-aceite) inicial bajo, es decir, inferior a 2000 scf/stb, que aumenta cuando la presión del yacimiento cae por debajo del punto de burbuja. La gravedad API esta usualmente por debajo de los 40 °API y decrece ligeramente con el tiempo.

- **Aceite volátil.** Los aceites volátiles contienen, relativamente, pocas moléculas pesadas y mas moléculas intermedias (entre etano y hexano) con relación a los aceites negros.

En el diagrama de fases para un aceite volátil el rango de temperatura cubierto por el domo es un poco más pequeño comparado con el de un aceite negro. La temperatura crítica también es mas baja que la de un aceite negro, de hecho es bastante cercana a la temperatura del yacimiento. La mayoría de las líneas isocóricas se encuentran cerca de la línea del punto de burbuja. Debido a esto, si tomamos la trayectoria de la línea vertical 1-2-3, se puede notar que una pequeña reducción en la presión por debajo del punto de burbuja causa la liberación de una gran cantidad de gas en el yacimiento.

Los aceites volátiles se caracterizan por tener un GOR inicial un poco mayor al de los aceites negros, a saber, entre 2000 y 3300 scf/stb y aumenta con la disminución en la presión del yacimiento. La gravedad API usualmente esta por encima de los 40 °API y aumenta a medida que la presión baja por debajo del punto de burbuja.

Figura 2. Diagrama de fases para un aceite volátil.

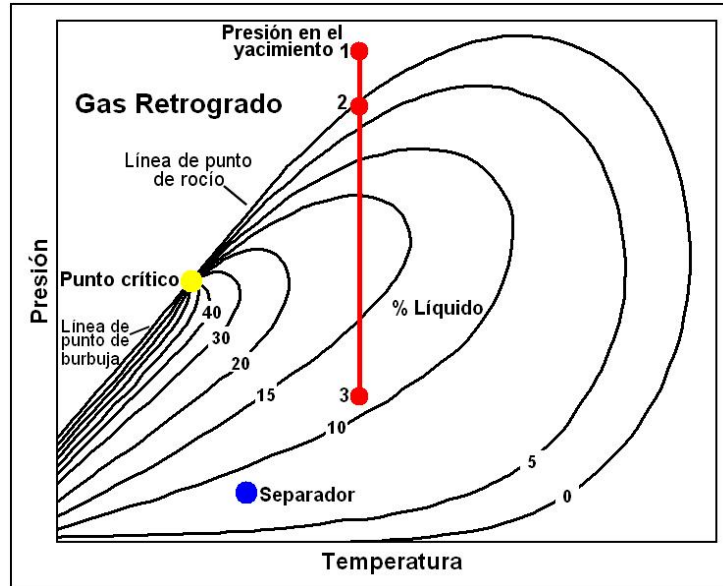


Fuente: McCAIN Jr , William D. The properties of petroleum fluids, Second Edition. 1990.

• **Gas retrogrado.** El gas retrogrado contiene menos hidrocarburos pesados que los aceites. El diagrama de fases de un gas retrogrado es un poco mas pequeño que el de los aceites y el punto critico esta mas abajo y mas hacia el lado izquierdo del domo. Tiene una cricondenterma mayor que la temperatura del yacimiento y una temperatura crítica menor que la temperatura del yacimiento. Inicialmente el gas retrogrado es totalmente gas en el yacimiento (punto 1). Como la presión del yacimiento decrece, el gas retrogrado presenta un punto de rocío (punto 2).

A medida que la presión va siendo reducida se condensa liquido a partir del gas para formar un liquido libre en el yacimiento. Normalmente este líquido no fluirá y no podrá ser producido.

Figura 3. Diagrama de fases para un gas retrogrado.



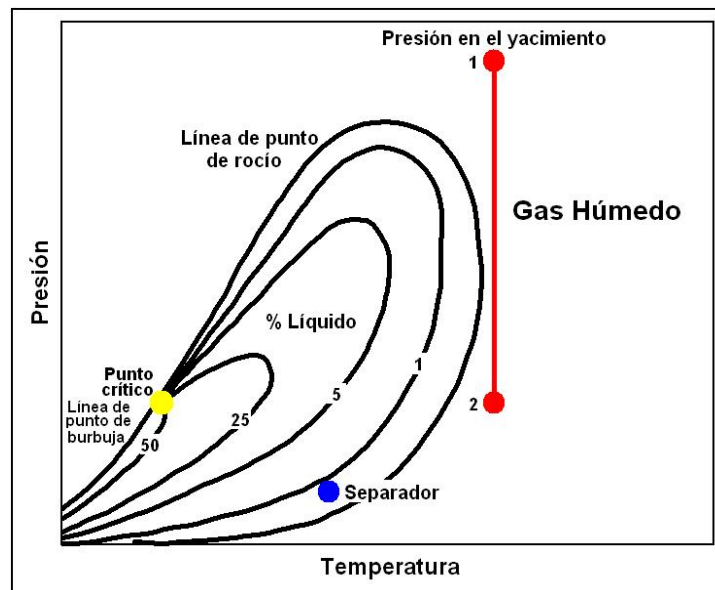
Fuente: McCAIN Jr , William D. The properties of petroleum fluids, Second Edition, 1990.

Si se sigue la trayectoria de la presión del yacimiento en el diagrama de fase se puede notar que a una presión baja el líquido comienza a revaporizarse. Los gases retrógrados presentan un GOR inicial mínimo de 3300 scf/stb y máximo de 50000 scf/stb, por encima de este valor el fluido puede ser tratado como si fuera un gas húmedo o un gas seco. Las gravedades API del líquido producido por un gas retrogrado oscilan entre 40 y 60 °API y aumentan a medida que la presión del yacimiento cae por debajo del punto de rocío.

- **Gas húmedo.** En el gas húmedo predominan moléculas mas pequeñas que en el gas retrogrado y su diagrama de fase esta situado por debajo de la temperatura del yacimiento, razón por la cual, un gas húmedo, siempre existirá como gas en el yacimiento durante toda su historia de producción y correspondiente caída de

presión, sin embargo las condiciones de separador caen dentro del domo causando que algún líquido sea formado en superficie.

Figura 4. Diagrama de fases para un gas húmedo.

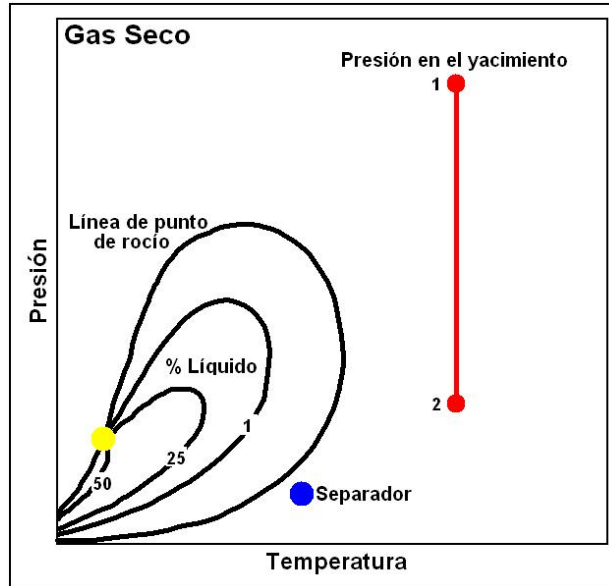


Fuente: McCAIN Jr, William D. The properties of petroleum fluids, Second Edition, 1990.

- **Gas seco.** El gas seco es principalmente metano con algunos intermedios. Al igual que en el gas húmedo, el diagrama de fases de el gas seco esta situado por debajo de la temperatura del yacimiento y existirá siempre como gas en el yacimiento.

La diferencia entre gas húmedo y gas seco radica en que las condiciones normales de separador para un gas seco en superficie caen por fuera del domo de fases y por ende no se formara líquido en la superficie.

Figura 5. Diagrama de fases para un gas seco.



Fuente: McCAIN Jr, William D. The properties of petroleum fluids, Second Edition. 1990 .

1.1.2 Regímenes o estados de flujo a través de un yacimiento^[2]. Se puede decir que es casi imposible desarrollar un modelo matemático que describa exactamente el movimiento de los fluidos que pasan simultáneamente a través del medio poroso heterogéneo y complejo de un yacimiento.

El desplazamiento de los fluidos en un yacimiento esta gobernado por las propiedades físicas de los mismos fluidos, del patrón poroso, de la interacción de los fluidos entre sí y de estos con el patrón poroso. Son muchas las propiedades físicas variables del sistema fluidos-medio poroso que se deben tener en cuenta cuando se trata de determinar las propiedades PVT de dicho sistema.

^[2] GOMEZ, L. G. Análisis avanzado de presiones. Universidad Industrial de Santander. Abril de 2001.

Sin embargo, es posible establecer relaciones definidas entre gradientes de presión y tasas de flujo que nos sirvan de criterio para determinar el régimen o patrón predominante bajo el cual está produciendo un yacimiento en cada etapa de su vida activa usando modelos geométricos simples y condiciones iniciales y de contorno apropiadas.

A partir de la experiencia y de los desarrollos teóricos posteriores se han agrupado los regímenes de flujo en tres modelos principales como sigue:

- **Régimen transitorio.** Cuando el pozo descubridor comienza a producir en el centro de un yacimiento ideal, se origina, desde este punto, una caída de presión que se va extendiendo concéntricamente hacia el límite del mismo. Mientras la caída de presión no llegue a su límite exterior, el yacimiento puede considerarse como infinito. Cuando la caída de presión llega al límite del yacimiento se puede decir que ha terminado el periodo transitorio.

Al terminar el periodo transitorio se pueden presentar dos situaciones diferentes. Si no hay paso de fluidos a través del límite, como en los yacimientos de tipo lenticular o en aquellos limitados por fallas estructurales, el yacimiento se definirá como volumétrico y continuará produciendo únicamente por expansión de fluidos, a menos que se inicie algún programa de mantenimiento de presión o de recuperación secundaria. Si el yacimiento está conectado a un acuífero habrá paso de fluidos a través del límite y el yacimiento producirá principalmente por empuje de agua.

- **Régimen seudo estable.** El régimen seudo estable se presenta cuando los yacimientos son volumétricos, es decir, que no hay entrada de fluidos a través de su límite exterior, debido a esto la presión en el límite exterior del yacimiento

variará continuamente. Este régimen de flujo puede presentarse en yacimientos que produzcan por expansión de sus fluidos internos o por medio de una unidad de bombeo.

- **Régimen estable.** Consideremos el caso de que haya paso de fluido a través del límite del yacimiento. Al terminar el periodo transitorio la presión en el límite del yacimiento continuara disminuyendo y la entrada a través del mismo ira aumentando hasta igualar la tasa de drenaje del yacimiento. A partir de ese momento, la tasa de flujo será la misma en cualquier punto del yacimiento. El valor de la presión y los gradientes de presión para cada radio del pozo permanecerán invariables.

1.1.3 Mecanismos de empuje de los fluidos en el yacimiento^[3]. La recuperación del petróleo se presenta mediante procesos de empuje y desplazamiento. El gradiente de presión hace fluir el aceite hacia el pozo, pero este movimiento se verifica solamente si otro material ocupa el espacio dejado y mantiene en dicho espacio la presión necesaria para continuar el movimiento de los fluidos.

El petróleo es desplazado por el gas y por el agua. Los mecanismos de empuje de los fluidos son cuatro:

- **Empuje por gas disuelto.** Este tipo de mecanismo de empuje se presenta en yacimientos volumétricos y que además están subsaturados, es decir, que se encuentran en estado monofásico y la presión del yacimiento es superior a la presión de burbuja.

^[3] DALE BEGGS, H. Production optimization using nodal analysis, Tulsa, 2001.

Lo único que puede remplazar los fluidos producidos es la expansión de los fluidos remanentes del yacimiento gracias a la propiedad de los líquidos de ser compresibles.

Cuando la presión interna del fluido en los poros de la roca de yacimiento, sometida a una presión externa constante (presión de sobrecarga de los sedimentos) se reduce, el volumen total de la roca disminuye mientras que el volumen del material sólido de la roca aumenta. Estos dos cambios volumétricos también tienden a reducir ligeramente la porosidad de la roca.

El cambio en la porosidad depende solamente de la diferencia entre las presiones externa e interna, y no de los valores absolutos de las presiones.

Las recuperaciones para este tipo de mecanismo de empuje están entre el 5% y 30% del OOIP.

- **Empuje por capa de gas.** Este tipo de mecanismo de empuje también se presenta en yacimientos volumétricos, pero en este caso el aceite está saturado, es decir, la presión inicial de yacimiento está por debajo del punto de burbuja y por ende habrá gas libre en él. En estas circunstancias el mecanismo de desplazamiento del aceite se deberá al empuje de la capa de gas, gas que está siendo liberado del aceite. Como ya se ha mencionado, el gas no comenzará a fluir hasta que alcance la saturación crítica de gas, pero éste se empieza a liberar dentro del yacimiento acumulándose en forma de liberación instantánea y haciendo que la relación gas-petróleo producido disminuya ligeramente debido a que el gas que está siendo liberado está quedando atrapado en el yacimiento, es decir, el gas que está siendo liberado está llenando el espacio desocupado por el aceite producido.

Las recuperaciones en este tipo de mecanismo están entre el 20% y el 40% del OOIP.

- **Empuje de agua.** En los yacimientos con empuje de agua la zona de aceite esta en contacto directo con un acuífero que irá a ocupar el espacio de el aceite y el gas producidos. El agua puede entrar a la zona de aceite solo si el acuífero es activo o si se ésta se esta expandiendo.

Es importante anotar que el acuífero ayuda a mantener la presión del yacimiento. Cuanto mas activo y grande sea el acuífero mejor va a ser el mantenimiento de la presión del yacimiento.

Si el acuífero es bastante activo, o si no lo es pero se complementa con inyección de agua para fortalecerlo, es muy probable que se pueda mantener la presión inicial del yacimiento casi constante y por ende no dejarla tomar valores por debajo del punto de burbuja, lo cual hará que no haya liberación de gas y que las recuperaciones sean mayores.

Aunque el aceite estará inicialmente subsaturado, en el momento en que la presión de yacimiento alcance valores por debajo del punto de burbuja comenzará a formarse gas libre y por ende la capa de gas comenzará a contribuir en la producción como mecanismo de empuje. Las recuperaciones para este tipo de mecanismo están entre el 35% y el 75% del OOIP.

- **Empuje combinado.** Existen muchos casos en los que el yacimiento se encuentra saturado y además esta en contacto con un acuífero. En estos casos es posible que todos los tres mecanismos de empuje que ya se citaron contribuyan en la producción del yacimiento.

A medida que el aceite es producido, la capa de gas y el acuífero se expandirán y el contacto agua-aceite descenderá y el contacto agua-aceite se elevará, lo cual causa problemas complejos de producción.

Debido a lo complejo de este tipo de mecanismo de empuje se hace imposible definir un rango de recuperaciones a esperar.

1.1.4 Permeabilidad relativa^[4]. Cuando dos o mas fluidos inmiscibles están contenidos en la roca del yacimiento, cada fluido impide el flujo de los otros fluidos. La habilidad de dos o más fluidos inmiscibles de fluir a través del yacimiento depende de la permeabilidad absoluta del yacimiento y de la saturación de los fluidos. Cuando dos o mas fluidos están fluyendo a través de la roca, es necesario manejar los conceptos de permeabilidad efectiva y permeabilidad relativa para poder describir el proceso de flujo.

• **Permeabilidad absoluta.** Se define como una propiedad del medio poroso que mide la resistencia que dicho medio opone al flujo de un fluido a través de él debido a una caída de presión, con la condición de que el fluido sature el 100% de su permeabilidad efectiva.

Esta definida matemáticamente como la constante que en la ecuación de Darcy relaciona la tasa de flujo con el área perpendicular al flujo, la viscosidad del fluido, la caída de presión y la longitud recorrida por el fluido:

$$q = K \frac{A}{\mu} \left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)$$

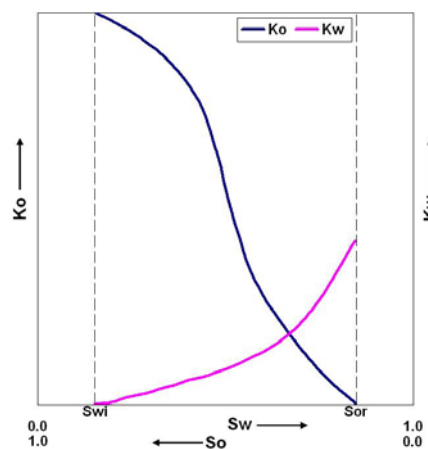
^[4] EXXON production reserch company. Coring and core analysis. 1991.

Las unidades mas comúnmente usadas para K son el Darcy y el miliDarcy. La permeabilidad es una propiedad del medio poroso, independientemente de la naturaleza del fluido, con excepción de los gases que, por ser una fase totalmente no mojante, presentan el fenómeno de desplazamiento y en este caso se obtiene una permeabilidad aparente que es función de la presión.

La permeabilidad absoluta se mide mediante el análisis de corazones en una prueba de laboratorio.

- **Permeabilidad efectiva.** Es la permeabilidad que ofrece un medio poroso a un fluido, cuando este fluido no satura ciento por ciento dicho medio. La presencia de dos o más fluidos inmiscibles en un sistema siempre causa que uno de los fluidos interfiera con el flujo del otro, esto conlleva a que la permeabilidad efectiva sea siempre menor que la permeabilidad absoluta. La permeabilidad efectiva es además una función de la saturación del fluido. La figura 6 muestra el comportamiento típico de las curvas de permeabilidades efectivas al petróleo y al agua.

Figura 6. Representación gráfica de las permeabilidades efectivas al petróleo y al agua.



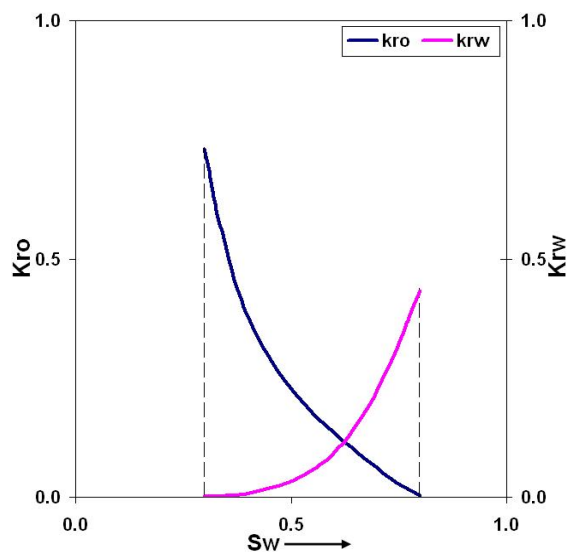
Fuente: EXXON production research company, Coring and core analysis. 1991.

• **Permeabilidad relativa.** Es una magnitud adimensional que se determina como la relación entre la permeabilidad efectiva a cada fluido y una permeabilidad de referencia que puede ser: la permeabilidad absoluta del aire, la permeabilidad absoluta del líquido y la permeabilidad del aceite a la saturación de agua connata (K_{ocw}). Esta última permeabilidad de referencia es la más utilizada. Como ya se mencionó, la permeabilidad efectiva depende de la saturación por ende la permeabilidad relativa también es función de la saturación de los fluidos.

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K} \qquad K_{rw} = \frac{K_w}{K} \qquad K_{rg} = \frac{K_g}{K}$$

Los valores de permeabilidad relativa varían de cero a uno o de 0% a 100% para cada fluido. La figura 7 muestra el comportamiento típico de las curvas de permeabilidad relativas al petróleo y al agua en función de la saturación de esta última fase, donde se muestran los valores máximos de permeabilidad a cada fase correspondiente a la saturación residual de la otra fase.

Figura 7. Representación gráfica de las permeabilidades relativas al petróleo y al agua.



Fuente: EXXON production research company, Coring and core analysis. 1991.

• **Relación de la permeabilidad relativa con la saturación.** Desarrollemos una grafica de permeabilidades relativas como función de la saturación para modelar un sistema de producción de aceite donde se esta inyectando agua a un yacimiento mojado por agua. La figura 8 muestra la distribución de los fluidos para diferentes tiempos durante la inyección. Se asume que al momento de la inyección el yacimiento se encuentra a la saturación de agua connata. Se define la permeabilidad del aceite a esta saturación de agua (saturación de agua connata) como K_{ocw} y se usa como permeabilidad de referencia.

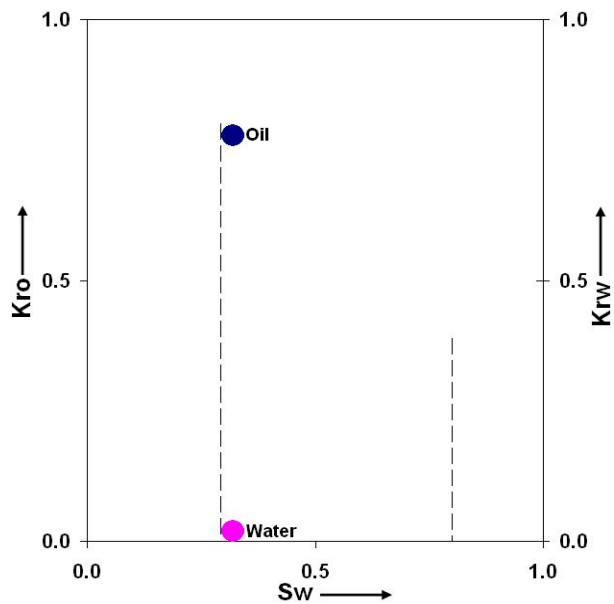
Figura 8. Distribución de fluidos durante un proceso de inyección de agua a un yacimiento mojado por agua.



Fuente: EXXON production research company, Coring and core analysis. 1991.

A la saturación de agua connata la permeabilidad efectiva del aceite es igual a la permeabilidad de referencia, por lo cual la permeabilidad relativa del aceite es 100%. En este ejemplo la saturación de agua connata es igual a la saturación de agua irreducible por lo cual la permeabilidad del agua es cero. Las permeabilidades relativas de aceite y agua a la saturación de agua connata pueden ser graficadas en una grafica de permeabilidad relativa versus saturación (figura 9).

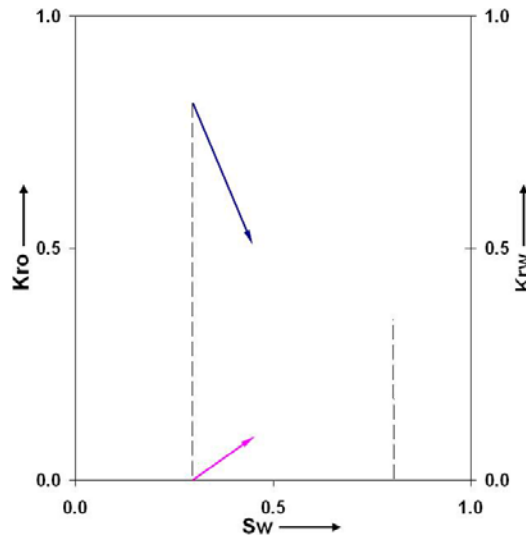
Figura 9. Permeabilidades relativas del agua y del aceite a la saturación de agua connata.



Fuente: EXXON production research company, Coring and core analysis. 1991.

Debido a que se está inyectando agua al yacimiento, la saturación de agua se incrementa y la permeabilidad relativa del aceite decrece rápidamente debido a que el agua está impidiendo el flujo de aceite. La permeabilidad relativa del agua es directamente proporcional a su saturación, es decir, la permeabilidad relativa del agua se incrementa a medida que la saturación de agua se incrementa. Esto se debe a que el agua puede fluir más rápidamente cuando hay una menor cantidad de aceite interfiriendo con su flujo. Las permeabilidades relativas del agua y del aceite para algunos valores de saturación de agua se muestran en la figura 10.

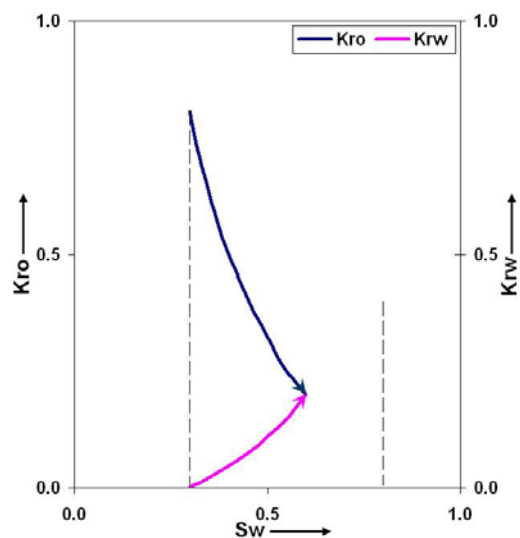
Figura 10. Permeabilidades relativas del agua y del aceite a una saturación de agua intermedia.



Fuente: EXXON production research company, Coring and core analysis. 1991.

Con la inyección continua de agua, la saturación de agua en el yacimiento se va a ir incrementando hasta el punto en que las permeabilidades relativas del agua y del aceite son iguales como se muestra en la figura 11.

Figura 11. Permeabilidades relativas del agua y del aceite se igualan.

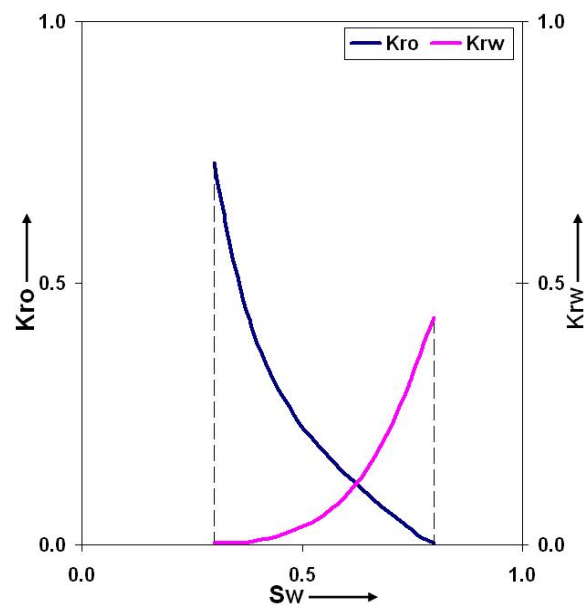


Fuente: EXXON production research company, Coring and core analysis. 1991.

A medida que el agua fluye va desplazando el aceite haciendo que su saturación se reduzca hasta su saturación residual, saturación a la cual el aceite ya no puede fluir y su permeabilidad relativa se hace cero.

La permeabilidad relativa del agua a la saturación de aceite residual es substancialmente menor al 100% como se muestra en la figura 12.

Figura 12. Permeabilidades relativas del agua y del aceite a la saturación de agua máxima – saturación de aceite residual.



Fuente: EXXON production research company, Coring and core analysis. 1991.

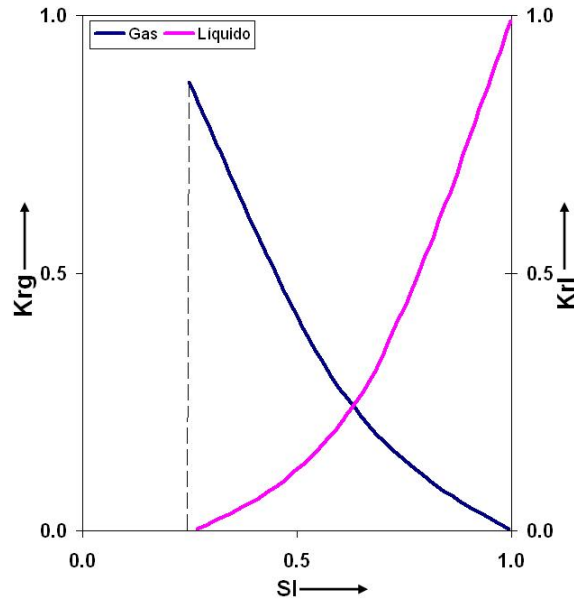
Esto se debe a que el agua, que es la fase mojante en este ejemplo, debe fluir por la superficie de la roca y a través de los poros mas pequeños con gotas del aceite residual en el centro de los poros, lo cual conlleva a que el agua siga un camino muy tortuoso y por ende se dificulte su flujo.

Por otro lado el flujo de aceite cerca a la permeabilidad de referencia es bastante alto debido a que el aceite, que es la fase no mojante, fluye por el centro de los poros mas grandes y el agua irreducible es confinada en las paredes del poro y los poros mas pequeños interfiriendo muy poco con el flujo del aceite. Esto se ve ilustrado en la figura 8.

Usualmente los datos de las permeabilidades relativas del agua y del aceite son graficados en función de la saturación de agua como se mostró en la figura 12.

Normalmente las graficas de las permeabilidades relativas del gas y del aceite son como la mostrada en la figura 13. En este caso, el agua esta inmóvil mientras la saturación de aceite y gas están cambiando. Por esta razón se usa la saturación de todo el liquido (agua y aceite) para el eje horizontal de la grafica. La permeabilidad de referencia es la permeabilidad del aceite a la saturación de agua connata, K_{ocw} . Inicialmente no hay gas en el sistema y la saturación de líquido es 100%. Por definición la permeabilidad del aceite es del 100%. La permeabilidad relativa del gas es cero. A medida que la saturación de líquido decrece la saturación de gas aumenta y la permeabilidad relativa del aceite cae, pero la permeabilidad relativa del gas sigue siendo cero debido a que el gas todavía no tiene una trayectoria de flujo continuo a través de la roca. A saturaciones de gas más altas, la permeabilidad relativa del gas se incrementa a medida que la permeabilidad relativa del aceite sigue decreciendo hasta llegar a la saturación de aceite residual.

Figura 13. Curvas típicas de permeabilidades relativas del gas y del aceite.



Fuente: EXXON production research company, Coring and core analysis. 1991.

- **Factores que afectan la permeabilidad relativa.** Como ya se mencionó, la permeabilidad relativa esta en función de la saturación. Existen algunos factores que afectan esta relación existente entre la permeabilidad relativa y la saturación. A continuación se mencionan los factores más relevante:

- Efecto de las propiedades de las rocas. Propiedades de las rocas tales como permeabilidad, tamaño de poro, tamaño de garganta de poro y la conectividad de los poros pueden todos influenciar en la permeabilidad relativa. La influencia de las propiedades de la roca es muy compleja y sus efectos no pueden ser generalizados. Por esta razón la permeabilidad relativa debe ser medida en muestras de cada una de las principales facies del yacimiento.

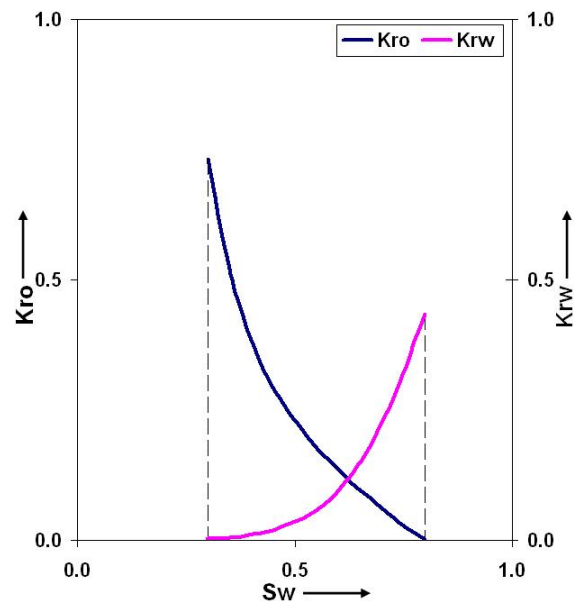
- Efecto de la historia de saturación. La permeabilidad relativa no es solo función de la saturación sino también de la historia de saturación. La historia de saturación afecta la distribución del fluido y causa histéresis en la permeabilidad relativa, esto es, la permeabilidad relativa para una determinada fase puede ser diferente dependiendo de si su saturación esta creciendo o decreciendo. La dirección y magnitud de este efecto no se pueden generalizar. Como la histéresis es una realidad, la permeabilidad relativa debe ser medida en laboratorio usando la misma historia de saturación que tendrá lugar en el yacimiento.

En las zonas de aceite usualmente se realizan pruebas de imbibición debido a que estas modelan o describen como el agua de un acuífero o un pozo inyector desplaza el aceite. Las pruebas de drenaje no son regularmente usadas excepto, por ejemplo, para modelar o describir el desplazamiento de agua por un banco de aceite durante un proceso de recobro mejorado.

En las zonas de gas usualmente se realizan pruebas de drenaje debido a que estas modelan o describen como el gas del sistema desplaza el aceite o el agua del mismo. La información de permeabilidades relativas para un proceso de imbibición gas-liquido generalmente no es tan necesaria debido a que el desplazamiento es tan eficiente que la saturación de gas residual se alcanza casi inmediatamente.

- Efecto de la mojabilidad. La mojabilidad de un sistema tiene una alta influencia en su permeabilidad relativa. Un ejemplo del efecto de la mojabilidad sobre las permeabilidades aceite-agua se muestran en la figura 14 a y b. Note que los **end points** de las curvas son un poco diferentes. Note también que para una saturación de agua determinada la permeabilidad relativa del agua tiende a ser mucho mayor en el sistema mojado por aceite que en el mojado por agua.

Figura 14a. Curvas de permeabilidades relativas para una formación mojada por agua.



Fuente: EXXON production research company, Coring and core analysis. 1991.

Las curvas de permeabilidad relativas permiten determinar cualitativamente la mojabilidad preferencial del medio poroso por una de las dos fases.

La figura 14a muestra las formas características de las curvas de permeabilidades relativas K_{ro} , K_{rw} Vs. S_w , para una formación mojada preferencialmente por agua. Como se puede observar los valores de K_{ro} son en general bastante mas altos que los valores de K_{rw} , puesto que el petróleo, que es la fase no mojante, es fácilmente desplazado por el agua por ocupar la parte central del canal poroso, mientras que el agua, que es la fase mojante, tiende a permanecer adherida a las paredes de ese mismo canal. Puede observarse también que el agua connota, determinada por un proceso de drenaje durante la acumulación del petróleo, tiene un valor relativamente alto ($S_{wi} \geq 0.25$), pero a su vez, la saturación residual de petróleo,

determinado por un proceso de imbibición es relativamente bajo ($S_{or} \leq 0.30$) lo cual significa, desde este punto de vista, un recobro aceptable.

Una característica muy significativa por calificar de la mojabilidad es que las curvas de K_{ro} y K_{rw} se cortan para valores de ($S_w \geq 0.5$), es decir, cuando una buena fracción de petróleo ya ha sido producida.

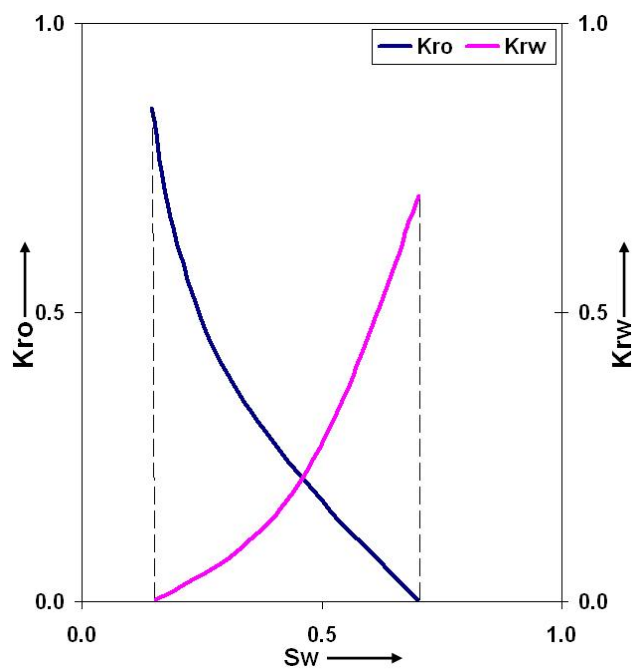
La figura 14b corresponde a un sistema fuertemente mojado por petróleo. Sus características muestran propiedades contrarias a las anteriores. En este caso, la saturación inicial de agua, alcanzada por un proceso de imbibición, es relativamente bajo ($S_{wi} \leq 0.25$) y la S_{or} alcanzado por drenaje es alto ($S_{or} \geq 0.30$). El punto de corte de las curvas ocurre en un punto en que la saturación de agua es $S_w \leq 0.5$. Esto significa recobros muchos mas bajos.

Debido a que la permeabilidad relativa es función de la mojabilidad, la prueba de laboratorio debe representar tan cerca como sea posible la mojabilidad del yacimiento.

Cuando el yacimiento esta fuertemente mojado por uno de los fluidos que contiene no es difícil establecer cual es el fluido mojante a partir de una prueba de laboratorio. Por ejemplo, en un yacimiento donde la expansión de la capa de gas es el mecanismo de empuje, el gas no sería la fase mojante, la fase mojante sería el agua o el aceite que están siendo desplazados por el gas. En este caso se necesitarían los datos de permeabilidades relativas para un proceso de drenaje. Estos datos pueden ser medidos en el laboratorio usando condiciones totalmente diferentes a las del yacimiento. Por conveniencia, la prueba usualmente se desarrolla con un corazón que ha sido cortado y extraído casi sin ningún daño. Se usa como fase gaseosa helio o aire y como fase mojante aceite refinado. La prueba se realiza a la presión y a la temperatura del ambiente. No es necesario

que el agua connata este presente en la roca. Esta prueba de laboratorio es bastante sencilla y económica de realizar.

Figura 14b. Curvas de permeabilidades relativas para una formación mojada por aceite.



Fuente: EXXON production research company, Coring and core analysis. 1991.

En otros casos no es tan fácil definir claramente la mojabilidad del yacimiento, como cuando el aceite es desplazado por el agua de un pozo inyector o de un acuífero. En estos casos, realizar correctamente las mediciones de permeabilidades relativas en el laboratorio requerirá mucho más esfuerzo. El pozo deberá ser corazonado con un lodo suave y el corazón deberá ser cuidadosamente conservado en un recipiente que no altere su mojabilidad. La prueba de laboratorio deberá ser desarrollada con un corazón debidamente conservado y se deberán utilizar los fluidos del yacimiento. Es necesario que la medición de las permeabilidades relativas se haga a condiciones de presión y

temperatura tan cercanas a las del yacimiento como sea posible. Esta prueba de laboratorio es un poco complicada y costosa, pero el esfuerzo extra es necesario para poder simular lo mejor posible la mojabilidad del yacimiento.

1.1.5 Índice de productividad (IP) y relación del comportamiento del flujo de entrada (IPR). La relación entre la tasa de flujo y la caída de presión de un medio poroso es muy compleja y depende de parámetros tales como las propiedades de la roca, propiedades de los fluidos, regímenes de flujo, fluido de saturación de la roca, compresibilidad de los fluidos fluyendo, daño a la formación o estimulación, turbulencia, presión del yacimiento y mecanismos de desplazamiento. Esta relación es llamada índice de productividad (IP).

Ahora, el flujo de fluidos desde el yacimiento hacia el pozo es llamado flujo de entrada y la gráfica de la tasa de producción versus la presión de fondo fluyendo es llamada relación de flujo de entrada (IPR).

- **Índice de productividad (IP).** El índice de productividad es una característica del comportamiento de la formación que ayuda a definir la facilidad con que los fluidos están pasando desde la formación hasta el pozo.

Matemáticamente esta definido como la relación entre la razón de flujo y la caída de presión del yacimiento^[5]:

$$IP = J = \frac{q}{P_R - P_{wf}} \left[\frac{bl}{d_* \left(\frac{lb}{\text{pulg}^2} \right)} \right] \quad (1)$$

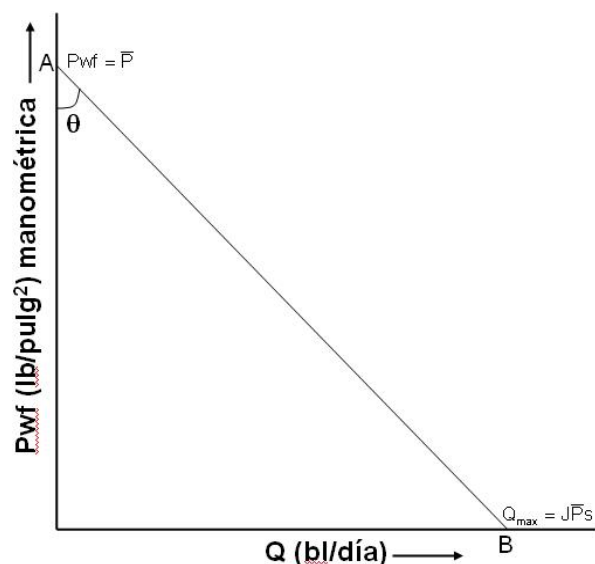
^[5] NIND T., E. W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. Trent University, Ontario, Canada. 1987.

Donde J es el índice de productividad, q es la razón de flujo del pozo, \bar{P}_R es la presión media del yacimiento y P_{wf} es la presión en el fondo del pozo mientras esta fluyendo. Si resolvemos esta ecuación para P_{wf} en términos de q (ecuación 2) se puede ver que una grafica de P_{wf} Vs. q en coordenadas cartesianas resulta en una línea recta con una pendiente de $-1/J$, como sigue:

$$P_{wf} = \bar{P}_R - \frac{q}{J} \quad (2)$$

El que la ecuación 2 pueda ser descrita por una línea recta como la de la grafica de la figura 15 se debe al hecho de que se considero que J se mantenía constante con la caída de presión. Esta situación solo se presenta cuando no hay presencia de gas en la producción, es decir, para pozos con producción bifásica (aceite y gas) J deja de ser constante y la grafica de la figura 15 deja de ser una línea recta para tomar una forma curvada, como se podrá ver más adelante.

Figura 15. Representación gráfica del IP.



Fuente: NIND T., E. W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. 1987.

Si usamos la ley de Darcy para el flujo radial de un líquido homogéneo de poca compresibilidad que esta contenido en un yacimiento horizontal uniforme, en estado pseudo estable, con un factor de daño a la formación S y cuya presión media es mayor al punto de burbujeo, se puede definir el índice de productividad como sigue:

$$J = \frac{q}{\bar{P} - P_{wf}} = \frac{0.007082 K_o h}{B_o \mu_o \left[\ln\left(0.472 \frac{r_e}{r_w}\right) + S \right]} \quad (3)$$

De esta ecuación es necesario destacar como influyen la permeabilidad K y el factor de daño S en el índice de productividad J. Un incremento en la permeabilidad se vería reflejado en un aumento en el índice de productividad, ahora bien, como el factor de daño S es inversamente proporcional al índice de productividad, este último presenta valores bajos cuando la formación tiene un factor de daño alto.

Debido a que para formular esta ecuación se asumió que la presión media del yacimiento esta por encima del punto de burbuja podemos asegurar que su índice de productividad es constante y que la gráfica que la describe es como la de la figura 15.

Si la caída presión de un yacimiento horizontal y circular, con flujo de fluido monofásico (aceite y agua) y composición uniforme no ha llegado a tocar los límites exteriores del yacimiento, es decir, el yacimiento se encuentra en estado transitorio, podemos definir su índice de productividad como sigue^[6]:

$$q = \frac{Kh(\bar{P} - P_{wf})}{162.6 \mu_o B_o \left[\log\left(\frac{Kt}{\phi \mu c_t r_w^2}\right) - 3.23 + 0.87S \right]} \quad (4)$$

^[6] Well performance manual. 1993.

Si analizamos un poco la ecuación 4 podemos darnos cuenta que a diferencia del índice de productividad de un yacimiento en estado estable y pseudo estable, el índice de productividad de un yacimiento en estado transitorio no permanece constante con el tiempo.

En la grafica de la figura 15, el valor de q en el punto B, es decir $J\bar{P}_R$, se llama potencial del pozo y en adelante se representara con el símbolo q_{max} . Este q_{max} se refiere al gasto de producción máximo al cual la formación puede entregar liquido al pozo y esto se presenta cuando la presión de fondo fluyendo es cero, es decir, cuando la presión de fondo es la atmosférica. Es necesario tener clara esta definición de q_{max} debido a que la estaremos utilizando más adelante.

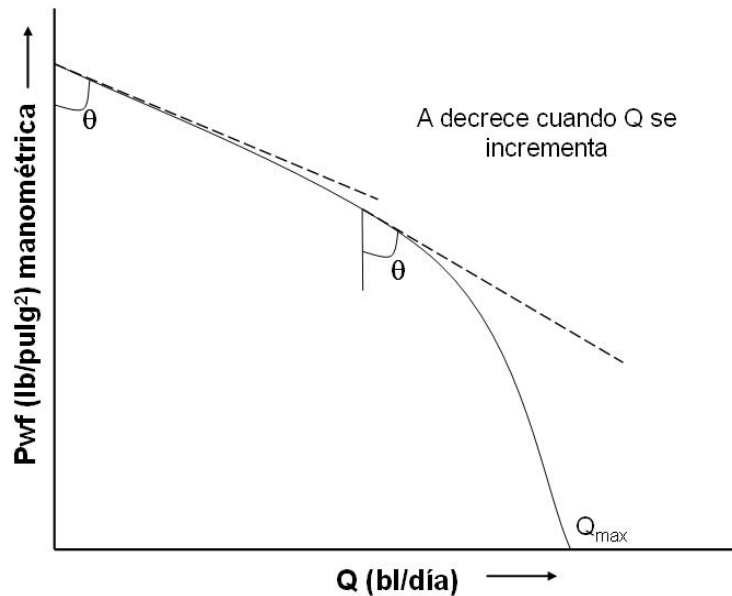
- **Predicción de la relación del comportamiento del flujo de entrada (IPR).** Es conveniente tener en cuenta que mientras el valor de la presión de fondo fluyendo se mantenga sobre la presión de saturación o de burbujeo, no habrá gas libre en la formación y el J se mantendrá constante. Ahora bien en el momento en que la presión de fondo fluyendo este debajo de la presión del punto de burbujeo debe esperarse que J deje de ser una constante y que la relación entre la razón de flujo del pozo q y la presión de fondo fluyendo P_{wf} deje de ser lineal tomando una forma curvada como la de la figura 16^[7].

Con el fin de describir el comportamiento del flujo de entrada (IPR) se han desarrollado algunos métodos empíricos que buscan correlacionar la tasa de flujo y la presión de fondo fluyendo de un pozo. Estos métodos serán presentados en esta sección. La mayoría de estos métodos requieren de, por lo menos, un valor de q y de P_{wf} obtenidos de una prueba de presión. Una de las consideraciones

^[7] NIND T., Op. cit., p. 74, 75.

importantes que se hacen en estos métodos es que la presión media del yacimiento (\bar{P}_R) se asume constante.

Figura 16. Relación del comportamiento del flujo de entrada (IPR).



Fuente: NIND T., E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. 1987.

- Método de Vogel^[8]. Vogel desarrolló una ecuación empírica para la forma del IPR de un pozo productor de aceite que se encuentra en un yacimiento saturado. Aunque este método fue propuesto solo para yacimientos saturados con empuje de gas disuelto, se ha encontrado que puede ser usado para cualquier yacimiento en el cual la saturación de gas aumente con la caída de presión.

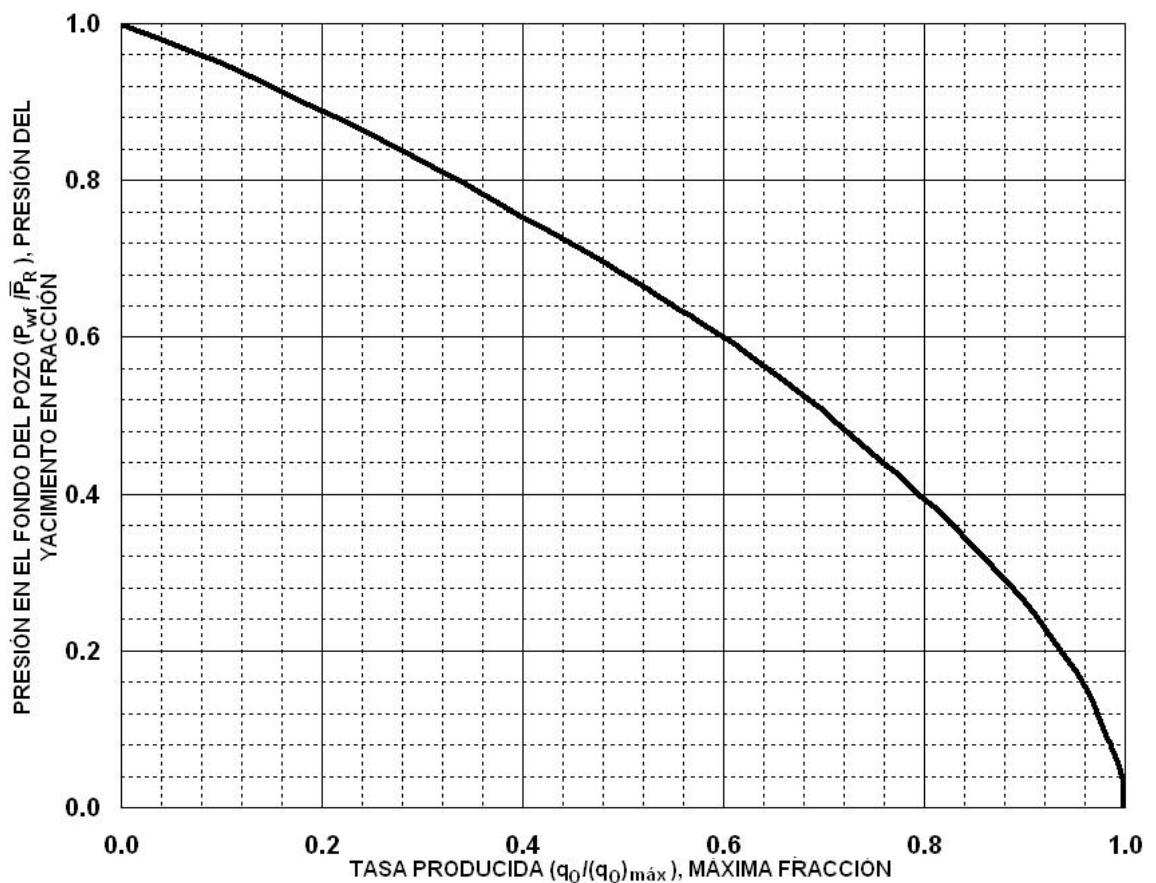
Vogel también consideró que no había daño en la formación, es decir, $S = 0$. A partir de esto, Vogel construyó una grafica (figura 17) para el IPR de presiones adimensionales Vs. razones de flujo adimensionales. La presión adimensional esta

^[8] DALE BEGGS, Op, cit., p. 21-26.

definida como la razón entre la presión de fondo fluyendo y la presión promedio del yacimiento, P_{wf} / \bar{P}_R . La razón o tasa de flujo adimensional esta definida como la razón entre la tasa de flujo a un valor de P_{wf} dado y q_{max} que se refiere a la tasa de flujo a la cual P_{wf} es cero. Luego de construir esta grafica Vogel llego a la siguiente ecuación:

$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right)^2 \quad (5)$$

Figura 17. Grafica de Vogel para FE = 1.



Fuente: DALE BEGGS, H. Production optimization using nodal analysis. 2001.

El IPR para un pozo con un índice de productividad constante, es decir, un pozo que no tiene producción de gas, puede ser calculado a partir de la siguiente ecuación:

$$\frac{q}{q_{\max}} = 1 - \frac{P_{wf}}{P_R} \quad (6)$$

Esta ecuación no es muy utilizada debido a que presenta errores del 70% y 80% para valores bajos de P_{wf} .

También se ha visto que para pozos con alto corte de agua el método de Vogel ha dado buenos resultados. Ahora bien, en este caso la relación q/q_{\max} puede ser remplazada por $q_l/q'_{(m\acute{a}x)l}$, donde $q_l = q + q_w$.

Vogel en su artículo original solo considero casos en los cuales el yacimiento estaba saturado y el factor de daño era cero. El método de Vogel también puede ser aplicado para yacimientos subsaturados cuando $P_{wf} \leq P_b$.

- Yacimientos saturados con factor de daño cero. Para desarrollar el IPR para un yacimiento saturado es necesario primero calcular q_{\max} utilizando una prueba de presión en la ecuación 5 y luego calcular para varios valores de P_{wf} los valores de q_{\max} correspondientes utilizando también la ecuación 5. Estos datos también se pueden obtener usando la figura 17.
- Yacimientos subsaturados con factor de daño cero. En este tipo de yacimientos se pueden considerar dos casos específicos para los cuales aplicar el método de Vogel debido a que la presión de fondo fluyendo puede estar por encima y por debajo del punto de burbuja. Considerando el primer caso, para cuando la presión de fondo fluyendo esta por encima del punto de burbuja, se debe calcular primero

J usando una prueba de presión en la ecuación 1, luego se calcula q_b reemplazando J y la prueba de presión en la siguiente ecuación:

$$J = \frac{q}{\bar{P}_R - P_b + \frac{P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]} \quad (7)$$

Ahora bien, con el fin de desarrollar el IPR para valores de $P_{wf} \leq P_b$ se utilizan los datos ya calculados y se reemplazan en la ecuación 8. El IPR para valores de $P_{wf} \geq P_b$ es lineal.

$$q = q_b + \frac{JP_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (8)$$

Considerando ahora el segundo caso, para cuando la presión de fondo fluyendo esta por debajo del punto de burbuja, los primeros cálculos que se deben hacer son el de J reemplazando la prueba de presión en la ecuación 7 y el de q_b utilizando la siguiente ecuación:

$$q_b = J(\bar{P}_R - P_b) \quad (9)$$

Luego de haber calculado J y q_b , para desarrollar el IPR para valores de $P_{wf} \leq P_b$, se utiliza la ecuación 8. El IPR para valores de $P_{wf} \geq P_b$ es lineal y puede ser calculado usando la ecuación 1.

Ahora bien, Standing realizó varios estudios a partir de la ecuación de Vogel. En su análisis Standing propuso considerar condiciones de flujo donde la eficiencia de

flujo sea diferente de uno (1), es decir, para cuando la formación presente daño o esté estimulada. La eficiencia de flujo esta definida como^[9]:

$$FE = \frac{\bar{P} - P'_{wf}}{P - P_{wf}} \quad (10)$$

Donde $P'_{wf} = P_{wf} + \Delta P_s$ y ΔP_s es la perdida de presión debido a el daño o a la estimulación, el cual es positivo cuando hay daño y es negativo cuando la formación esta estimulada. Este ΔP_s esta definido como:

$$\Delta P_s = S \frac{q\mu}{2\pi Kh} \quad (11)$$

donde,

$S \geq 0$ Cuando la formación esta dañada.

$S = 0$ Cuando la K de la formación es constante y $FE = 1$.

$S \leq 0$ Cuando la formación esta estimulada.

• Yacimientos saturados con un factor de daño diferente de cero^[10]. Utilizando el análisis previo sobre eficiencia de flujo, Standing rescribió la ecuación de Vogel para un yacimiento saturado con una $EF \neq 1$ como sigue:

$$\frac{q}{q_{(m\acute{a}x)FE=1}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P'_{wf}}{P_R} \right) - 0.8 \left(\frac{P'_{wf}}{P_R} \right)^2 \quad (12)$$

Donde $q_{(m\acute{a}x) FE = 1}$ es la mayor producción que se puede obtener si la $FE = 1$ y P'_{wf} es la presión de fondo fluyendo para la cual también $FE = 1$.

^[9] BROWM, K. B.; BEGGS, H. D. The technology of artificial lift methods. Tulsa Oklahoma. 1977.

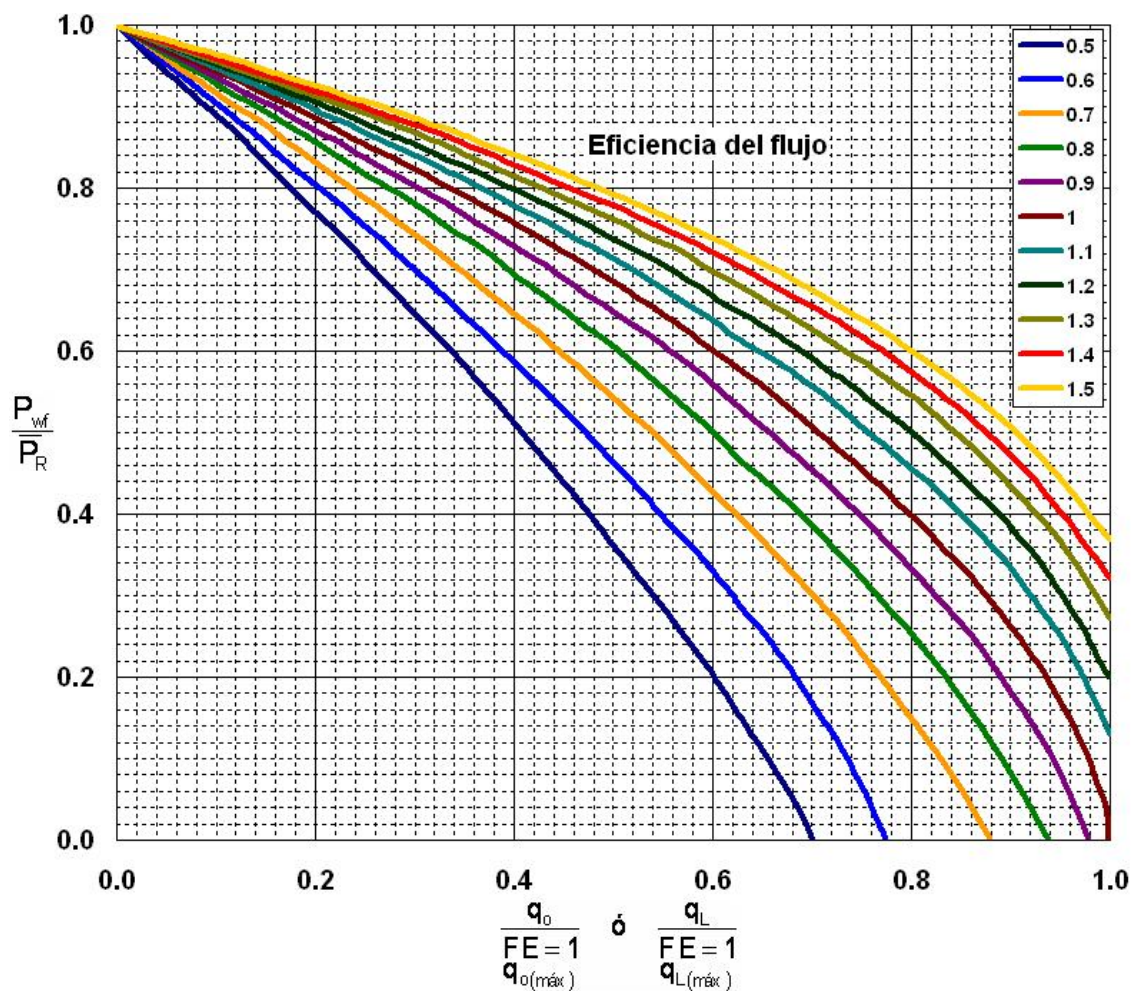
^[10] DALE BEGGS, Op. cit., p. 26-30.

La siguiente ecuación muestra la ecuación que relaciona a P_{wf} , P'_{wf} y EF:

$$\frac{P'_{wf}}{P_R} = 1 - EF + EF \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) \quad (13)$$

Usando las ecuaciones 12 y 13 Standing construyó la grafica de la figura 18, la cual muestra las curvas de IPR para eficiencias de flujo entre 0,5 y 1,5:

Figura 18. Grafica de Vogel para varias eficiencias de flujo.



Fuente: DALE BEGGS, H. Production optimization using nodal analysis. 2001.

La ecuación que describe esta grafica se puede deducir combinando las ecuaciones 12 y 13 resultando como sigue:

$$\frac{q}{q_{(\text{máx})FE=1}} = 1.8(EF) \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0.8(EF)^2 \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_R} \right) \quad (14)$$

Para valores de $EF \geq 1$ una relación aproximada entre el actual $q_{\text{máx}}$ y $q_{(\text{máx}) FE = 1}$ es:

$$q_{\text{máx}} = q_{(\text{máx})FE=1} (0.624 + 0.376EF)$$

Una de las mas importantes aplicaciones de la grafica y la ecuación de Standing es la de predecir, para un pozo, el IPR que se obtendría si se le hicieran trabajos de estimulación. Para esto se calcula primero $q'_{EF=1}$ reemplazando en la ecuación 14 los datos de una prueba de presión y el valor de EF existente cuando se realizo la prueba de presión. El valor de $q'_{EF=1}$ también se puede obtener de la grafica de la figura 18. Ahora se asumen varios valores de P_{wf} y se calculan los valores de q correspondiente. Se pueden tomar valores de EF mas altos y realizar el mismo procedimiento con el fin de determinar el efecto de incrementar la EF por estimulación. Todo este procedimiento también se puede realizar utilizando la grafica de la figura 18 en vez de la ecuación 14.

- Yacimientos subsaturados con un factor de daño diferente de cero. Ahora bien, es posible modificar la ecuación 8 y adecuarla para un yacimiento subsaturado con una $EF \neq 1$ como sigue:

$$q = J(\bar{P}_R - P_b) + \frac{JP_b}{1.8} \left[1.8 \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0.8(EF) \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \right] \quad (15)$$

Teniendo en cuenta que existen dos casos específicos para estos yacimientos, se pueden seguir los siguientes procedimientos para desarrollar el IPR para cualquier valor de EF incluyendo $EF = 1$.

En el primer caso, para el cual la presión de fondo fluyendo esta por encima del punto de burbuja, lo primero es calcular J reemplazando la prueba de presión en la ecuación 1, para luego desarrollar el IPR para valores de $P_{wf} \leq P_b$ usando el valor de EF actual en la ecuación 15. El IPR para $P_{wf} \geq P_b$ es lineal. Se puede realizar el mismo procedimiento para otros valores de EF así predecir el comportamiento de el IPR. Para esto el nuevo valor de J para una nueva EF puede ser calculado como sigue:

$$J_2 = J_1 \left(\frac{(EF)_2}{(EF)_1} \right) \quad (16)$$

Ahora, para el segundo caso, en el que la presión de fondo fluyendo esta por debajo de la presión de burbuja, se calcula primero J reemplazando la prueba de presión en la ecuación 15 y luego se desarrolla el IPR para valores de $P_{wf} \leq P_b$ usando también la ecuación 15. El IPR para valores de $P_{wf} \geq P_b$ es lineal. Para nuevos valores de FE se calcula J con la ecuación 16 y se repite el procedimiento anterior.

- Método de Fetkovich. Fetkovich propuso un método para calcular el IPR para pozos de aceite usando el mismo tipo de ecuaciones que han sido usadas para analizar pozos de gas. Este procedimiento fue verificado por medio del análisis de pruebas isócronas y pruebas **flow-after-flow** realizadas a varios yacimientos.

En todos los casos se encontró que las curvas de presión para estos yacimientos de aceite seguían la misma forma general usada para expresar el IPR para pozos de gas. Esto es:

$$q = C(\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2)^n \quad (17)$$

Donde C es el coeficiente de flujo y n es un exponente dependiente de las características del pozo. Para las pruebas de los yacimientos analizados por Fetkovich el valor de n estuvo entre 0,568 y 1,00. La aplicabilidad de la ecuación 17 para pozos de aceite fue justificada escribiendo la ecuación de la ley de Darcy como sigue:

$$q = \frac{0.007082kh}{\ln\left(0.472\frac{r_e}{r_w}\right) + S} \int_{P_{wf}}^{\bar{P}_r} f(p) dP \quad (18)$$

donde,

$$f(p) = \frac{K_{ro}}{\mu_o \beta_o}$$

Para un yacimiento subsaturado la integral es evaluada en dos regiones como sigue:

$$q = C' \int_{P_{wf}}^{P_b} f_1(P) dP + C' \int_{P_b}^{\bar{P}_r} f_2(P) dP \quad (19)$$

donde,

$$C' = \frac{0.007082kh}{\ln\left(0.472 \frac{r_e}{r_w}\right) + S}$$

De su definición matemática podemos resaltar que este coeficiente se incrementa con el incremento de K y h, pero se reduce cuando el daño aumenta.

Se asumió que para $P \geq P_b$, K_{ro} es igual a uno y que μ_o y β_o pueden ser considerados constantes para cuando $P = (\bar{P}_R + P_b)/2$. También se asumió que para $P \leq P_b$, $f(p)$ puede ser expresado como una función lineal de presión como sigue:

$$f_1(P) = aP + b$$

Sustituyendo esta ecuación en la ecuación 18 e integrando se obtiene:

$$q = C_1(P_b^2 - P_{wf}^2) + C_2(\bar{P}_R - P_b)$$

Entonces Fetkovich estableció que el efecto compuesto resulta en una ecuación de la forma:

$$q = C(\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2)^n$$

Una vez se determinan los valores de C y n de las pruebas de presión, se puede utilizar la ecuación 17 para desarrollar una grafica de IPR completa. Hay que tener en cuenta que se necesitan por lo menos dos valores de pruebas de presión para determinar C y n, asumiendo que \bar{P}_R es conocido.

Una grafica log-log de $\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2$ Vs. q resultará en una línea recta con una pendiente de $1/n$ y un intercepto de $q = C$ para un valor de $\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2 = 1$. Una vez se ha determinado n , C también puede ser calculado usando cualquier punto sobre la línea usando la siguiente ecuación:

$$C = \frac{q}{\left(\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2\right)^n} \quad (20)$$

Existen tres tipos de pruebas de presión que son comúnmente usadas en los pozos de gas para determinar los valores de C y n . Estas pruebas también pueden ser usadas en pozos de aceite. El tipo de prueba a escoger depende del tiempo de estabilización del pozo, el cual es una función de la permeabilidad del yacimiento. Si el pozo se estabiliza bastante rápido se puede conducir una prueba **flow-after-flow** convencional. Para un pozo con un tiempo de estabilización normal es preferible conducir una prueba isócrona. Para un pozo con un tiempo de estabilización muy largo una prueba isócrona modificada puede ser mas practica.

- Método de Jones Blount y Glaze^[11]. Jones y Blount modificaron la ley de Darcy para un yacimiento horizontal homogéneo con flujo radial y turbulento. El flujo turbulento en un pozo normalmente se presenta cuando la producción de aceite es muy alta. La ecuación desarrollada es como sigue:

$$\bar{P} - P_{wf} = Cq + Dq^2 \quad (21)$$

donde C es el coeficiente de flujo laminar estándar o de Darcy y D es el coeficiente de turbulencia y se definen como sigue:

^[11] Well performance manual, Op. cit., p. 2-9 – 2-11.

$$C = \left[\ln \left(0.472 \frac{r_e}{r_w} \right) + S \right] \frac{\mu_o B_o}{7.08 * 10^{-3} K h_p}$$

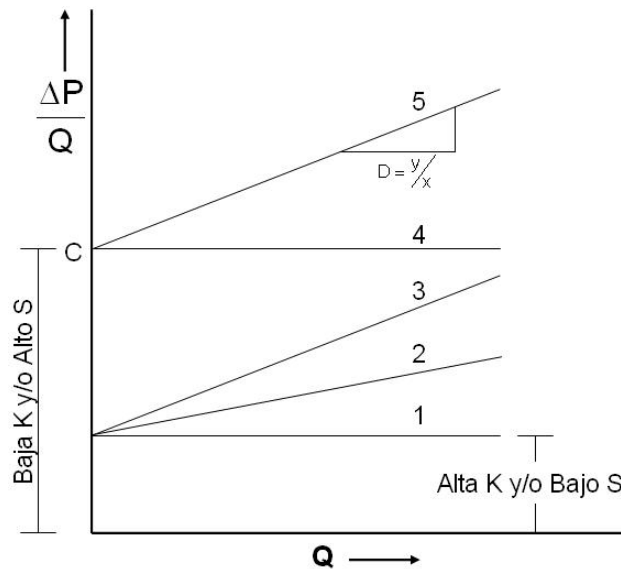
$$D = \frac{2.30 * 10^{-14} \beta B_o^2 \rho}{7.08 * 10^{-3} K h_p}$$

Donde h_p es el espesor del intervalo perforado y β es un factor de turbulencia definido como $\beta = \frac{2.33 * 10^{10}}{K^{1.201}}$.

Dividiendo la ecuación 21 entre q se obtiene:

$$\frac{\bar{P} - P_{wf}}{q} = C + Dq \tag{22}$$

Figura 19. Análisis del coeficiente de turbulencia.



Fuente: Well performance manual. 1993.

La figura 19 describe el comportamiento de la ecuación 22. La pendiente de la línea recta de la grafica es la medida del grado de turbulencia. Es importante anotar que para los pozos que están representados con las líneas 1 y 4 no presentan turbulencia debido a que las pendientes son iguales a cero, lo que indica que el aumento en la pendiente de la línea recta representa el incremento de la turbulencia del fluido, como se observa en las líneas 2, 3, 5. Si el valor de D no es pequeño, se deben hacer ciertas consideraciones para reparar el trabajo, tal como las perforaciones adicionales sobre el intervalo terminado o en una parte de la longitud de dicho intervalo.

- **Factores que afectan el índice de productividad (IP) y la relación del comportamiento del flujo de entrada (IPR)**^[12]. Como ya se anotó, son varios los factores que influyen y afectan el IP y el IPR. En esta sección se discutirán algunos de estos factores que pueden causar variaciones en el IP y en el IPR.
- Efectos de la presión y la fase de los fluidos del yacimiento. Cuando la presión inicial del yacimiento esta por encima del punto de burbuja se puede asegurar que no existirá gas libre en ninguna parte del yacimiento.

Ahora bien si en algún punto del yacimiento la presión de este desciende hasta ser menor que el punto de burbuja entonces se formara gas libre y la permeabilidad relativa del aceite se reducirá, además si el pozo esta produciendo a una tasa que requiera un presión de fondo fluyendo menor que la presión de burbuja la permeabilidad relativa del aceite y por ende J tendrán valores mas bajos.

Ahora, si la presión de yacimiento baja y alcanza valores por debajo del punto de burbuja se puede afirmar que se formara una capa de gas libre a través del

^[12] DALE BEGGS, Op. cit., p. 15-17.

yacimiento y hará que J tome valores cada vez más bajos lo cual indica que no permanecerá constante.

- Efectos de la permeabilidad relativa. A medida que se forma gas libre en los poros de la formación se reduce la facilidad con que los líquidos pueden fluir debido a que el espacio ocupado por el gas reduce el área de flujo efectiva para los líquidos.

La permeabilidad relativa esta definida como la razón entre la permeabilidad efectiva de un determinado fluido y la permeabilidad absoluta de la roca. La permeabilidad relativa del gas decrecerá si crece la saturación de líquidos en el yacimiento, bien sea por condensación retrograda o por formación de agua en los poros.

- Efectos de la viscosidad del aceite. Cuanto más viscoso sea el aceite mas difícil será su flujo y por ende su J será menor. Ahora bien la viscosidad del aceite, cuando este esta por encima del punto de burbuja y se considera temperatura constante, decrece si la presión del yacimiento decrece. Ahora bien, cuando la presión del yacimiento se encuentre por debajo del punto de burbuja es de esperar que la viscosidad del aceite se incremente con la disminución de la presión debido a que el aceite comienza a liberar gas perdiendo así las moléculas más livianas.

- Efectos del factor volumétrico de formación. El B_o es inversamente proporcional a J . Como ya sabemos, a medida que el aceite pierde presión debemos esperar que este comience a expandirse, pero cuando alcanza el punto de burbuja el gas que se libera hace que el aceite se contraiga.

El factor volumétrico de formación esta definido como:

$$B_o = \frac{\text{vol. aceite en yacimiento}}{\text{vol. aceite estandar}}$$

- Efectos del factor de daño S. Sabemos que J depende de la caída de presión del yacimiento y también sabemos que esta a su vez depende del factor de daño. Cuando el factor de daño es positivo, es decir, cuando la formación está dañada se va a presentar un aumento en la caída de presión que por ende afectará el J haciendo que este disminuya. Ahora bien, cuando el factor de daño es negativo, es decir, cuando se le han hecho trabajos de estimulación a la formación la caída de presión va a ser menor y esto causará que J se incremente.

Por esta razón es importante realizar trabajos de estimulación a la formación que permitan que permitan incrementar J y por ende incrementar la producción.

- Efectos del mecanismo de empuje. Como ya se considero, es posible definir un rango de porcentaje de recuperaciones para cada mecanismo de empuje. Por ende la tasa de producción también se verá afectada por el tipo de mecanismo de empuje que haya en el yacimiento, lo cual indica que el J será mayor para el mecanismo de empuje que proporcione una tasa de producción mayor.

De cualquier forma es importante tener en cuenta que no es posible describir el comportamiento J teniendo en cuenta solo este factor; es necesario tener en cuenta otros factores más influyentes.

Tabla 1. Resumen de métodos de IP e IPR.

METODO	ECUACION	CARACTERISTICAS
LEY DE DARCY	$J = \frac{q}{\bar{P} - P_{wf}} = \frac{0.007082Kh}{B_o \mu \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + S \right]}$	Flujo radial, liquido homogéneo de poca compresibilidad, yacimiento horizontal uniforme en estado seudo estable, factor de daño a la formación S y $\bar{P}_s \geq P_b$.
	$q = \frac{Kh(\bar{P} - P_{wf})}{162.6\mu_o B_o \left[\log\left(\frac{Kt}{\phi \mu c_t r_w^2}\right) - 3.23 + 0.87S \right]}$	Flujo radial, liquido homogéneo de poca compresibilidad, yacimiento horizontal uniforme en estado transitorio, factor de daño a la formación S y $\bar{P}_s \geq P_b$.
VOGEL	$\frac{q}{q'} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2$	Yacimiento saturado con factor de daño cero. Yacimiento horizontal uniforme en estado seudo estable. Flujo radial, líquido homogéneo.
	$q = q_b + \frac{JP_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]$	Yacimiento subsaturado con factor de daño cero. Yacimiento horizontal uniforme en estado seudo estable. Flujo radial, líquido homogéneo.
	$\frac{q}{q'_{EF=1}} = 1.8(EF) \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0.8(EF)^2 \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_R} \right)$	Yacimiento saturado con factor de daño diferente de cero. Yacimiento horizontal uniforme en estado seudo estable. Flujo radial, líquido homogéneo.

	$q = J(\bar{P}_R - P_b) + \frac{JP_b}{1.8} \left[1.8 \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0.8(EF) \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \right]$	<p>Yacimiento subsaturado con factor de daño diferente de cero. Yacimiento horizontal uniforme en estado pseudo estable. Flujo radial, líquido homogéneo.</p>
<p>FETKOVICH</p>	$q_o = J_{oi}(p_i^2 - p_{wf}^2)$ $J_{oi} = \frac{0.007082kh}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o\beta_o} \right) \frac{1}{2p_i} (p_i^2 - p_{wf}^2)$	<p>Calcular el IPR para pozos de aceite usando el mismo tipo de ecuaciones usadas para analizar pozos de gas. Se desarrolla por medio de pruebas isocrónas y pruebas flow-after-flow.</p>
<p>JONES</p>	$\bar{P} - P_{wf} = Cq + Dq^2$ $C = \left[\ln\left(0.472 \frac{r_e}{r_w}\right) + S \right] \frac{\mu_o B_o}{7.08 * 10^{-3} Kh_p}$ $D = \frac{2.30 * 10^{-14} \beta B_o^2 \rho}{7.08 * 10^{-3} Kh_p}$	<p>Flujo radial y turbulento, líquido homogéneo de poca compresibilidad, yacimiento horizontal uniforme en estado pseudo estable, factor de daño a la formación S.</p>

Fuente: VIZCAINO BUENO, H. L; DORIA CARRASCAL, L. M.

1.2 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

1.2.1 Introducción – generalidades. El fracturamiento hidráulico es una de las técnicas de estimulación más exitosas a nivel mundial, consiste en aplicar presión hidráulica a una roca reservorio hasta que se produce la falla o la fractura de la misma. Después de la rotura de la roca se continúa aplicando presión para extender la fractura más allá del punto de falla. Con esta fractura se crea un canal de flujo de gran tamaño que no solo conecta fracturas naturales sino que produce una gran área de drenaje de fluidos del yacimiento.

Al realizar trabajos de fracturamiento hidráulico en un yacimiento se mejora la capacidad de flujo de los pozos, se logra sobrepasar el daño de formación, se lleva a cabo el control de arenamiento en los mismos y se estimulan pozos, todo con el fin de optimizar la productividad de cada pozo.

Con el fracturamiento hidráulico se han hecho contribuciones significativas a la industria del petróleo y gas por ser el método mas utilizado para incrementar las reservas y tasas de producción de un campo. Desde que está técnica fue introducida por Stanolind (AMOCO) en 1947, alrededor de un millón de tratamientos de fracturas han sido desarrollados y actualmente cerca del 40% de los nuevos pozos perforados son estimulados usando el tratamiento de fracturamiento hidráulico^[13].

La idea de fracturar hidráulicamente una formación para aumentar la tasa de producción de aceite y gas fue concebida por Floyd Farris (miembro de la compañía Stanolind Oil and gas) después de un extensivo estudio de las presiones encontradas en los **squeeze** de cementación para aislar las formaciones que contenían crudo de las que contenían agua.

^[13] ECONOMIDES, Michael; NOLTE, Kenneth G. Reservoir Simulation. Houston, Texas. 1989.

El primer tratamiento experimental desarrollado intencionalmente para fracturar hidráulicamente un pozo y estimular su producción fue llevado a cabo por Stanolind en el pozo Klepper número uno (1) del campo de gas de Hugoton en el condado de Grant, Kansas (USA), en Julio de 1947.

Para esta operación se estimularon cuatro zonas calcáreas entre los 2300 - 2600 pies de profundidad y como fluido fracturante se utilizó gasolina gelificada (NAPALM). Este fluido aunque peligroso e inflamable, resultó ser fácilmente disponible y económico en esa época. Cada tratamiento consistía en el bombeo de 1000 galones de NAPALM seguido de 2000 galones de gasolina con rompedor de gel. A partir de ese momento la cantidad de operaciones creció rápidamente con la consecuente evolución y progreso técnico.

Aunque la idea original del fracturamiento hidráulico no ha cambiado, sí lo han hecho los significativos avances tecnológicos que han sido ejecutados durante más de cuatro décadas desde que se desarrolló el primer tratamiento comercial. Después de los primeros trabajos, el promedio de los tratamientos de fracturas consistían alrededor de 750 galones de fluido y de 400 libras de arena. Hoy en día, el promedio de los tratamientos está alrededor del rango de 43000 galones de fluido con 68000 libras de material de soporte, y grandes tratamientos que exceden un millón de galones de fluido y tres millones de libras de material de soporte. Esto refleja los continuos avances aportados por la industria petrolera en la teoría y en la práctica, la gran variedad de fluidos que están disponibles para todo tipo de situaciones, los equipos mas refinados, los últimos adelantos en informática. Ahora se dispone de modelos de simulación, técnicas de control y evaluación, equipos para el diseño que van transformando la técnica de fracturamiento hidráulico, haciendo que deje de ser un arte para convertirse en una ciencia.

1.2.2 Razones para fracturar^[14]. Durante las diferentes etapas de la vida productiva de un campo petrolero, se llega a observar en los pozos en un alto porcentaje, una disminución de sus potenciales de producción debido a uno o varios de los siguientes factores: pérdida de energía del yacimiento, daños de formación, desconfiguración de las áreas de drenaje, conificación de acuíferos, digitación de acuíferos, avances de la capa de gas, desconfiguración de los modelos de inyección - producción, etc., y es la razón por la cual se debe recurrir al empleo de técnicas, desarrollo de metodologías, implementación de soluciones tecnológicas y análisis del comportamiento de los pozos que permitan generar recomendaciones sobre como optimizar la producción de estos y del campo productor con la mayor probabilidad de éxito. Adicionalmente, durante este proceso se debe generar un balance entre los costos de los trabajos y las ganancias generadas, de tal manera que haga que las recomendaciones sean económicamente rentables para los inversionistas.

El fracturamiento hidráulico, adicionalmente, en campos con crudos asfaltenicos es práctica frecuente realizar tratamientos de estimulación para remover el material orgánico que se precipita en la cara de la formación obstruyendo el flujo de hidrocarburos al pozo productor.

Esta se ha convertido en la técnica de estimulación y completamiento de pozos de gas y petróleo más común en Norteamérica.

A nivel de ECOPETROL se han realizado muy pocos trabajos de fracturamiento hidráulico (menos del cinco por ciento), mientras que a nivel mundial esta tecnología es ampliamente utilizada con cifras cercanas al 90% de los pozos perforados. Lo anterior ha sido debido a que no existía una cultura de fracturamiento, escasa información, bajo conocimiento y confianza en esta tecnología.

^[14] BJ services company S.A. Handbook hydraulic fracturing, 1986.

Los resultados obtenidos en ese entonces, aunque lograron aumentos de producción, no tuvieron la continuidad requerida y los resultados que permitieran maximizar la productividad, la rentabilidad de los campos y la masificación de la tecnología.

Actualmente, se cuenta con una mejor tecnología y metodologías para realizar muy buenos trabajos de fracturamiento hidráulico convencionales y especiales que nos ayudan a solucionar una gama de problemas mucho más amplia (como el problema de control de arenas). La experiencia ha mostrado que las últimas mejoras que han tenido los trabajos de fracturamiento hidráulico como alternativa tecnológica han permitido lograr resultados técnica y económicamente exitosos haciendo que otros campos dirijan su atención e interés hacia esta técnica.

Vale la pena mencionar que una de las conclusiones del primer foro de Fracturamiento Hidráulico en Colombia realizado en el ICP en el año 2005 con la participación de Empresas operadoras y de servicios de Colombia fue: **“TODOS LOS POZOS SON INICIALMENTE CANDIDATOS PARA FRACTURAR, LO IMPORTANTE ES DETERMINAR CUALES NO LO SON”**.

A continuación se listan algunas razones por las cuales el fracturamiento hidráulico se ha convertido en uno de los métodos de estimulación preferidos para incrementar la producción o aumentar la inyektividad de un pozo:

- **Sobrepaso del daño de formación.** Al realizar la fractura hidráulica se mejora la conexión entre el pozo y el yacimiento creando un canal de alta conductividad que permita incrementar la producción (acelerar o incorporar reservas) y mejorar la economía del pozo incrementando su VPN.

- **Arenamiento.** Los últimos avances tecnológicos han permitido desarrollar trabajos de facturamiento hidráulico tipo **Screeless**, cuya función ha sido mejorar la productividad de los pozos y solucionar el problema de control de arenas en los mismos, lo cual se ha cumplido exitosamente.

- **Aumento del régimen de producción.** Asumiendo que un pozo tiene petróleo y gas en una cantidad económicamente atractiva y suficiente presión de yacimiento para fluir hacia las fracturas, la estimulación generalmente incrementa su producción y el retorno de la inversión se hace más rápido, pues las reservas son recuperadas en un breve periodo de tiempo. Los pozos nuevos que son fracturados casi siempre responden en primera instancia con un aumento de la producción de varios cientos de veces superior al ensayo inicial. Los pozos viejos en bombeo generalmente responden con incrementos de 5 a 10 veces en producción donde aún existe adecuada presión de yacimiento. Estos datos no tienen la última palabra, ya que a medida que se introduzcan nuevas técnicas de tratamiento para producir fracturas más extensas y con mayor conductividad, se obtendrán considerables aumentos en la producción.

- **Mejoras en el recobro final.** Los factores que juegan un papel importante en la recuperación final de hidrocarburos, son el económico y el referente al área de drenaje. Gracias al facturamiento hidráulico es posible extender el tiempo antes de llegar al límite económico, lo cual permite que la recuperación final de un pozo sea incrementada. Si no fuera por las técnicas de estimulación de acidificación y fractura, muchos pozos nunca llegarían a ser comercialmente productivos. La eficiencia del drenaje decrece naturalmente con las distancias, es obvio que al extender los canales de flujo en la formación permitirá que más hidrocarburo alcance el borde de pozo.

• **Mejor uso de la energía del yacimiento.** Una pérdida notable de presión en la cara de la formación puede causar la conificación de agua o gas en el borde del pozo. Disminuyendo la presión de la formación a valores permitidos o deseables de producción, las fracturas pueden reducir o eliminar tales problemas y resulta un mejor empleo de la energía del yacimiento. Las formaciones que tienen alta permeabilidad generalmente responden a fracturas anchas, cortas y bien empaquetadas. El factor de control en formaciones de baja permeabilidad es la longitud antes que el ancho de las fracturas, debido a que sí existe un bloqueo de la permeabilidad en el borde del pozo, un pequeño tratamiento de fractura incrementará y extenderá la producción del pozo.

• **Aumento del régimen de inyección.** En algunos yacimientos donde no hay empuje de gas o de agua se requieren pozos inyectoros para mantener la presión del yacimiento y con ello sostener la producción en condiciones económicas viables. En estos yacimientos las fracturas pueden incrementar los valores de inyectividad aumentando la capacidad de cada pozo inyector. Además, en países donde la normatividad ambiental es rigurosa, es usual inyectar a presión a la formación los desperdicios y residuos de aguas pesadas (como las utilizadas en plantas nucleares), residuos químicos y algunas otras sustancias.

1.2.3 Propiedades de las rocas^[15]. La presión necesaria para fracturar está relacionada con el estado de tensiones en la formación. Por lo tanto, las fracturas inducidas hidráulicamente pueden desarrollarse y propagarse en las direcciones del material donde exista menor concentración de tensiones. Esta iniciación y propagación de la fractura, significa que el material está respondiendo de una forma plástica y que cambios irreversibles están ocurriendo en él. No obstante, el comportamiento lineal de la elasticidad es una herramienta útil cuando se estudian

^[15] Ibid., p. 6-27.

fracturas, debido a que el esfuerzo y la deformación pueden ser todavía descritas por la teoría elástica.

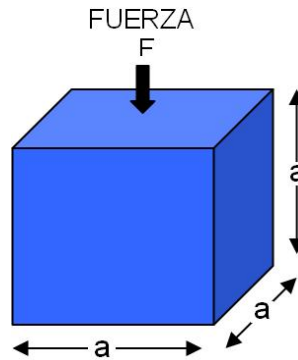
Un material elástico es caracterizado por constantes elásticas que pueden ser determinadas en forma estática o dinámica por cargas experimentales aplicadas. Para un material isotrópico, donde las propiedades son independientes de la dirección, dos constantes son suficientes para describir el comportamiento elástico, estas son las constantes de Young y Poisson, las cuales serán definidas más adelante.

- **Materiales elásticos y plásticos.** Cuando un material es sometido a una fuerza de tensión uniaxial, se produce una deformación en este. Si al retirar la fuerza deformante el material regresa a sus dimensiones originales, se dice que el material ha experimentado una deformación elástica. Si el material es deformado hasta el extremo de que no puede recuperar completamente sus dimensiones originales al retirar la fuerza aplicada, se dice que ha experimentado una deformación plástica. Muchos de los materiales tienen la habilidad de resistir y recuperar su forma debido a deformaciones causadas por fuerzas, por lo que esta habilidad es llamada elasticidad. La elasticidad es el principal fundamento para todos los aspectos de la mecánica de rocas, por lo tanto, podemos decir que las rocas de nuestro interés caen dentro de la clasificación de materiales elásticos.

- **Deformación elástica.** Supongamos que tenemos un material elástico en forma de cubo que es sometido a compresión con una fuerza f , ver figura 20. Para independizar el efecto de f de las variables geométricas del cubo, haremos que esta fuerza se reparta en el área superior de la sección transversal del cubo, induciendo un esfuerzo σ .

$$\sigma = \frac{F}{A} = \frac{F}{a^2} \quad (23)$$

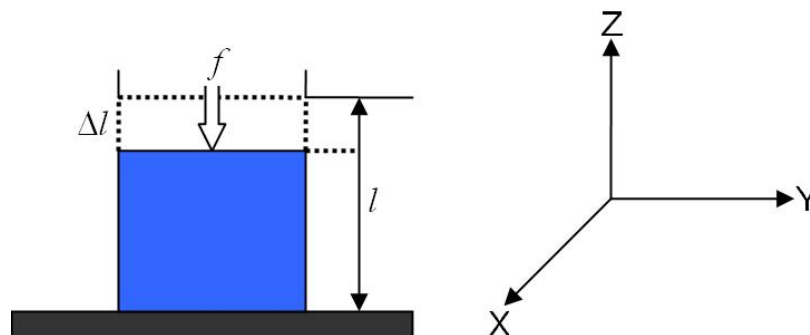
Figura 20. Deformación Elástica.



Fuente: BJ services company S.A. Handbook hydraulic fracturing, 1986.

La fuerza F es compresional pero puede aplicarse una F de tracción y el concepto de σ no cambia, pero a manera de convención para identificar los sentidos se ha acordado que los esfuerzos de compresión sean positivos ($+\sigma$) y los esfuerzos de tracción negativos ($-\sigma$). La aplicación de f en compresión produce una disminución Δl en el tamaño del cubo. Ver figura 21.

Figura 21. Deformación longitudinal del cubo.



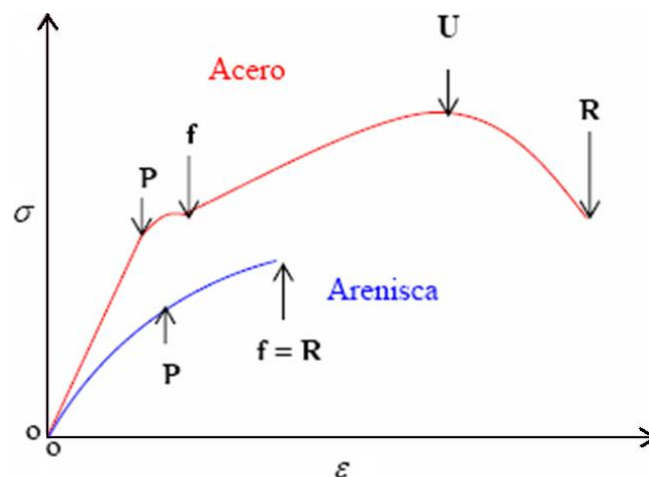
Fuente: BJ services company S.A. Handbook hydraulic fracturing. 1986.

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

$$\varepsilon_z = \frac{\Delta l}{l} \quad (24)$$

El esfuerzo aplicado y la deformación unitaria están relacionados entre sí, a través de diagramas de esfuerzo Vs. deformación obtenidos en pruebas experimentales como se muestra en la figura 22.

Figura 22. Diagrama esfuerzo Vs. deformación.



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

donde,

P: límite de proporcionalidad.

f: límite de fluencia.

U: resistencia máxima.

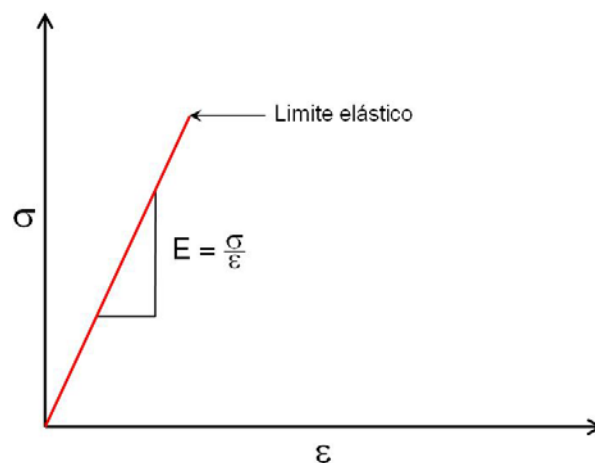
R: límite de ruptura.

En la figura 22 se puede apreciar que al aplicar un esfuerzo axial el material se deforma proporcionalmente (segmento OP) hasta el punto de producirse la ruptura del mismo (punto R). Para la porción recta OP, el material tiene un comportamiento elástico establecido por la siguiente relación:

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon_z} \quad \text{Llamada también Ley de Hooke} \quad (25)$$

Donde E es el módulo elástico o el módulo de Young. Este módulo es un indicador de cuanto se deforma un material cuando se le aplica un esfuerzo. Ver figura 23.

Figura 23. Límite elástico.



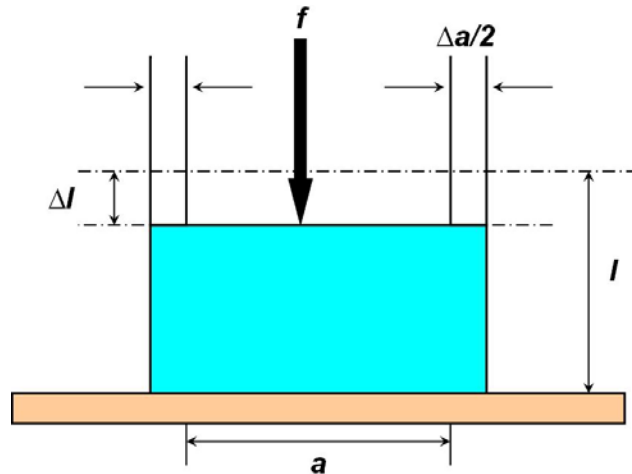
Fuente: SMITH, William. Fundamentos de la ciencia e ingeniería de materiales. 1998.

Valores típicos de E para algunos materiales son:

- Acero = 30×10^6 psi
- Cierta Arenisca = 5×10^6 psi
- Cierta Caliza = 7×10^6 psi

- Deformaciones Transversales. La disminución longitudinal que experimenta el cubo debido a σ , tiende a expandirlo o a dilatarlo como muestra la figura 24.

Figura 24. Deformación transversal.



Fuente: BJ services company S.A. Handbook hydraulic fracturing, 1986.

En la figura 24 se puede notar que se produce una deformación transversal Δa que al relacionarla con el ancho del cubo, se obtiene la relación:

$$\varepsilon_y = \frac{\Delta a}{a} \quad (26)$$

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

$$\nu = \frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_z} \quad (27)$$

Esta proporcionalidad es el módulo de Poisson (ν), indica cuanta deformación transversal provoca cierta deformación axial. Algunos valores típicos del módulo de Poisson se encuentran entre los siguientes rangos:

- Metales = 0,25 - 0,35
- Areniscas y calizas = 0,15 - 0,27
- Esquistos = 0,01 - 0,15
- Arenas inconsolidadas = 0,28 - 0,45

Mediante el módulo de Poisson se puede generalizar la ley de Hooke, suponiendo que el material se encuentra sometido a tres tensiones normales perpendiculares entre sí, σ_x , σ_y , σ_z que a la vez están acompañadas de tres deformaciones, ε_x , ε_y , ε_z respectivamente. Superponiendo las componentes de la deformación originada por la expansión lateral debido al efecto de Poisson a las deformaciones directas, obtenemos el enunciado general de la ley de Hooke.

$$\varepsilon_x = \frac{1}{E} [\sigma_x - \nu(\sigma_y + \sigma_z)] \quad (28)$$

$$\varepsilon_y = \frac{1}{E} [\sigma_y - \nu(\sigma_x + \sigma_z)] \quad (29)$$

$$\varepsilon_z = \frac{1}{E} [\sigma_z - \nu(\sigma_x + \sigma_y)] \quad (30)$$

- Esfuerzo efectivo neto. En su origen, las rocas sedimentarias presentes en una cuenca se fueron depositando progresivamente en distintas épocas. Con el paso del tiempo, aumenta el enterramiento y se producen movimientos de descenso de los estratos.

Este descenso hace que los niveles inferiores se compactan debido a la presión litostática, ya que no hay ningún estrato que se auto soporte. Esta presión litostática o peso de sedimentos se puede llamar sobrecarga o presión de **overburden** (P_{ob}) y puede ser calculada mediante la siguiente ecuación.

$$P_{ob} = [(1 - \phi) \rho_r + \phi \rho] \times D \quad (31)$$

también es:

$$P_{ob} = sv(\text{sobrecarga vertical})$$

donde,

$sv = P_{ob}$: presión de **overburden** ó sobrecarga vertical, psi.

Φ : porosidad de la formación, fracción.

ρ_R : densidad de la roca seca (promedio), lb/ft³.

ρ_F : densidad de los fluidos contenidos en la formación, lb/ft³.

D : profundidad de la formación, ft.

A nivel de la formación hay reacciones que se oponen a la presión de sobrecarga, esto quiere decir, que si la formación está saturada con fluidos a presión los mismos contribuirán a soportar la presión de sobrecarga u **overburden**. De esta manera, debido al peso de **overburden** se formara una reacción ocasionada por la presión de los fluidos y el esfuerzo generado en la roca. Lo anterior nos permite introducir el concepto de tensión efectiva neta.

$$\sigma_v = \sigma_z = P_{ob} - P_p \quad (32)$$

donde,

σ_z : Tensión Efectiva neta vertical.

P_{ob} : Peso o presión de sobrecarga.

P_p : Presión poral de la roca.

La presión poral es una presión hidráulica y σ_z es un esfuerzo mecánico desarrollado en la parte sólida de la roca en respuesta a la presión de **overburden**. De este modo se puede indicar que existe una reducción de la presión que se necesitaría para fracturar la roca, puesto que la presión poral favorece la ruptura.

- Módulo de Poisson efectivo. A nivel de la formación se puede asumir que si $\sigma_y = \sigma_x = \sigma_H$ no existirá la posibilidad de desplazamientos ($\epsilon_x = 0$) horizontales debido a que la roca estará lateralmente en compresión, por lo que la ley de Hooke generalizada toma la forma de:

$$\epsilon_H = \frac{1}{E} [\sigma_H - \nu(\sigma_H + \sigma_V)] \quad (33)$$

finalmente,

$$\sigma_H = \frac{\nu}{1 - \nu} \sigma_V \quad (34)$$

donde,

σ_x : esfuerzo en la dirección del eje X, psi.

σ_y : esfuerzo en la dirección del eje Y, psi.

σ_H : esfuerzo horizontal, psi.

σ_v : esfuerzo vertical, psi.

El término $(\nu/(1-\nu))$ se conoce como el módulo de Poisson efectivo, e indica que el esfuerzo horizontal es originado por el esfuerzo vertical.

- Deformación plástica. En algunos casos se asume que si las rocas tienen un comportamiento plástico, la transferencia de presión litostática a lo largo de los grandes períodos de tiempo geológico sería de tipo hidrostático.

Un caso típico de comportamiento plástico se presenta frecuentemente en los pozos que fueron perforados en mantos salinos. Si en estos pozos el revestimiento no es correctamente cementado, este estará sometido aproximadamente a la presión de **overburden**, lo que tiende a producir problemas operacionales debido a un posible colapso del mismo.

- Presión de extensión de la fractura. Es la presión requerida en el fondo para fracturar la formación. Otros autores la llaman presión de tratamiento en el fondo, BHTP.

$$\text{BHTP} = G_f * \text{TVD} \quad (35)$$

donde,

G_f : gradiente de fractura, psi/ft.

TVD: profundidad total medida, ft.

Esta presión de fractura es la necesaria para mantener abierta y propagar la fractura creada. Como es bien sabido, el gradiente de fractura no es constante durante la producción de un yacimiento, sino que varía a medida que la presión

del yacimiento se modifica. De todas maneras, es práctica generalizada realizar una prueba de inyectividad inmediatamente antes de una operación y verificar el gradiente usado en el diseño con la presión instantánea determinada **in-situ**.

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

$$G_f = \frac{p_{ef}}{D} \quad (36)$$

donde,

G_f : Gradiente de Fractura.

P_{ef} : Presión de extensión de Fractura.

D : Profundidad.

Con las anteriores ecuaciones, se observa que la presión necesaria para fracturar depende de la profundidad, de las propiedades de la roca y de la presión del yacimiento.

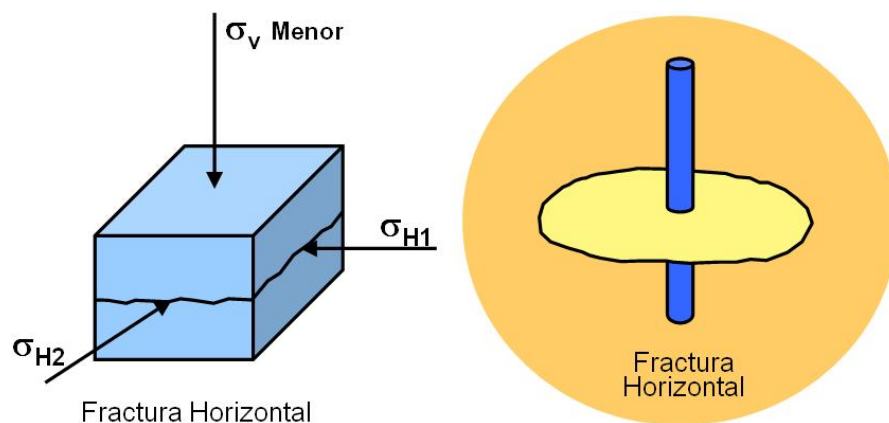
1.2.4 Orientación y forma de la fractura^[16]

- **Orientación de la fractura.** Gran cantidad de experimentos de laboratorio y de campo se han desarrollado estudiando el comportamiento de las fracturas. Entre estos encontramos planteamientos en los cuales expresan que en las regiones donde se presentan fracturas naturales, el esfuerzo más grande es el vertical e igual a la presión efectiva de sobrecarga. Por el contrario, cuando existen fallas

^[16] lbit., p. 27-32.

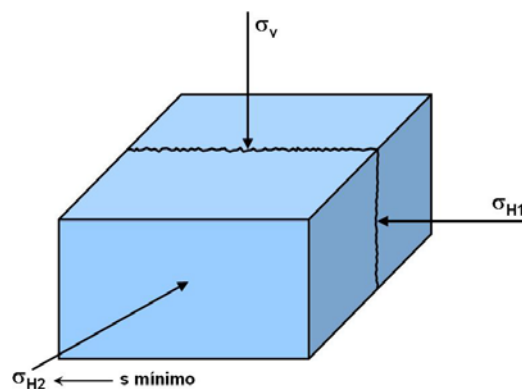
geológicas transversales el mayor esfuerzo es el horizontal. De lo anterior podemos inferir, cuando en una operación de fracturamiento se incrementa la presión de fondo hasta fracturar la roca, el plano a lo largo del cual se inicia la fractura esta en sentido perpendicular al plano del menor esfuerzo principal. Es decir, la fractura es horizontal cuando el esfuerzo vertical es menor que el horizontal, ó la fractura es vertical cuando crece perpendicular al esfuerzo mínimo horizontal. Ver figuras 25 a 27.

Figura 25. Orientación de la fractura horizontal y esquema de la misma.



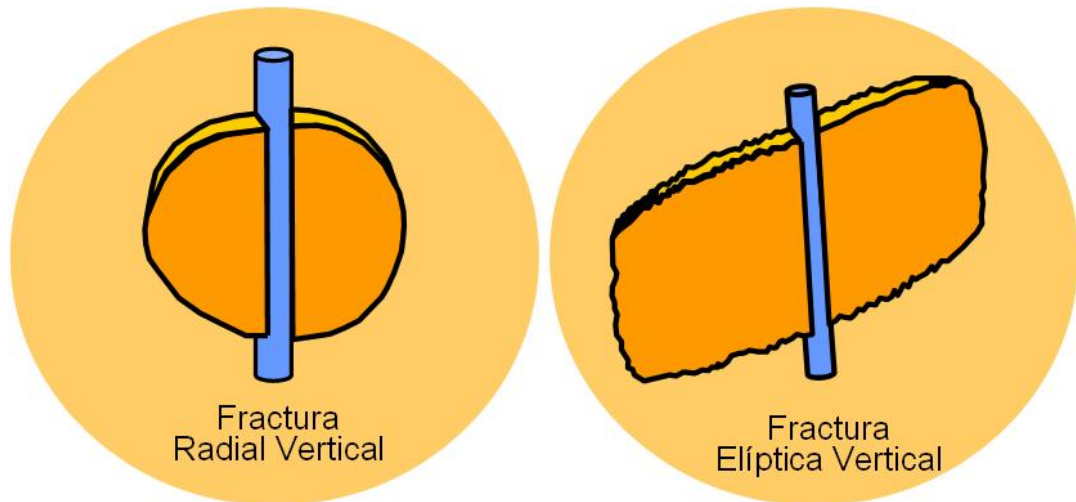
Fuente: Seminario de fracturamiento hidráulico. Bogotá D.C. Febrero 14 -16, 2005.

Figura 26. Orientación de la fractura vertical.



Fuente: Seminario de fracturamiento hidráulico. Bogotá D.C. Febrero 14 -16, 2005.

Figura 27. Esquema de una fractura vertical y una fractura vertical elíptica.

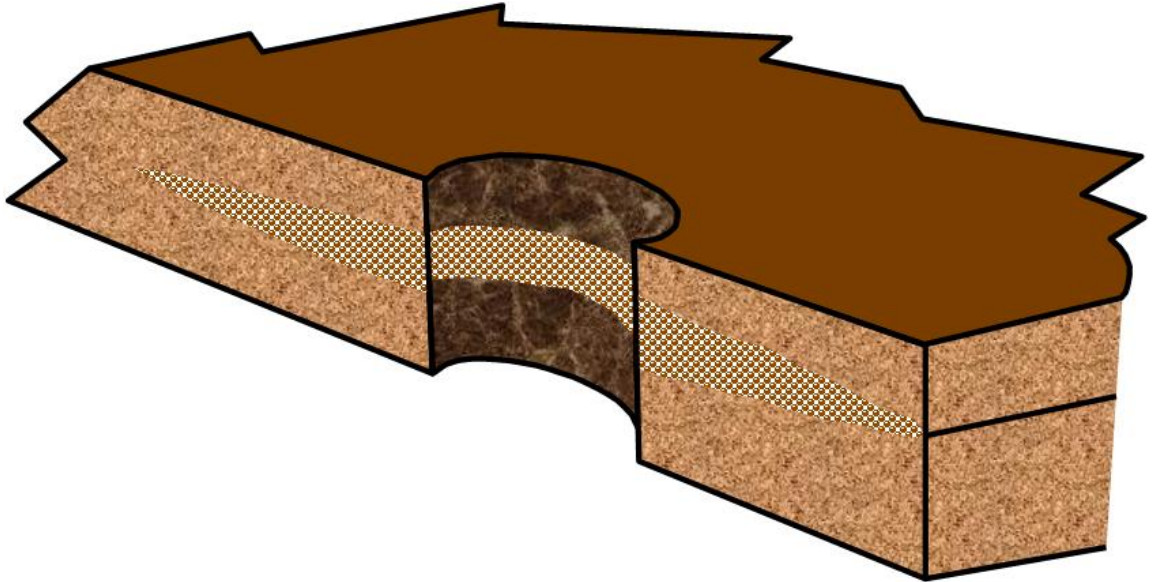


Fuente: Seminario de fracturamiento hidráulico. Bogotá D.C. Febrero 14 -16, 2005.

- **Forma de la fractura.** Experimentalmente se ha comprobado que la forma de la fractura cuando se le permite crecer libremente puede ser horizontal, vertical u oblicua. Con respecto a la propagación en sentido vertical de la fractura, puede ocurrir que existan niveles de la formación que presenten propiedades distintas, produciendo una contención vertical de la fractura. Los aspectos relacionados con el crecimiento vertical o altura de la fractura se verán mas adelante.

Para producir una fractura horizontal en las rocas, la presión mínima se puede calcular asumiendo que existe una capa delgada horizontal y permeable ó también, que existe una fractura natural capaz de liberar fluido a alta presión a una distancia considerable del hueco. Por lo tanto, la presión mínima para generar fracturas horizontales será la presión de **overburden** ($P_{ob} = \sigma_2$). Ver figura 28.

Figura 28. Fractura hidráulica horizontal.



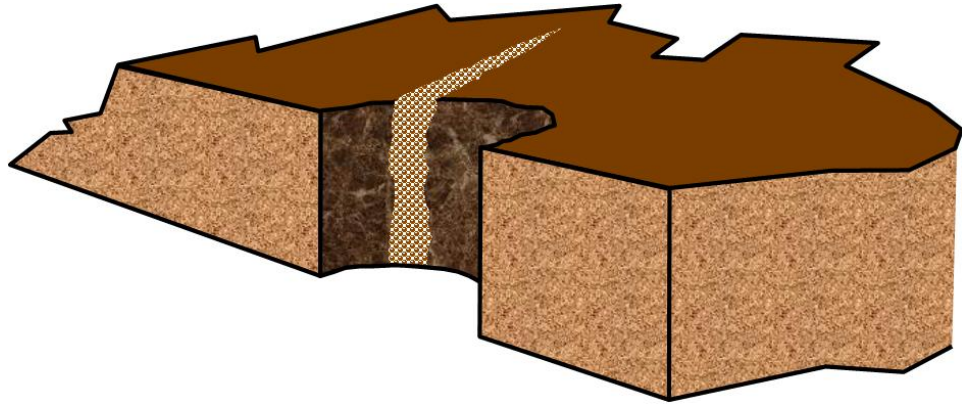
Fuente: BJ company services. Curso de fracturamiento hidráulico. 2005

De ese modo la máxima profundidad a la cual se puede producir una fractura horizontal (excepto en áreas de fuerza de compresión activas) se puede determinar partiendo de la siguiente condición:

$$\left(\frac{2\nu}{1-\nu}\right)\sigma_z + s_t > \sigma_z \quad (37)$$

donde el término $\left(\frac{2\nu}{1-\nu}\right)\sigma_z + s_t$ es la presión para iniciar la fractura vertical y σ_z es la presión para iniciar la fractura horizontal.

Figura 29. Fractura hidráulica vertical.

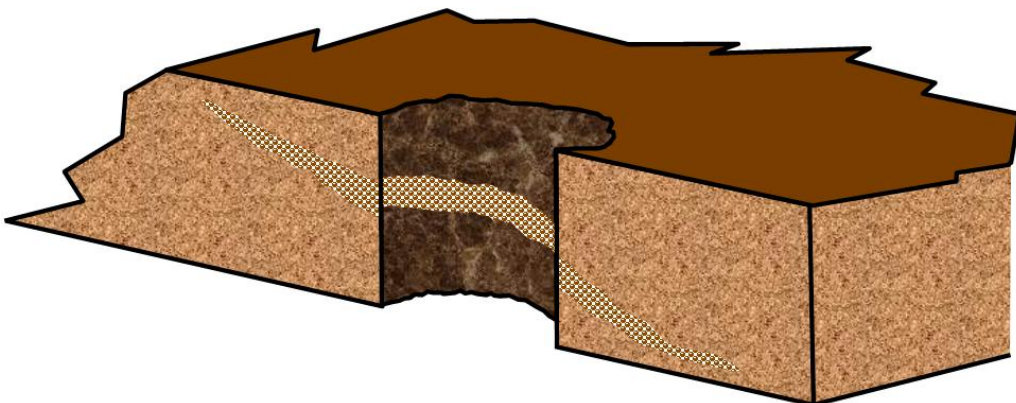


Fuente: BJ company services. Curso de fracturamiento hidráulico. 2005

Algunas veces las fracturas horizontales son estudiadas como verticales debido a la facilidad de sus cálculos, lo que no es muy exacto. Gubert Wills usando su análisis de confinamiento de las rocas en la zona elástica, estudiaron el caso de fracturas oblicuas. Estas fracturas se caracterizan porque su orientación forma un ángulo ϕ con la horizontal. La expresión desarrollada por Hubbert y Wills es:

$$\sigma = \left(\frac{\sigma_z + \sigma_H}{2} \right) + \left(\frac{\sigma_z - \sigma_H}{2} \right) * \text{Cos}(2\phi) \quad (38)$$

Figura 30. Fractura hidráulica oblicua.



Fuente: BJ company services. Curso de fracturamiento hidráulico. 2005

1.2.5 Geometría y modelos de propagación de fractura. La geometría y dimensiones de la fractura creada en condiciones dinámicas, es decir mientras se bombea es uno de los problemas mas complejos que se presentan durante la realización de un fracturamiento hidráulico.

Intervienen factores de diversa índole, como lo son:

- Propiedades Mecánicas de la formación.
- Caudal de Inyección.
- Volumen de fluido inyectado.
- Propiedades del fluido de tratamiento.
- Perdida de fluido.

Como una manera de acercarse con criterios técnicos a esa realidad compleja, es preciso elaborar modelos matemáticos con numerosas simplificaciones y suposiciones. En el caso del fracturamiento hidráulico, resulta difícil evaluar la fidelidad con que esos modelos describen la realidad por carecerse de medios para hacer comprobaciones directas. Actualmente se está realizando un esfuerzo considerable en el desarrollo de técnicas que permiten indirectamente y eventualmente corregir los modelos propuestos.

- **Filtrado del fluido de fractura.** La perdida de fluido hacia el seno de la formación es de importancia decisiva en el volumen que alcanza la fractura creada ó en el conjunto de sus dimensiones. Se ha postulado que la velocidad de filtrado del fluido es producto de la diferencia de presión actuando como fuerza impulsora sobre tres resistencias. Estas resistencias son la compresibilidad del fluido del yacimiento, la invasión de la formación por el fluido viscoso y la eventual formación de un revoque en las paredes de la fractura (con aditivos o residuos sólidos).

- Compresibilidad del fluido del yacimiento. La velocidad de filtración V_F cuando actúa el fluido del yacimiento como único factor controlador disminuye con la raíz cuadrada del tiempo.

$$V_F = \frac{C_{II}}{\sqrt{t}} \quad (39)$$

El coeficiente del fluido del yacimiento C_{II} ($\text{ft}/\text{min}^{0.5}$) depende de la diferencia de presión ΔP (presión de fractura menos la de yacimiento, psi), porosidad Φ (fracción) y permeabilidad K (mD) del yacimiento, además de la viscosidad μ_r (cP) y compresibilidad C_r (psi) del fluido del yacimiento.

$$C_{II} = 1.18 * 10^{-3} \Delta P \sqrt{\frac{\Phi K C_r}{\mu_r}} \quad (40)$$

- Invasión de la formación por el fluido de fractura. La variación de la velocidad de filtración es similar al caso anterior.

$$V_F = \frac{C_I}{\sqrt{t}} \quad (41)$$

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

$$C_I = 1.48 * 10^{-3} \sqrt{\frac{\Phi K \Delta P}{\mu}} \quad (42)$$

donde,

V_F : velocidad de filtrado, ft/min.

Evidencias experimentales muestran que las espumas tienen comportamientos distintos y el coeficiente C_i depende principalmente de la permeabilidad.

- **Modelos de propagación de fractura.** Los modelos en 2D han sido utilizados para contribuir en el diseño de tratamientos de estimulación por fracturamiento desde hace muchos años. Los modelos en 2D más utilizados son los de Khristianovic y Zeltov con posteriores contribuciones de Geertsma y de Klerk (1969; modelo KGD), y el modelo Perkins y Kern (1961) modificado posteriormente por Nordgren (1972; modelo PKN). Estos modelos resultan satisfactorios para varias aplicaciones, pero no siempre pronostican en forma adecuada la respuesta de presión de superficie observada durante el tratamiento de fracturamiento. Cuando esto ocurre, es común deducir que la geometría de la fractura no se ajusta a la planificada. Esta sería entonces la razón por la que algunos tratamientos de estimulación no dieron los resultados esperados.

Los modelos en 2D difieren considerablemente en la forma de cálculo del crecimiento y volumen de la fractura.

En el modelo KGD, la geometría de la fractura tiene una altura uniforme y constante, y una sección transversal rectangular. Este modelo es utilizado cuando la relación entre la longitud y la altura de la fractura es generalmente menor que 1,5. El modelo KGD es común que describa longitudes de fracturas más cortas y mayores anchos sobre la pared del hueco que el modelo PKN.

Estos modelos y otros similares en 2D, no requieren una definición rigurosa de las propiedades mecánicas de la formación, asumen que la altura de fractura (o la relación con la longitud) es conocida.

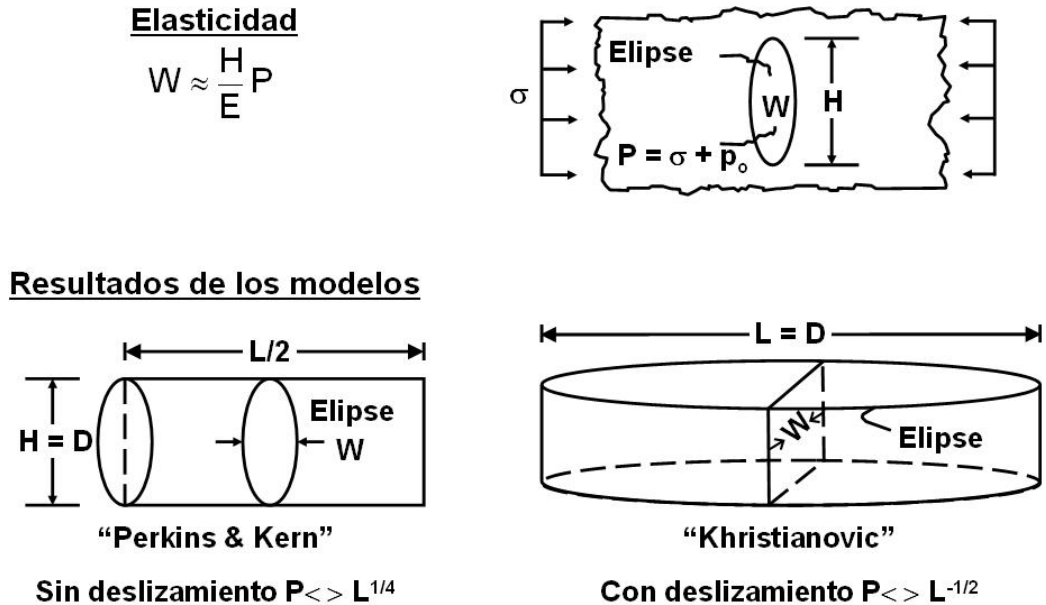
Algunas de las limitaciones de los modelos 2D son:

- Asumen alturas no reales (resultando predicciones de fracturas de longitud mayor y menor ancho).
- Una dimensión para el transporte de material de soporte (principalmente largas longitudes empacadas en la zona productiva).
- La presión neta de fractura modelada es muy diferente de la medida.
- El uso de los modelos tridimensionales (3D) o pseudo tridimensionales (P3D) ya son comunes en la industria. Estos modelos se consideran generalmente más precisos, dado que simulan en forma más rigurosa el crecimiento de las fracturas.

Estos modelos requieren como datos de entrada, valores precisos de las propiedades mecánicas de la roca (Relación Poisson y el Módulo de Elasticidad de Young). La diferencia de la relación de Poisson entre las diferentes zonas influye en el crecimiento de la altura de la fractura y el valor del módulo de elasticidad de Young influye en el desarrollo del ancho de la fractura.

- Teoría de elasticidad. Una solución clásica de la teoría de elasticidad predice que para una tabla actuando como un material elástico e infinito en un plano recto (deformación restringida entre planos paralelos de la tabla) con una abertura presurizada a través de la tabla, esta se deformará en forma de una elipse. La elipse tendrá su eje mayor igual a la longitud media de la abertura y su eje menor proporcional a la presión y longitud de la abertura, e inversamente proporcional a su módulo elástico como se puede ver en la parte superior de la figura 31.

Figura 31. Geometría de la fractura según la teoría de elasticidad.



Fuente: BJ company services. Seminario de geometría y modelos de propagación de fractura. 2005.

Esta solución elástica fue aplicada al fracturamiento hidráulico, pero en diferentes direcciones como se ve en la parte inferior de la figura 31. Como vemos, la elipse en el modelo de Perkins es vertical mientras que la elipse en el modelo de Khristianovic es horizontal. Como resultado, el debate ha sido continuo durante los últimos 40 años con el fin de saber que es correcto. Este debate es más que algo académico, desde que los dos modelos predicen significativamente diferentes volúmenes de fluido para alcanzar una longitud de fractura deseada.

La selección de uno u otro tipo de modelo tiene importancia, ya que sus resultados arrojan diferencias notables en las estimaciones de incremento de productividad, condiciones operativas (arenamientos), etc. Un examen de las principales hipótesis y resultados de estos modelos, ofrece una comprensión más profunda de los mecanismos involucrados en un tratamiento y la incidencia relativa de los diversos factores que juegan en el diseño y la operación.

- Modelo de Perkins – Kern (PK). El modelo de Perkins-Kern asume que no hay deslizamiento entre los planos que confinan la altura de la fractura; por lo tanto, el ancho de la fractura varía elípticamente con la altura. Este modelo combino en el análisis la mecánica de fluidos, la rotura de los materiales frágiles y la teoría de elasticidad de las rocas, concluyendo que para una formación determinada, el ancho esta controlado por la caída de presión a lo largo de la fractura.

Al descuidar la variación de la presión a lo largo de la coordenada vertical, la presión neta P_n (presión del fluido en la fractura menos la presión de cierre de la formación) es considerada como una función de la coordenada lateral x , lo que genera que la constante de presión vertical a una situación lateral dada, de lugar a una sección elíptica. La ecuación 43 muestra el ancho máximo w_o de la elipse formada por el modelo PK.

$$w_o = \frac{2 * h_f * P_n}{E} \quad (43)$$

Perkins y Kern (1961) postularon que la presión neta es cero en la punta de la fractura, y aproximaron una velocidad lineal promedio del fluido en cualquier posición de la fractura; basada en la tasa de inyección a un ala de la fractura dividida por el área de la sección transversal de la misma. Ellos obtuvieron la ecuación de las pérdidas de presión en la fractura mediante la siguiente ecuación:

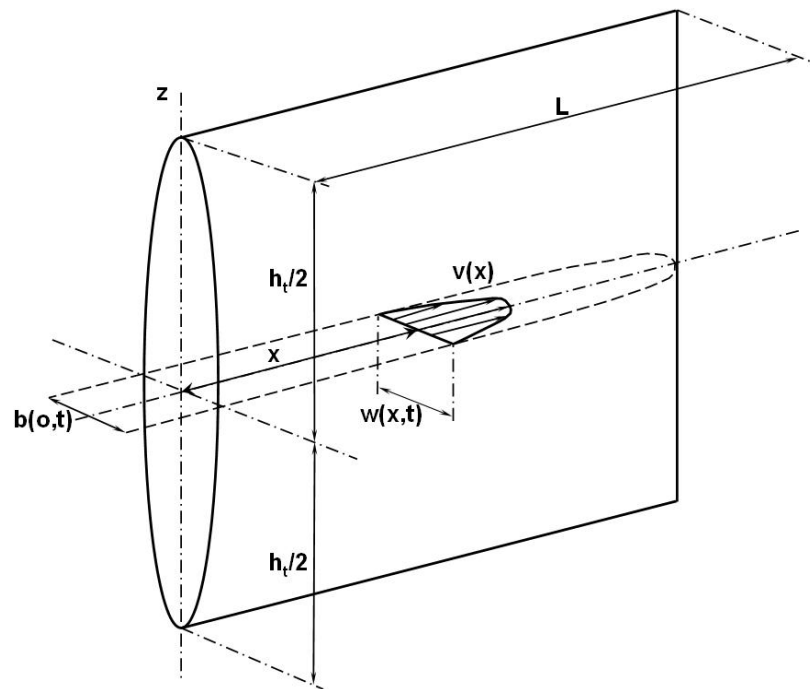
$$\frac{dP_n}{d_x} = \frac{4 * \mu * q_i}{\pi * w_o * h_f} \quad (44)$$

Combinando la ecuación 43 y 44 e integrando la derivada parcial con la condición mínima de presión neta igual a cero en la punta de la fractura, estos autores obtuvieron la siguiente relación para el perfil de ancho en la fractura:

$$w_o(x) = w_{w,o} * \left(1 - \frac{x}{x_f}\right)^{1/4} \quad (45)$$

Donde el ancho máximo de la elipse en la pared del pozo (Ver figura 32) está dado por:

Figura 32. Geometría de la fractura según Perkins-Kern (PK).



Fuente: BJ services company S.A. Handbook hydraulic fracturing. 1986.

$$w_o = 9.15^{\frac{1}{2n+2}} x 3.98^{\frac{n}{2n+2}} \left[\frac{1+2.14n}{n} \right]^{\frac{n}{2n+2}} k^{\frac{1}{2n+2}} \left(\frac{q_i^n h_f^{1-n} x_f}{E} \right)^{\frac{1}{2n+2}} \quad (46)$$

Para n igual a la unidad y asimilando el índice de consistencia del fluido K a la viscosidad μ , la ecuación se convierte en:

$$w_o = 3.57 * \left(\frac{\mu * q_i * x_f}{E} \right)^{1/4} \quad (47)$$

En realidad, la tasa de flujo dentro la fractura es menor que la tasa de inyección, no solo por el filtrado de fluido de fractura, sino también porque el incremento del ancho con el tiempo “consume” otra parte del fluido inyectado. De hecho, lo que es más constante a lo largo de la coordenada lateral x a un instante de tiempo dado, no es la tasa de flujo, sino la velocidad de flujo. Sin embargo, repitiendo la derivación de Perkins y Kern con una asunción de velocidad de flujo constante, se obtendrá muy poco efecto en los resultados finales.

La ecuación 31 es la ecuación de ancho de Perkins y Kern. Esta muestra el efecto de la tasa de inyección, viscosidad y módulo de elasticidad sobre el ancho de fractura, una vez alcanzada la longitud de la fractura. Conocido el ancho máximo de la fractura en la pared del pozo se puede calcular el ancho promedio al multiplicar este por un factor de forma γ :

$$\bar{w} = \gamma * w_o \quad (48)$$

donde,

$$\gamma = \frac{\pi}{4} * \frac{4}{5} = \frac{\pi}{5} = 0.628$$

El factor de forma contiene dos elementos. El primero es $\pi/4$, el cual toma en cuenta que la forma vertical es una elipse. El segundo elemento es $4/5$, el cual tiene en cuenta la variación lateral en el ancho máximo.

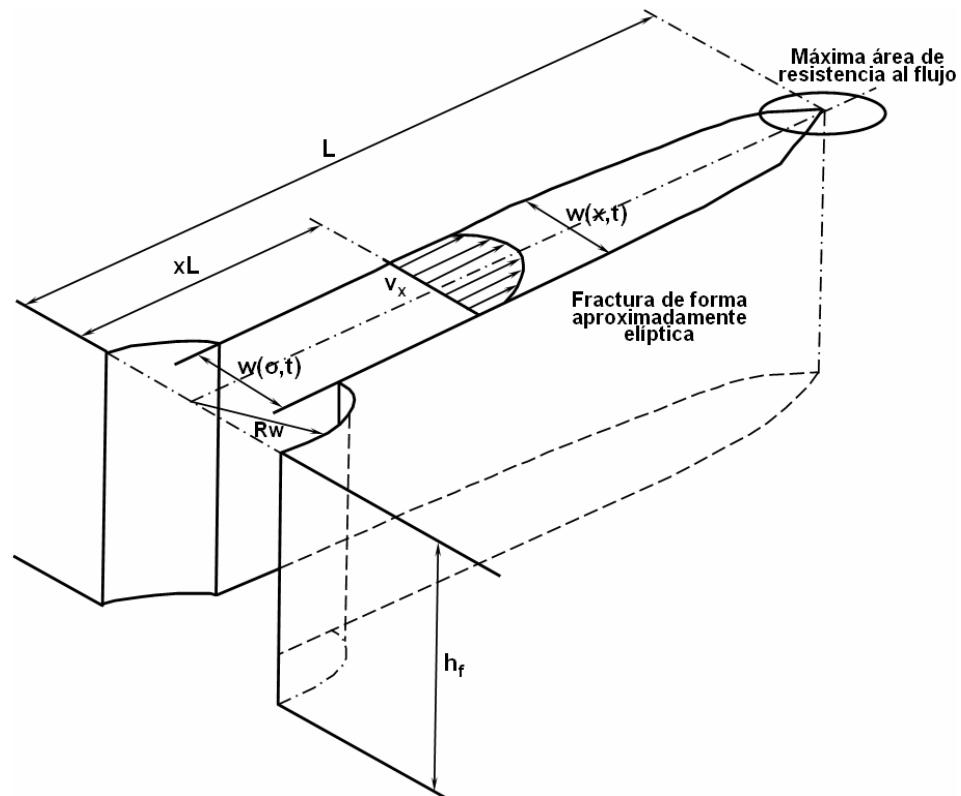
En la industria del petróleo, una versión de la 46 con una ligera variación en la constante es usada con más frecuencia y es referida como la ecuación de ancho de Perkins-Kern-Nordgren (PKN), (Nordgren, 1972):

$$w_o = 3.27 * \left(\frac{\mu * q_i * X_f}{E} \right)^{1/4} \quad (49)$$

Perkins y Kern desarrollaron las siguientes hipótesis simplificadoras para derivar tales ecuaciones:

- La geometría de secciones transversales de la fractura es esencialmente elíptica. Esto significa que en el caso de fracturas verticales no hay deslizamiento entre el estrato productivo y los estratos superior e inferior que limitan el desarrollo vertical de la fractura.
 - La formación es homogénea e isotrópica. Esta hipótesis es muy común en diversos modelos e implica una severa limitación puesto que las formaciones reales distan de satisfacerlas. Posiblemente las areniscas constituyen el tipo más aproximado. En otra clase de formaciones (calcáreos fisurados naturalmente, por ejemplo) la aplicación de estos modelos es cuestionables.
 - El filtrado tiene poco efecto en el ancho, en consecuencia no se tiene en cuenta la pérdida de fluido.
-
- Modelo de Khristianovic -Zhel'tov-Geertsma-de Klerk (KGD). El primer modelo de fracturamiento hidráulico elaborado por Khristianovic y Zeltov (1955), plantea que el ancho de la fractura no varía con la altura de la fractura. Es decir, la fractura tiene secciones transversales rectangulares y puede haber deslizamiento entre los estratos de los planos horizontales que la confinan. De esta manera, la sección transversal de la fractura es rectangular y se conserva la forma elíptica para la variación del ancho según la longitud. El modelo se representa en la figura 33.

Figura 33. Geometría de la fractura según Khristianovic - Zheltov-Geertsma-de Klerk (KGD).



Fuente: BJ Services Company S.A. Handbook Hydraulic Fracturing, 1986.

Geertsma y de Klerk (1969) aceptaron tales suposiciones, debido a que la teoría de elasticidad establece para el ancho de la fractura una relación similar a la usada por Perkins y Kern, pero con la longitud de la fractura sustituida en la altura de la misma.

La ecuación modificada es la llamada KGD y es igual a:

$$w_o = \left(\frac{336}{\pi} \right)^{1/4} * \left(\frac{\mu * q_i * x_f^2}{E * h_f} \right)^{1/4} = 3.22 * \left(\frac{\mu * q_i * x_f^2}{E * h_f} \right)^{1/4} \quad (50)$$

En este caso, el factor de forma relaciona el ancho promedio w con el ancho en la cara del pozo w_o , y no tiene ninguna componente vertical. Entonces, debido a la forma horizontal elíptica de la fractura, se obtiene:

$$w_o = \gamma * w \quad (51)$$

$$\gamma = \frac{\pi}{4} = 0.785$$

Geertsma y de Klerk desarrollaron estas expresiones teniendo en cuenta las siguientes suposiciones, que en parte son coincidentes con las de Perkins y Kern:

- La formación es homogénea e isotrópica.
- La velocidad de filtrado es inversamente proporcional a la raíz cuadrada del tiempo.
- El volumen de “**Spurt Loss**” se pierde instantáneamente a medida que crece el área de la fractura.
- El fluido de fractura es newtoniano.
- El régimen de flujo es laminar.

Para fracturas cortas donde $2 * x_f < h_f$, la geometría de KGD es la más apropiada y para fracturas largas donde $2 * x_f > h_f$, la geometría recomendada es la de PKN. Interesantemente, para el caso especial cuando la longitud total de la fractura y la altura son equivalentes, con las dos ecuaciones se obtienen básicamente el mismo ancho promedio y el mismo volumen de fractura.

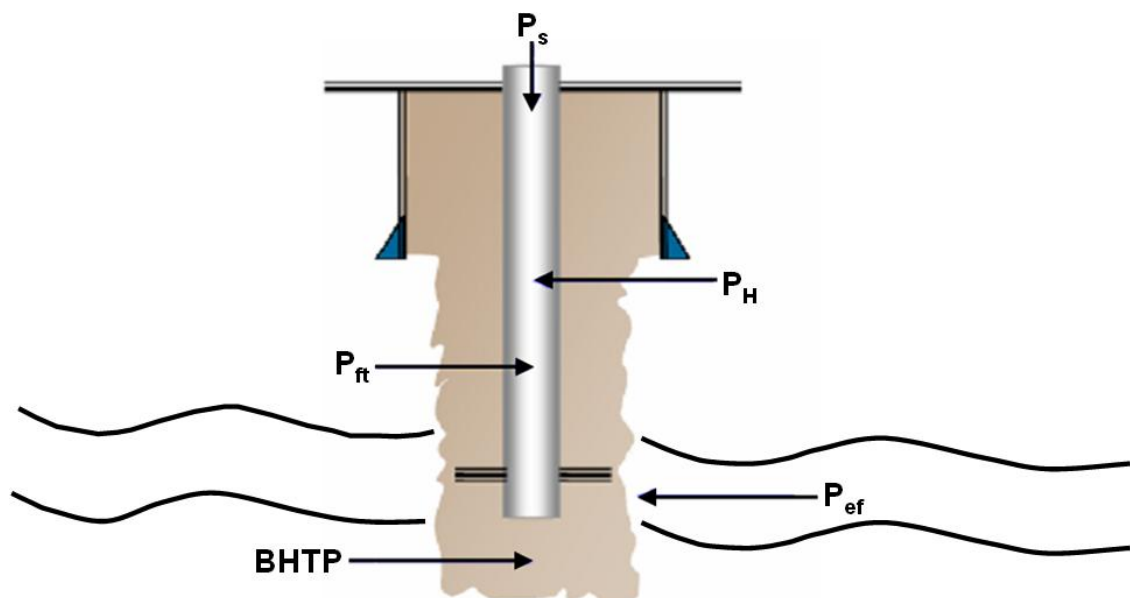
1.2.6 Modelos para el cálculo de tratamientos. En una operación de fracturamiento hidráulico el éxito depende en gran parte de un buen diseño

hidráulico sin dejar de pensar que esto adicionalmente implica un beneficio económico. El objetivo del cálculo de la hidráulica del fracturamiento es hallar la presión requerida en superficie para llevar a cabo el tratamiento de una zona.

- Presión de tratamiento y potencia hidráulica. La presión de tratamiento y la potencia Hidráulica necesaria son de importancia directa en aspectos operativos y los costos asociados, ya que de su correcta estimación depende el diseño del Fracturamiento Hidráulico.

Al revisar la figura 33 permite apreciar que la presión de tratamiento en superficie P_s , está determinada por la presión necesaria para extender la fractura, P_{ef} , la fricción desarrollada en las tuberías P_{ft} , la fricción desarrollada en las perforaciones P_{perf} y la presión hidrostática P_H .

Figura 34. Presiones involucradas en la hidráulica.



Fuente: Seminario de fracturamiento hidráulico. Bogotá D.C. Febrero 14 -16, 2005

La presión requerida en superficie está dada por la siguiente ecuación:

$$P_s = P_{ef} + P_{ft} + P_{perf} - P_h \quad (52)$$

Esta es la presión en superficie cuando se está bombeando la mezcla de fluido fracturante con material de soporte y es colocada por los equipos disponibles en superficie.

• **Perdidas de presión a través de las perforaciones.** Las pérdidas de presión a través de las perforaciones básicamente corresponden a disipación de energía cinética, de modo que influye la densidad del fluido, el caudal, el diámetro y número de las perforaciones. Aunque un buen diseño hidráulico procura tener el mínimo de pérdidas de presión a través de las perforaciones y por lo tanto en la literatura se considera a veces despreciables, no siempre ocurre esto, siendo necesario calcularlas de la siguiente forma:

$$P_{perf} = \frac{\rho_m}{8090} * \left(\frac{Q}{A_\tau} \right)^2 \quad (53)$$

$$A_\tau = \frac{\pi * d_{perf} * N_{perf}}{4} \quad (54)$$

donde,

P_{perf} : pérdidas de presión a través de las perforaciones, psi.

Q: caudal total, gal/min.

ρ_m : densidad de la mezcla, lb/gal.

A_x : área total de las perforaciones, in².

d_{perf} : diámetro de las perforaciones, in.

N_{perf} : número de perforaciones, adimensional.

• **Presión hidrostática.** La estimación de la presión hidrostática no ofrece mayores dificultades con los fluidos convencionales, puesto que solo depende de la densidad y la profundidad.

$$P_h = 0.052 * \rho_m * \text{TDV} \quad (55)$$

donde,

ρ_m : densidad de la mezcla, lb/gal.

TVD: profundidad total medida, ft.

Es importante tener en cuenta que la situación es distinta cuando se utilizan espumas. Por tratarse de fluidos muy compresibles, la densidad de las espumas depende de la temperatura y principalmente de la presión, es decir, la densidad de una espuma dentro de la sarta de tratamiento varía con la profundidad.

• **Perdidas de presión en la tubería.** El cálculo de las pérdidas de presión por fricción desarrollada en las tuberías es algo más complejo y está sujeto a mayores márgenes de error. Hay muchos métodos para calcular las pérdidas de presión para fluidos gelificados, espumas y otros de comportamiento no newtoniano; como es el método de Fanning. Otra alternativa confiable y práctica consiste en utilizar el método teórico de Seyer y Metzner, el cual dispone de curvas con datos de viscosímetros de tubo extrapolados a diversos caudales y diámetros usuales. También la norma **API RP-3923** describe un método (Bowen-Malton) que utiliza un

viscosímetro especial, el método de Babcock debido a la fácil manipulación de sus correlaciones y por ser uno de los más utilizados en la industria, no despreciando el método de Fanning. Este método utiliza el criterio de la velocidad crítica para determinar el régimen de flujo. Dependiendo de la manera por donde se va a bombear el fluido de fractura, sea por anular, **casing** ó **tubing**; el cálculo de las pérdidas por fricción total en las tuberías según Babcock se estiman mediante las siguientes condiciones:

Sí $V_{crít} > V_{prom} \Rightarrow$ Régimen laminar.

Sí $V_{crít} < V_{prom} \Rightarrow$ Régimen turbulento.

- Circulación a través del tubing ó casing.

$$V_{prom} = \frac{24.5 * Q}{d_{int}^2} \quad (56)$$

$$V_{crít} = 1.969 \left[\frac{5 * (3470 - 1370 * n) * k'}{\rho_m} \right]^{\frac{1}{2-n}} * \left[\frac{3 * n + 1}{1.27 * d_{int} * n} \right]^{\frac{n}{2-n}} \quad (57)$$

Para flujo laminar

$$P_{ft} = \left(\frac{k' * L}{300 * d_{int}} \right) * \left(\frac{0.4 - V_{ptom}}{d_{int}} * \frac{3 * n + 1}{n} \right)^n \quad (58)$$

Para flujo turbulento

$$P_{ft} = \left(\frac{(\log n + 2.5) \rho_m * V_{prom} * L}{4645029 * d_{int}} \right) * \left(\frac{19.36 * k' * \left(\frac{0.4 - V_{prom}}{d_{int}} * \frac{3 * n + 1}{n} \right)^n}{\rho_m * V_{prom}^2} \right)^{\frac{1.4 - \log n}{7}} \quad (59)$$

- Circulación a través del espacio anular

$$V_{\text{prom}} = \frac{24.5 * Q}{d_{\text{int}_c}^2 - d_{\text{ext}_t}^2} \quad (60)$$

$$V_{\text{crit}} = 1.969 * \left[\left(\frac{4.08 * (3470 - 1370 * n) * k'}{\rho_m} \right) \right]^{\frac{1}{2-n}} * \left[\left(\frac{2 * n + 1}{0.64 * (d_{\text{int}_c} - d_{\text{ext}_t}) * n} \right) \right]^{\frac{n}{2-n}} \quad (61)$$

Para flujo laminar

$$P_{\text{ft}_A} = \left(\frac{k' * L}{300 * (d_{\text{int}_c} - d_{\text{ext}_T})} \right) * \left[\left(\frac{0.8 * V_{\text{prom}}}{d_{\text{int}_c} - d_{\text{ext}_T}} * \frac{2 * n + 1}{n} \right) \right] \quad (62)$$

Para flujo turbulento

$$P_{\text{ft}_A} = \left[\left(\frac{(\log n + 2.5) * \rho_m * V_{\text{prom}}^2 * L}{3792669 * (d_{\text{int}_c} - d_{\text{ext}_T})} \right) * \left(\frac{15.81 * k' * \left(\frac{0.8 * V_{\text{prom}}}{d_{\text{int}_c} - d_{\text{ext}_T}} * \frac{2 * n + 1}{n} \right)^n}{\rho_m * V_{\text{prom}}^2} \right) \right]^{\frac{1.4 - \log n}{7}} \quad (63)$$

donde,

P_{ft} : pérdidas de presión por fricción en el **tubing** o en el **casing**, psi.

P_{ft_A} : pérdidas de presión por fricción en el anular, psi.

V_{prom} : velocidad promedio, ft/min.

V_{crit} : velocidad crítica, ft/min.

L: longitud de la tubería, ft.

Q: caudal total, gal/min.

d_{int} : diámetro interno del **casing** o **tubing**, in.

d_{intC} : diámetro interno del **casing**, in.

d_{extT} : diámetro externo del **tubing**, in.

n: índice de comportamiento del fluido, adimensional.

k' : índice de consistencia del fluido, (lbf.segⁿ/100ft²).

ρ_m : densidad de la mezcla, lb/ft³.

- **Potencia hidráulica.** Este es un componente muy importante en la operación del fracturamiento debido a que proporciona el caballaje necesario para lograr las presiones en superficie.

$$HHP = 0.000583 * P_s * Q \quad (64)$$

donde,

HHP es la potencia hidráulica aplicada, hhp.

Además de la máxima presión disponible en las bombas, existe un factor de diseño muy importante como es la presión de colapso del **casing**. Es decir, cuando se está realizando el tratamiento pueden existir problemas mecánicos y daños en el revestimiento. De ese modo, se habla mucho de la necesidad de presurizar el anular cuando hay comunicación por detrás del **casing**, en ese caso se tiene que cumplir la siguiente condición mínima:

$$BHTP \ll \frac{p_c}{1.2} + P_{HA} \quad (65)$$

$$P_{HA} = 0.052 * \rho_{fp} * TVD \quad (66)$$

Sí la condición se cumple, entonces “No es necesario presurizar” el anular. Sí no se cumple tal condición se debe presionar el anular con una presión que sea equivalente a:

$$P_{SA} = BHTP - P_{HA} - \frac{P_c}{1.2} \quad (67)$$

donde,

P_{SA} : presión para presurizar el anular, psi.

P_c : presión de colapso, psi.

P_{HA} : presión hidrostática en el anular, psi.

ρ_{fp} : densidad del fluido de presurización, lb/gal.

1.2.7 Transporte del material de soporte. El incremento de productividad generado por un fracturamiento hidráulico depende de los nuevos canales que el agente de soporte de elevada permeabilidad deja abiertos al flujo luego de que la grieta se ha cerrado. En todas las secciones donde no hay material de soporte la fractura termina cerrándose y no responde sustancialmente a la estimulación. Por lo tanto, resulta interesante determinar cómo y dónde se distribuye el material de soporte, lo que hace necesario conocer cuáles son los mecanismos que gobiernan su transporte.

• **Mecanismos básicos de transporte.** Los materiales de soporte se mueven según dos componentes principales de velocidad, la componente horizontal y

vertical. La componente horizontal es producto del arrastre del fluido moviéndose hacia los extremos de la fractura. La velocidad horizontal coincide aproximadamente con la velocidad del fluido, salvo que la densidad y viscosidad sean reducidas. La componente vertical es producto de la gravedad, la partícula se sedimenta hasta alcanzar rápidamente una velocidad terminal cuando la fuerza de gravedad es equilibrada por el arrastre debido al movimiento del grano en el seno del fluido.

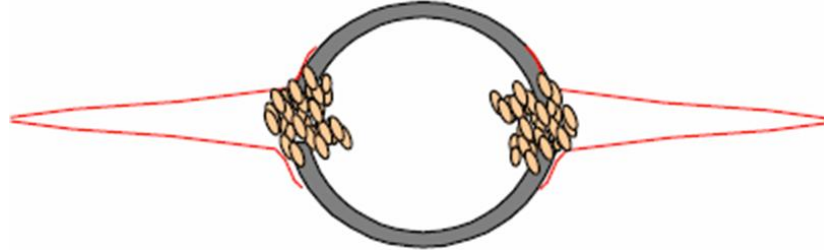
La acumulación de partículas en el fondo de la fractura se traduce en la formación de un banco de material de soporte que continuará creciendo durante el tratamiento.

1.2.8 Arenamientos: uso del colchón ó pad. El análisis del problema en el transporte del material de soporte lleva a considerar finalmente la posibilidad de que durante la ejecución del trabajo se produzca un arenamiento, que se define como la acumulación del material de soporte en algún punto inmovilizando el paso e impidiendo el desarrollo de la fractura.

Al preguntar ¿cómo se origina el arenamiento? Existen dos fenómenos básicos distintos que pueden iniciar un arenamiento: ancho de la fractura insuficiente o excesiva concentración de material de soporte.

- **Ancho de la fractura insuficiente.** Para poder ingresar a la fractura los granos del material de soporte deben encontrar una separación entre las paredes (ancho de la fractura) suficientemente grande para que no se “atasquen” en la pared del pozo, bloqueen la grieta iniciada y detengan la operación. Ver figura 35.

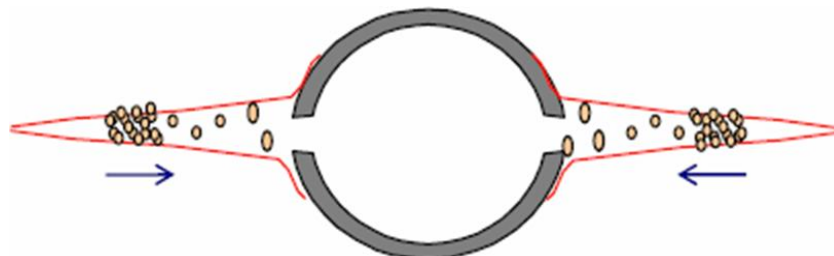
Figura 35. Arenamiento en la cara del pozo.



Fuente: Seminario de fracturamiento hidráulico. Bogotá D.C. Febrero 14 -16, 2005

El colchón ó **Pad** es la fracción de fluido de fractura sin material de soporte que se bombea inicialmente. Su volumen debe crear un ancho de fractura dos a tres veces mayor que el máximo diámetro del material de soporte. Superada la restricción inicial, el volumen de colchón se pierde más rápidamente que el resto del fluido. Por otro lado, la pérdida instantánea (**Spurt Loss**) se produce en la punta de la fractura y a medida que se pierde por filtrado el volumen de colchón los granos de material de soporte se mueven por una grieta cada vez más estrecha. Nuevamente se pueden “atascar” bloqueando el paso de las partículas posteriores; y por acumulación el arenamiento progresa rápidamente hacia el pozo. También, para prevenir esta posibilidad, el volumen de colchón debe suplir fácilmente las perdidas por filtrado de modo de mantener el material de soporte alejado del estrechamiento de la grieta cerca de la punta. Ver figura 36.

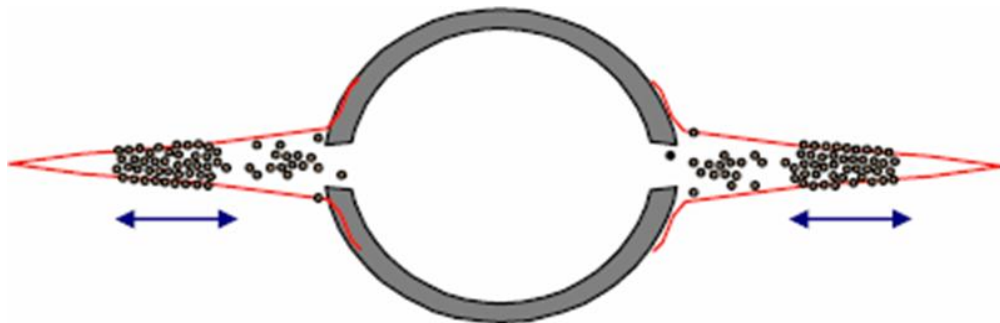
Figura 36. Arenamiento cerca de la punta de la fractura.



Fuente: Seminario de fracturamiento hidráulico. Bogotá D.C. Febrero 14 -16, 2005

- **Excesiva concentración de material de soporte.** A medida que crece la concentración de material de soporte se torna más difícil el movimiento de la lechada, ver figura 38. Existe un valor máximo de contenido de sólidos que no se puede superar si se procura mantener el movimiento de la suspensión. Para el caso de partículas esféricas de igual tamaño, el límite teórico corresponde al 52% en volumen. En caso de arena suspendida en un fluido base agua este límite corresponde a una concentración de 24 libras de arena por galón de líquido. El límite práctico es considerablemente menor, pero la definición de una cifra es tema controvertido. Se ha propuesto, por ejemplo 18 libras de arena por galón, equivalente a un 45% de contenido de sólidos (incluso se utilizan valores más conservadores). Ver figura 37.

Figura 37. Arenamiento por concentración excesiva.



Fuente: Seminario de fracturamiento hidráulico. Bogotá D.C. Febrero 14 -16, 2005

Nuevamente, el dimensionamiento generoso del volumen de colchón es un medio eficaz para prevenir el arenamiento. El revoque generado en las paredes por el reductor de filtrado en el colchón, reducirá sensiblemente la velocidad de filtrado de las etapas subsiguientes que transportan el material de soporte.

1.2.9 Fluidos de fracturamiento, aditivos y materiales de soporte^[17]. Los materiales utilizados en el proceso de fracturamiento incluyen fluidos de fracturamiento, aditivos y material de soporte. Las funciones que cumplen el fluido y los aditivos, primero es crear la fractura hidráulica y segundo transportar el material de soporte hacia la fractura. Una vez el material de soporte está en su lugar y atrapado por los esfuerzos de la formación (cierre de la fractura), el fluido transportador y los aditivos son degradados in-situ experimentando flowback, es decir, salen de la fractura (limpieza de la fractura) estabilizando la deseada productividad de los fluidos de interés.

Los materiales de soporte y químicos constituyen una gran parte del costo total para una operación de fracturamiento de un pozo. En países como los Estados Unidos el valor relativo en costos de los materiales de fracturamiento y unidades de bombeo son estimados de la siguiente manera: 45% bombas, 25% materiales de soporte, 20% químicos y 10% ácidos.

Los fluidos utilizados en el fracturamiento han experimentado grandes cambios desde el primer trabajo de fracturamiento realizado en el año de 1947, el cual se llevo a cabo con pocos sacos de arena gruesa y gasolina gelificada como fluido transportador.

- **Fluidos de fracturamiento.** El fluido de fracturamiento transmite presión hidráulica desde las bombas a la formación haciendo que la roca se fracture, se ubique dentro de la fractura creada y posteriormente sea removido para permitir la producción de hidrocarburos.

Existen varios tipos de fluidos de fracturamiento como son los fluidos base agua o base hidrocarburo, usualmente aditivados con **crosslinker** para proveer la

^[17] Ibit., p. 103-163.

viscosidad necesaria; otros tipos de fluidos son las mezclas de aceite y agua (emulsiones) y sistemas de espumas base aceite y agua que contienen nitrógeno o dióxido de carbono. Con el desarrollo de nuevos fluidos de fracturamiento se ha logrado un mejor aprovechamiento de la potencia hidráulica aplicada, pudiéndose realizar exitosamente operaciones en yacimientos considerados infracturables en el pasado.

En una operación de fracturamiento hidráulico la selección de un adecuado fluido de transporte es uno de los principales factores a tener en cuenta para el éxito de toda operación.

Su adecuada elección depende de un gran número de consideraciones previas a la operación, surgidas del análisis de las condiciones particulares del pozo, equipos disponibles, costos, etc. Un fluido de fracturamiento tiene que cumplir las siguientes características importantes:

- Viscoso: Para iniciar y propagar la fractura.
Para transportar el material de soporte al pozo.
Para minimizar pérdidas de fluido, para llevar el material de soporte dentro de la fractura.
Para minimizar pérdidas de fluido.

- No viscoso: Para ser fácil de manejar en superficie
Para minimizar la fricción tubular.
Para prevenir la decantación de material de soporte hacia el fondo de la fractura.
Para facilitar su recuperación y limpieza.

- Fluidos base agua. Está clase de fluidos son los que comúnmente se utilizan para crear fracturas hidráulicas, tienen excelentes propiedades para el transporte

del material de soporte y control del filtrado, además son de fácil preparación y manipulación en el campo. Otras de las propiedades importantes de esta clase de fluidos serán listadas a continuación:

- No existen problemas de incendios asociados.
- Bajos costos.
- Son fácilmente disponibles en todas las áreas.
- La alta densidad permite reducir la potencia de bombeo respecto a los fluidos base hidrocarburos.
- Son fácilmente adaptables a las condiciones de cada yacimiento.

Con el ánimo de mejorar las propiedades del agua como fluido fracturante, se usaron en un principio productos naturales de origen vegetal como la goma guar o celulosas simples. Si las propiedades del agua utilizada no son correctamente identificadas, se presentan serios problemas operacionales cuando se trata de armar esta clase de fluido. Algunos de estos posibles problemas son:

- El fluido no cierra al agregar la carga de polímero.
- Apariencia muy reticulada.
- No forma una lengua sostenida y se parte.
- Altas cantidades de residuos.

Estos factores hacen que con el tiempo se incorporen productos más sofisticados que se adaptan mejor a los requerimientos de presión y temperatura en el fondo del pozo, y que produzcan menor cantidad de residuos en la formación.

Entre los productos más usados como gelificantes de fluidos base acuosa encontramos:

- Goma Guar.
- Hidroxietil Celulosa (HEC).
- Hidroxipropil Guar (HPG).

Se encuentran modificaciones de estos productos con los que se logra una mejor capacidad de transporte, sobre todo a altas temperaturas. Este fenómeno se obtiene agregando sustancias activadoras que modifican la estructura molecular con uniones y entrecruzamientos de ligaduras (**crosslinking**).

Existen algunos fluidos formulados a partir de polímeros de hidratación retardada que otorgan una alta viscosidad una vez que el fluido ha alcanzado la temperatura de fondo. De esta manera, se logra un fluido de baja viscosidad en superficie para facilitar la incorporación del material de soporte y una excelente capacidad de transporte en la fractura.

- Fluidos base hidrocarburo. Esta clase de fluidos surge de la necesidad de tener un agente transportador de material de soporte que no provoque alteración apreciable sobre las formaciones que sean altamente sensibles a soluciones acuosas. Por su fácil obtención, el petróleo es usado comúnmente en las operaciones de fracturamiento hidráulico debido a que puede ser obtenido del pozo a ser intervenido o de otros yacimientos.

El inconveniente al realizar trabajos de fracturamiento hidráulico con este tipo de fluido, es la baja potencia hidráulica obtenida para fracturar. Hoy en día existen equipos capaces de bombear altos caudales de fluidos fracturantes pero a bajas presiones de bombeo, debido a que se produce un excesivo consumo de la potencia disponible. Con el ánimo de disminuir las presiones de bombeo y consumos de energía, se desarrollan productos reductores de fricción que al ser adicionados en considerables dosis, ayudan a contrarrestar la fricción generada a altos caudales de bombeo.

También, normalmente con la utilización de esta clase de fluidos no se obtienen anchos de fracturas considerables y además se presenta una excesiva velocidad de decantación de los materiales de soporte, sobretodo a altas temperaturas, que trae como consecuencia el incremento en las posibilidades de arenamiento.

Cuando se utiliza el crudo de una formación es necesario agregarle aditivos para mejorar su eficiencia. La alta pérdida de filtrado que presentan no permite generar fracturas de gran extensión, por lo que hay que utilizar aditivos de control de filtrado a una concentración adecuada para controlarlas.

- Geles de fracturamiento. Con los continuos avances en los fluidos de fracturamiento, se introdujeron los fluidos de fractura gelificados para mejorar o semejar las características de los fluidos base agua o fluidos base hidrocarburos. Un gel es un sistema de tipo coloidal donde están presentes dos o más componentes: un coloide hinchado y disperso, y una fase líquida que puede llegar a ser el 95% de la solución.

Esta clase de fluidos se ha utilizado desde el comienzo de las operaciones de fracturamiento hidráulico como fue la gasolina gelificada (NAPALM) utilizada después de la segunda guerra mundial. La utilización de productos gelificantes tiene como efecto el incremento de la viscosidad del líquido base debido a que son polímeros de cadenas largas, lineales o ramificadas, que dificultan el movimiento de las capas de fluido entre si.

Para una determinada velocidad de corte se requiere un esfuerzo de corte mayor para deformar las cadenas hinchadas por las moléculas del solvente y las que interactúan con el resto del líquido. Entre estos podemos encontrar los geles base hidrocarburos, ácidos gelificados, fluidos emulsionados, fluidos espumados, geles reticulados y geles de reticulación retardada.

- Geles base hidrocarburo. Esta clase de geles base hidrocarburo son de alta viscosidad y poseen las siguientes ventajas:

- Excelente capacidad de transporte del material de soporte.
- No producen daño a las formaciones sensibles al agua.
- Compatibles con los fluidos de formación.
- Poseen menores pérdidas por fricción que otros fluidos a regímenes de bombeo iguales.
- Pérdidas de filtrado de fluido menores que con solo hidrocarburo como fluido.
- Viscosidades altas aún a temperaturas de circulación de fondo de pozo.
- El fluido base puede recuperarse con la producción del pozo cuando el gel se rompe por la acción del agente rompedor.

- **Ácidos gelificados.** Los ácidos gelificados más comunes consisten en la hidratación de derivados celulósicos directamente en la solución ácida, o bien en el agua de mezcla. Este tipo de fluido deben ser considerados para la estimulación de pozos que requieren fracturas de gran longitud. Pueden obtenerse además penetraciones profundas de ácido reactivo y buena estabilización de arcillas. El mecanismo de retardo de los ácidos gelificados se basa en la baja velocidad de renovación del ácido que contacta con la superficie reactiva de la formación. De esta forma, el ácido reaccionará completamente una vez que se ha roto el gel y se ha reducido su viscosidad. Estos sistemas ofrecen las siguientes ventajas:

- Buen retardo del ácido antes de la ruptura del gel.
- Alta viscosidad y adecuada estabilidad de corte.
- Buen transportador del material de soporte.
- Estabilización de las arcillas.
- Baja cantidad de residuos sólidos.
- Buen control de filtrado.

- Propiedades no emulsificantes.
 - Disminuye la corrosión.
 - Baja pérdida de carga.
 - Gran penetración del tratamiento.
- **Fluidos emulsionados.** Esta clase de fluido consiste en emulsiones de ácido o agua en hidrocarburo y las podemos clasificar en dos tipos:
- Agua en crudo
 - Crudo en agua

Con el tipo de emulsión agua en crudo, se obtienen viscosidades altas, bajas pérdidas por fricción y bajas pérdidas de fluido. En la emulsión crudo en agua, la viscosidad aparente depende de la gelificación de la fase acuosa y del porcentaje de hidrocarburo presente.

Los fluidos emulsionados poseen un comportamiento no Newtoniano con buena capacidad de transporte del material de soporte. Los fluidos de fractura de ácidos emulsionados poseen un marcado efecto de retardo del ataque del ácido a la formación. Esto los hace particularmente útiles para lograr penetraciones profundas sin que se produzca una considerable reducción de la concentración del ácido. Una vez bombeado a la formación, se va produciendo paulatinamente la ruptura de la emulsión, favoreciendo el ataque y la recuperación de los productos de la reacción. En pozos con crudos viscosos, los fluidos emulsionados reducen la viscosidad del crudo y disuelven ciertos compuestos de tipo asfáltico, mejorando la productividad.

• **Fluidos espumados.** Esta clase de fluidos desarrollados en la industria del petróleo se han utilizado en un gran número de operaciones, los que los hace de gran versatilidad. Entre las ventajas particulares de esta clase de fluidos cuando son utilizados en las operaciones de fracturamiento hidráulico encontramos las siguientes:

- Baja pérdida de fluidos a la formación.
- Buena capacidad de transporte del material de soporte.
- Bajos costos.
- Reducen las posibilidades de daño a la formación.
- Disminuyen el tiempo de cierre del pozo después de la fractura.
- Energizan momentáneamente yacimientos de baja presión.

Esta clase de fluido espumado es una dispersión de un gas en un líquido, en donde el gas constituye la fase dispersa y el líquido la fase continua. En el fracturamiento hidráulico encontramos dos tipos de espumas que son normalmente usadas, espumas base agua y espumas base hidrocarburo.

Las espumas base agua son las más utilizadas en la industria por su fácil obtención, bajo costo y buenas propiedades, también se pueden incluir dentro de este tipo a las espumas ácidas. Las espumas base hidrocarburos se utilizan cuando la formación a fracturar es excesivamente sensible al agua, el costo de estas espumas es considerablemente mayor que las espumas base agua y son difíciles de manipular.

• **Geles reticulados (Crosslinked gels).** Con el entrecruzado de las cadenas de polímeros, la incorporación de productos químicos reticulantes y bajo los principios de retardo del tiempo y la temperatura, los geles reticulados se utilizan actualmente como fluidos de fracturamiento.

• **Geles de reticulación retardada (Delayed crosslinked gels).** Los geles reticulados en superficie sufren elevados esfuerzos de corte debido a las bombas y a la tubería de tratamiento, degradándose y reduciendo considerablemente su viscosidad al momento de ingresar a la fractura. Estas limitaciones se resolvieron con el desarrollo de geles de reticulación retardada.

El nivel de corte y su duración (durante el proceso de reticulación y después) es decisivo en la viscosidad y estabilidad del fluido. Los geles de reticulación retardada ofrecen la posibilidad de minimizar la degradación por esfuerzo de corte en la medida que posterguen el **crosslinking** hasta el momento en el que el fluido alcance el fondo e ingrese a la fractura, donde el esfuerzo de corte es sustancialmente menor que en la tubería.

Una alternativa de retardo es el empleo de agentes reticuladores activados por temperatura que dependen de las condiciones del pozo. Si la temperatura de activación se alcanza en la tubería, el fluido quedara expuesto a un corte elevado durante la reticulación. Por el contrario, si la temperatura de activación se alcanza en la fractura, la reticulación se producirá demasiado tarde para proporcionar un buen transporte del material de soporte. En ambos casos existirán problemas como la pérdida de viscosidad global ó la excesiva sedimentación del material de soporte en la fractura cerca al pozo.

Con el empleo de esta clase de sistemas en los diferentes tipos de geles, se obtienen propiedades mejores y más estables en el fluido cuando se encuentra dentro de la fractura que es donde se necesita.

1.2.10 Rompedores de gel (Breakers). En toda operación de fracturamiento cuando el material de soporte es depositado en la fractura, la función del fluido de fracturamiento termina, por lo que es necesario traer este fluido a superficie antes

de poner a producción el pozo. Para realizar esta operación se requiere que el fluido tenga la menor viscosidad posible, con el fin de que pueda ser desalojado o expulsado fuera de la fractura a través de la distribución del material de soporte en la fractura.

Los geles de base agua y los geles de base hidrocarburos se les agrega un aditivo de acción retardada llamado rompedor o **breakers**, que tiene como función romper las ligaduras intermoleculares del fluido de fracturamiento para obtener en la fractura un fluido de viscosidad un poco mayor que la del gel lineal o base.

Las tres clases principales de productos químicos normalmente usados como rompedores de gel, son las encimas, agentes oxidantes y ácidos. El uso de estos depende del fluido utilizado y de las condiciones de temperatura de la formación a fracturar. En el caso de ácidos gelificados no se requiere la utilización de esta clase de aditivos, debido a que el ácido base utilizado para la preparación del gel destruye paulatinamente los lazos de las uniones moleculares reduciendo la viscosidad del gel; por lo que el proceso se acelera con la temperatura que se tenga en el fondo.

La velocidad de ruptura de los geles depende de características particulares como la temperatura, agentes contaminantes y la presencia de aditivos como **breakers** incorporados en el gel. Cuando se fracturan pozos con temperaturas de formación mayores de 250 °F, generalmente no es necesaria la adición de **breakers** para la ruptura del gel.

1.2.11 Materiales de soporte. La efectividad del tratamiento de fractura depende de la capacidad de flujo creada por el material de soporte en la fractura y de la resistencia que tiene el material para mantenerla abierta. Esto ha sido

verificado en numerosos tratamientos donde la producción aumentó y se mantuvo estable por largos periodos de tiempo.

• **Tipos de agentes de soporte.** En la industria del petróleo son muchos los materiales de soporte utilizados para el fracturamiento hidráulico, siendo el más convencional y de mayor uso la arena. Con el desarrollo de nuevas tecnologías, los materiales de soporte son más resistentes y capaces de soportar las altas presiones de confinamiento en el fondo del pozo. Dentro de los más comunes encontramos:

- Arena.
- Cáscara de nuez.
- Bolas de aluminio o acero.
- Esferas de cristal.
- Arenas recubiertas con resina (curado parcial y completo).
- Bauxita.
- Cerámicos.
- Cerámicos recubiertos con resina.

La cáscara de nuez y las bolas de aluminio fueron utilizadas durante algunos años, pero en la actualidad se descartaron por su costo y bajo rendimiento debido a que tendían a incrustarse en formaciones blandas. Las esferas de vidrio se desarrollaron para mayores profundidades, pero también fueron descartadas debido a que ciertas presiones de confinamiento estallan, generando una excesiva cantidad de partículas finas. De acuerdo a su resistencia a la compresión, los materiales de soporte actualmente en uso se recomiendan para las siguientes presiones de cierre:

Tabla 2. Presiones de confinamiento para distintos materiales de soporte.

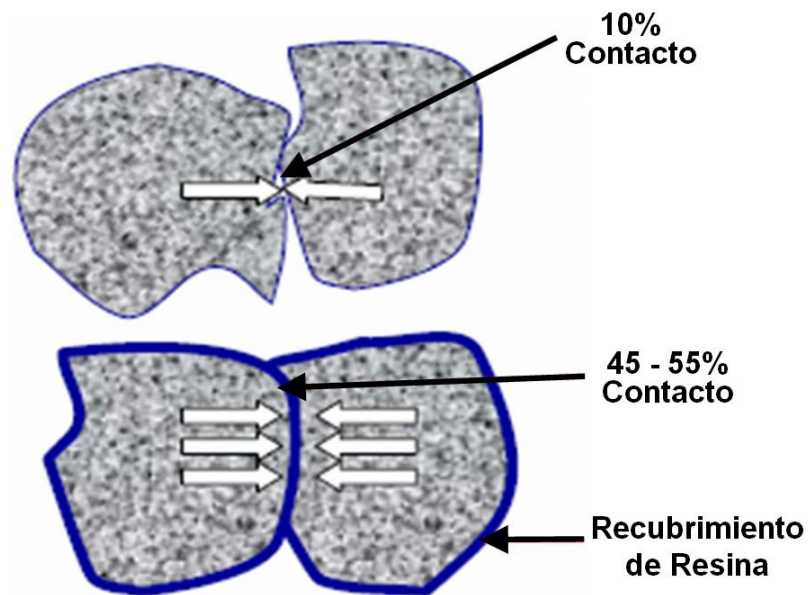
MATERIAL DE SOPORTE	PRESION DE CONFINAMIENTO (psi)
Arena	Hasta 5000
Arena recubierta de resina	Hasta 8000
Bauxita	Hasta 17000
Cerámicos	Hasta 19000

Fuente: BJ services company S.A. Handbook hydraulic fracturing, 1986.

• **Materiales de soporte de resistencia intermedia.** Las arenas recubiertas de resinas pretenden ser una clase de material de soporte entre la arena común y los agentes de sostén de alta resistencia. Por este motivo se las designa como de “resistencia intermedia”.

Las arenas recubiertas de curado completo cumplen perfectamente este requerimiento. Las de curado parcial poseen menos resistencia inicial, pero una vez ubicada en la fractura se adhieren entre sí, constituyendo un medio poroso fijo y compacto. Estos materiales son particularmente útiles en el fracturamiento de pozos gasíferos o aquellos donde se producen una excesiva devolución de arena luego de la fractura. El fenómeno de adherencia se muestra en la figura 38.

Figura 38. Fenómeno de adherencia de los granos de arena recubierta en resina de curado parcial.



Fuente: BJ company services. Curso de fracturamiento hidráulico. 2005.

- **Materiales de soporte de alta resistencia.** La bauxita y los cerámicos son de alta resistencia y se usan en pozos profundos. Presentan el inconveniente de su elevado costo comparado con los otros materiales y su alta densidad (3.60 g/cm^3 para la bauxita y 2.9 g/cm^3 para los cerámicos) ocasionan problemas en cuanto al incremento de las posibilidades de decantación en la fractura y en equipos de superficie.

Los agentes de sostén del tipo cerámico desarrollados últimamente son más económicos que la bauxita y de una calidad similar a esta. Con ello, se ha logrado reducir la gran incidencia del costo del material de soporte sobre el valor total de la operación.

1.2.12 Selección del material de soporte. Las funciones del material de soporte es mantener abierta la fractura y proveer un adecuado canal de flujo a los fluidos que se produce. La primera función está ligada a la resistencia del material de soporte y a su relación con la formación (incrustamiento).

La segunda función está relacionada al tamaño (granulometría), densidad superficial (concentración, forma de transporte, ancho empaquetado) y también a la resistencia del material de soporte. En la selección del material de soporte se debe tener en cuenta la presión de confinamiento a la que estará sometido dentro de la fractura.

2. GENERALIDADES DEL CAMPO

El campo Santa Clara fue descubierto por la compañía Tenneco en agosto de 1987 con la perforación del pozo Santa Clara-1, cuya producción inicial fue de 240 barriles de aceite por día y 0% BSW. Entre 1987 y 1991 se perforaron los pozos Santa Clara 2, Santa Clara 3, Santa Clara 5, Santa Clara 6, Santa Clara 7, Santa Clara 8, Santa Clara 9, Santa Clara 10, Santa Clara 11 y Santa Clara-12 con producciones iniciales entre 100 y 500 barriles de aceite por día. Hasta el momento se han perforado 26 pozos de los cuales 24 están actualmente activos. La mayoría de los pozos tiene como sistema de levantamiento bombeo mecánico y unos pocos con bombeo electrosumergible y bombeo por cavidades progresivas. La profundidad promedio de los pozos es de 3000 pies y un espaciamiento entre 40-60 acres.

En la actualidad el Campo Santa Clara es administrado por la Gerencia Alto Magdalena de ECOPETROL, constituida como tal a partir de la reversión al estado Colombiano de la Concesión Neiva - 540 en noviembre de 1994.

El aceite es asfáltico con una gravedad de 15-19 °API y el mecanismo de producción es combinado de capa de gas y empuje parcial de agua. A la fecha el corte de agua es de 74 %.

El petróleo original in-situ oficial para la formación Caballos, que es la formación productora en el Campo Santa Clara, es de 56.92 MMbbl. Las reservas totales probadas iniciales son de 11.02 millones de barriles, para un factor de recobro final del 19.61%. Según el estudio integrado de yacimientos desarrollado en 1999 el petróleo original **in-situ**.

Tabla 3. Características del Campo Santa Clara.

CAMPO	SANTA CLARA
FORMACION	Caballos Superior Caballos Inferior
OOIP	68MBLS - 15MBLS
TIPO DE TRAMPA	Estructural
ESTRUCTURA	Anticlinal asimétrico fallado inversamente
PROFUNDIDAD	3000 ft
LITOLOGIA	Areniscas Marino deltáicas
ESPESOR	400 ft
ESPESOR NETO	65 ft – 24 ft
POROSIDAD	17 % – 14 %
PERMEABILIDAD	300 mD – 75 mD
SATURACION	15 % – 20 - 22 %
GOR	150 - 500 ft ³ /bbl 200 - 500 ft ³ /bbl
CONTACTO OGC	241 ft Caballos Superior 550 ft Caballos Inferior
CONTACTO WOC	800 ft Caballos Superior 1000 ft Caballos Inferior
PRESION DE YACIMIENTO	1215 psia @ - 800 ft (P. original) 942 psia @ - 800 ft (Feb-2001)
PRESION DE BURBUJA	1100 psia
TEMPERATURA DE YACIMIENTO	116 °F – 120 °F
MECANISMO DE PRODUCCION	Capa de gas y empuje por gas en solución y empuje parcial de agua
PRODUCCION ACUMULADA	8.9 Mbbl a Septiembre de 2004
PRODUCCIÓN PROMEDIO DIA	981 BOPD

Fuente: ECOPETROL - PYA. Informe evaluación de yacimientos, Neiva Diciembre de 2004.

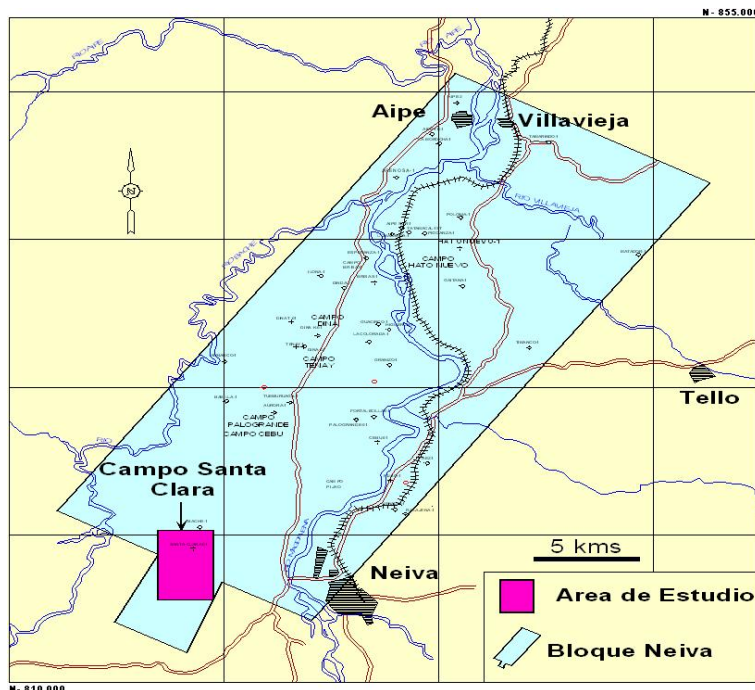
La producción acumulada a Septiembre de 2004 es de 8.9 MMbbl de petróleo, correspondientes a un factor de recobro de 8.2 %. De acuerdo con esto el recobro de petróleo actual en el Campo Santa Clara estaría por debajo del factor de recobro estándar para este tipo de yacimientos. Por esta razón el Campo Santa Clara fue escogido para hacer parte de la campaña de Fracturamiento Hidráulico adelanta por ECOPETROL para el próximo año.

2.1 LOCALIZACIÓN

El campo Santa Clara se encuentra ubicado en la jurisdicción del Municipio de Neiva y Palermo, Departamento del Huila, Santa Clara se encuentra aproximadamente a seis kilómetros al Oeste de la ciudad de Neiva y hace parte de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (Figura 39) cubre un área de cerca de siete kilómetros cuadrados.

Geológicamente, la Subcuenca de Neiva se encuentra localizada en el extremo sur de la cuenca del Valle Superior del Magdalena y corresponde a una depresión alargada con rumbo SW-NE, en donde predomina un sistema de cabalgamiento con convergencia hacia el Este y limitada por los sinclinales de Acevedo y Tarqui al sur y por el Alto de Natagaima al norte.

Figura 39. Localización Campo Santa Clara.



Fuente: ECOPETROL - GAM. Resumen de datos del yacimiento Campo Santa Clara. 2001.

2.2 ESTRUCTURA DEL YACIMIENTO

El Campo Santa Clara se ha explotado desde el año 1989. Su formación productora es la Formación Caballos (Figura 40) y esta subdividida en tres unidades: Caballos Superior (UKB), Caballos Medio (MKB) y Caballos Inferior (LKB), siendo Caballos Superior el responsable de más del 90% de la producción.

El campo a su vez se encuentra dividido en tres bloques, los cuales presentan un comportamiento de presiones y propiedades petrofísicas diferentes. Los pozos SC-9, SC-7A y SC-6 han drenado el bloque norte del campo; los pozos SC-1, SC-2, SC-3, SC-8, SC-10, SC-12, SC-14DST, SC-17 el bloque Centro y los pozos SC-5, SC-11, SC-13H, SC-18, SC-15D, SC-16D, SC-1S, SC-2S, SC-3S, SC-4S, SC-5S, SC-6S, SC-7S, SC-8S, SC-9S, el bloque Sur.

Los bloques que han drenado la mayor parte de la producción son los bloques centro (Este bloque se caracteriza por tener producción tanto de Caballos Superior (UKB) como de caballos Inferior (LKB), siendo el Caballos Superior el responsable de más del 80% de la producción) y sur con 4.14 MMbbl y 2.02 MMbbl de petróleo respectivamente, mientras que el Bloque Norte solamente ha drenado 0.40 MMbbl de aceite.

La baja producción de los pozos del sector Norte esta asociado a la menor calidad del yacimiento comparado con los otros dos bloques, especialmente el espesor neto y la permeabilidad que disminuye hasta valores del orden de 100 mD (las permeabilidades promedio en el bloque Centro y Sur son del orden de 500 mD). En el bloque Norte las unidades con mayor drenaje son UKB2, UKB3 de Caballos Superior.

Figura 40. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena.

EDAD		GRUPO	FORMACIÓN	AMBIENTE	LITOLOGÍA		
CUATERNARIO							
TERCIARIO	Neogeno	Secuencia Sin-Crogerica	Plioceno	Gigante (000 m b)	Terrestre, Llanuras de Piedemonte.		
			Mioceno	Honda (250 m b)	Terrestre, Llanuras Aluviales.		
			Oligoceno	Barzalosa (50 - 300 m b)	Terrestre, Lagunar		
	Paleogeno	Secuencia Sin-Crogerica	Eoceno Superior	Gualanday	Doima	Terrestre, Rios entrelazados.	
					Potreriillo		
					Chicoral		
	CRETACEO	Superior	Secuencia Preorogénica	Paleoceno	Gualata	Teruel	Terrestre, Paráfico.
Maastrichtiano				San Francisco			
Inferior		Maastrichtiano Campaniano		Monserate (150 - 200 m b)	Marino Inter a Inframareal.		
		Santoniano albiano		Villeta (000 - 1100 m b)	Plataforma Detritico - Calcárea		
		Albiano		Caballos (50 - 200 m b)	Fluvial Salobre		
Aptiano	Bermijo	Alpujarra (150 m b)	Supra a intermareal Terrestre.				
		Yavi (385 m b)					
JURASICO							
			Saldaña (800 - 1500 m b)	Subaéreo Vulcanoclastico			

	Conglomerado		Lodolita Arenosa		Shale
	Arenisca		Lodolita		Caliza
	Capas Rojas				

Fuente: ECOPETROL. Evaluación de yacimientos formación Caballos Campo Santa Clara, Neiva. Junio de 2001.

• **Formación Caballos Superior (UKB).** Es la principal zona productora en el Campo Santa Clara. Constituida por cuarzo arenitas muy continuas de grano fino a grueso friables, muy bien a moderadamente seleccionadas, tiene un espesor promedio en el campo Santa Clara entre 120-150 pies. La Formación Caballos Superior está subdividida estratigráficamente en 3 unidades de tope a base: UKB1, UKB2 (30-50 pies de espesor), UKB3 (30-50 pies de espesor). Localmente en el sector norte del yacimiento, y a la base de la Formación Caballos Superior se desarrolla un cuerpo arenoso denominado en este estudio intervalo MKB2 (30 pies de espesor), separado de la unidad UKB3 por un **shale** (MKB1). Las unidades UKB2 y UKB3 presentan las mejores características petrofísicas. Tanto los mapas isópacos como los de arena neta muestran orientación NW-SE de los cuerpos arenosos, que corresponden a canales de marea. Para la unidad UKB2 se han estimado porosidades entre 12 y 13% y permeabilidades entre 100 y 140 mD mientras que en la unidad UKB3 se han estimado porosidades entre 12 y 16% y permeabilidades entre 120 y 200 mD. (Tabla 4)

• **Formación Caballos Medio (MKB).** Tiene un espesor promedio de 120 pies (Tabla 4).

• **Formación Caballos Inferior (LKB).** Tiene un espesor promedio de 150 pies (Tabla 4).

Tabla 4. Distribución de la Formación Caballos en el Campo Santa Clara.

FORMACION	ARENA	ESPEJOR (ft)	PERMEABILIDAD (mD)
Caballos Superior	UKB1	120	100-150
	UKB2		
	UKB3		
Caballos Medio	MKB1	120	No hay dato
	MKB2		
	MKB3		
Caballos Inferior	LKB1	150	100-500
	LKB2		
	LKB3		

Fuente: VIZCAINO BUENO, H. L; DORIA CARRASCAL, L. M.

El análisis de las secciones delgadas realizado en 1995 en muestras de corazón del pozo Santa Clara 2 correspondientes a las areniscas de la Formación Caballos, permitió hacer una clara diferenciación entre Caballos Superior y Caballos Inferior. Las areniscas de Caballos Inferior corresponden a litoarenitas o sublitoarenitas y las de Caballos Superior son exclusivamente Cuarzo arenitas. Estas areniscas son texturalmente inmaduras (tienen más del 5% de matriz) a submaduras (tienen menos del 5% de matriz), con predominio de grano medio en el Caballos Superior y fino en el inferior. En el Campo Santa Clara la Formación Caballos Superior presenta mayor calidad de reservorio, la diagénesis química se evidencia por la presencia de sobrecrecimientos de cuarzo, caolinita y pirita. En Santa Clara la porosidad primaria intergranular predomina sobre la porosidad secundaria por disolución de granos y/o cemento, y las bajas permeabilidades en algunas muestras con buenas porosidades Boyle coinciden con la presencia de caolinita, adicionalmente el tamaño de grano es el factor textural que controla la permeabilidad.

- **Planos de falla.** Hacia el flanco Occidental el anticlinal se encuentra limitado por la Falla de Santa Clara, un **back-thrust** de la falla regional de San Francisco. El flanco oriental posee cierre propio.

La estructura del campo muestra que el buzamiento de su flanco Oeste es de seis (6) grados menor que al Este en donde alcanza los nueve (9) grados.

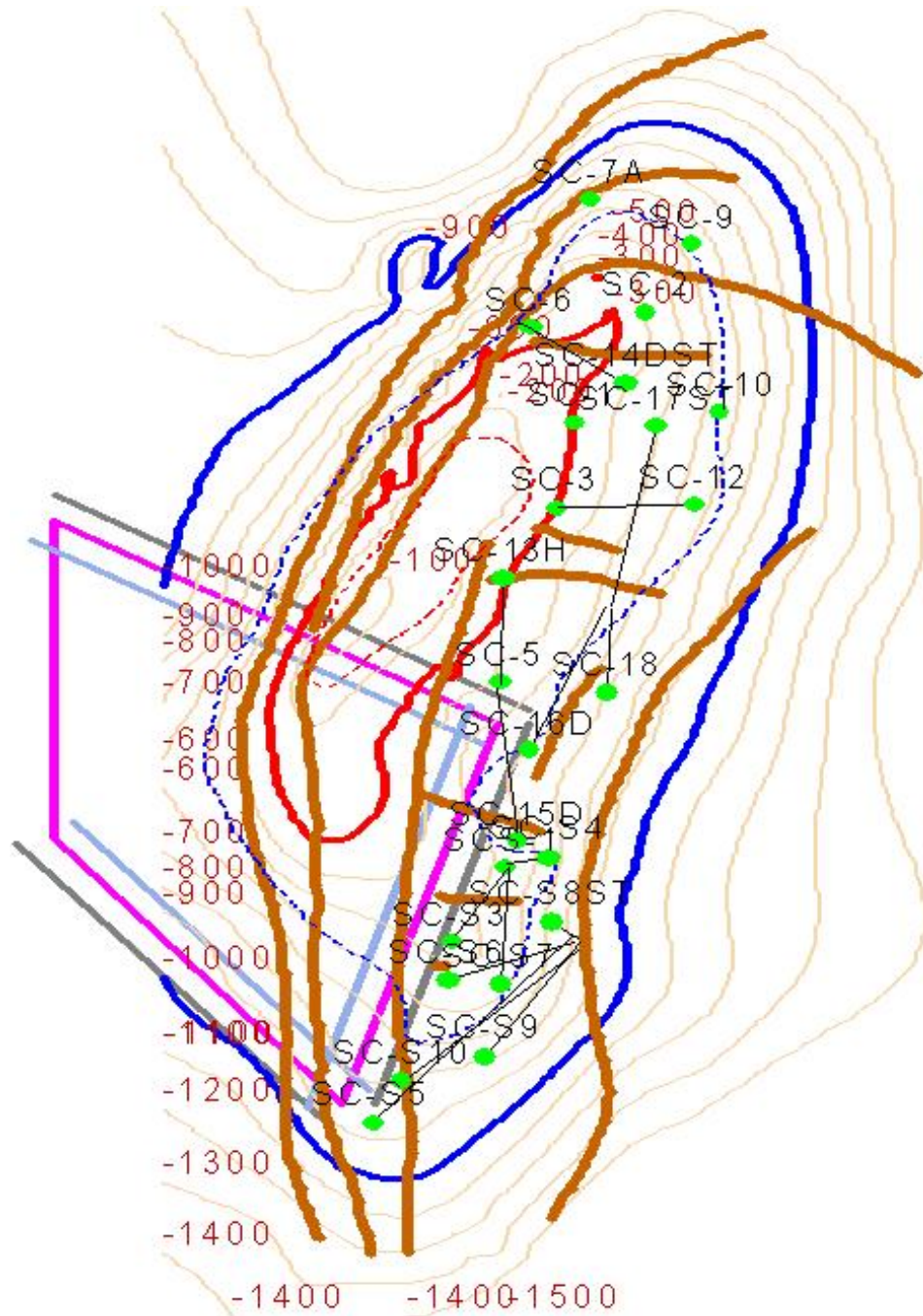
De la falla de Santa Clara se desprenden varias fallas inversas (satélites), con orientación preferencial SW-NE-E, de carácter sellante, generando varios bloques dentro del campo y por lo tanto controlando el desplazamiento de los fluidos dentro del mismo. La falla de Santa Clara se interpreta un poco más al Occidente que en los anteriores modelos, razón por la cual el área del campo podría ser más amplia.

El modelo estructural basado en la interpretación del programa sísmico 3D realizada por las Gerencias de Yacimientos y Alto Magdalena, es un modelo más complejo que el evaluado anteriormente por Shell-HOCOL en su interpretación se identificaron 14 fallas en el Campo Santa Clara: **West** limite, **West** SC6_SC2, **Backthrust_East**, **Backthrust_Pal4**, **Backthrust_SC2**, **W_E_Norte**, 14D, SC11_SC13H, SC16, **West_SC7A**, SC15D, SC9, SC5S, SC1S.

La figura 41 muestra el modelo estructural del campo Santa Clara (incluyendo los planos de falla) generado en OFM (Oil Fiel Manager) después de interpretar la sísmica 3D.

El modelo estructural, integrado con la información de presiones y datos de producción permitió la definición de tres compartimentos (Norte, centro, sur) en el área de los Campos Santa Clara y Palermo.

Figura 41. Mapa estructural del campo Santa Clara.



Fuente: OFM Base de datos para el Campo Santa Clara. Junio de 2006

Geológicamente el campo Santa Clara hace parte de la subcuenca de Neiva, y corresponde a un anticlinal asimétrico elongado cuyo eje tiene una dirección principal norte-sur, con cabeceo tanto al norte como al sur. El anticlinal tiene 5.5 kilómetros de largo y 2.7 kilómetros de ancho. El cierre máximo es de 800 pies medidos entre los contornos estructurales de -200 y -1000.

2.3 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

2.3.1 Roca generadora. Las unidades potencialmente generadoras de hidrocarburos en la cuenca del Valle Superior del Magdalena, son los intervalos arcillosos, calcáreos y margosos de las unidades Cretáceas. Como principales unidades generadoras están las Formaciones Tetuan y La Luna (del Grupo Villeta), en segundo orden los intervalos lutíticos de la Formación Caballos (Unidad intermedia de la formación, equivalente a la llamada Formación Caballos medio) y en tercer orden, la Formación Bambuca del Grupo Villeta.

Con base en modelamientos se ha definido la ventana de generación a una profundidad de 12.500 pies (3.800 m), la cual se alcanzó en algunos sectores de la subcuenca de Neiva (incluido el sinclinal de Neiva) hace aproximadamente 25 Ma (Oligoceno Tardío) y la expulsión a partir de 13500 pies (4115m), la cual se inició hace aproximadamente unos 20 Ma (Mioceno Temprano). El momento crítico de generación, expulsión y migración del mayor volumen de hidrocarburos ocurrió principalmente en el Mioceno Medio hace 12 Ma y continúa hasta el presente.

2.3.2 Roca almacenadora. Las areniscas de la Formación Caballos Superior e Inferior representan el mejor yacimiento del área. Para el prospecto de desarrollo del campo Santa Clara, la roca almacenadora corresponde al nivel de areniscas

superiores de la formación Caballos con 60 pies de espesor de arenas netas petrolíferas y compuesta por una cuarzo arenita con porosidad entre 10% y 25%, predominio de porosidad primaria intergranular y una permeabilidad estimada de 300 mD. Para el cálculo de reservas se utilizó una porosidad promedio del 14%.

2.3.3 Trampa. En la Subcuenca de Neiva las trampas, en rocas del Cretáceo, son básicamente de tipo estructural: anticlinal (campo San Francisco), anticlinal fallado (campos Dina K, Palo Grande, Santa Clara), falla e inconformidad (Campo Tello, Pijao) y solamente falla (campo Tenay).

El campo Santa Clara se encuentra al Oeste de la falla de San Francisco dentro de un sistema de deformación de tipo dúplex que involucra rocas del Cretáceo y del Precretáceo. El campo Santa Clara que produce de la escama más superior de la Formación Caballos. La trampa es un anticlinal fallado y cerrando al occidente contra la falla de Santa Clara, pero además tiene cierre propio en su cresta.

2.3.4 Roca sello. Los **shales** y calizas de la Formación Villeta son las rocas sello de las acumulaciones de petróleo almacenado en la Formación Caballos. La Formación Villeta cumple una función doble tanto como roca fuente, como roca sello. (ECP - ICP, 1994). La roca sello para la Formación Caballos Inferior esta dada por las lodolitas y calizas lumaquéticas de la Formación Caballos Medio. Las lodolitas basales de la Formación Guaduas son la roca sello de la Formación Monserrate en la cuenca.

Para el campo Santa Clara se adopta como roca sello la Formación Villeta para la estructura anticlinal con cierre propio y parcialmente de cierre contra falla; El sello para el anticlinal contra la falla de Santa Clara son las lodolitas de la formación Guaduas.

2.4 CARACTERIZACION DE FLUIDOS DE YACIMIENTO

En el Campo Santa Clara se tomaron tres muestras de fluidos de formación para el análisis PVT, en los pozos Santa Clara 3, Santa Clara 11 y Santa Clara 13-H. A partir de Estas pruebas, se encontró que el yacimiento corresponde a un hidrocarburo tipo aceite negro, con un porcentaje molar de heptanos (+) superior al 60 %, una relación gas-aceite inicial inferior a 200 scf/stb y una gravedad inicial del líquido fiscal por debajo de 20° API. La tabla 5 contiene las características de los hidrocarburos iniciales probados en la formación Caballos, debidamente corregidas y referenciadas al análisis PVT que se consideró más representativo, (PVT SC-13H).

Tabla 5. Propiedades básicas de hidrocarburos - PVT Santa Clara 13H.

PROPIEDAD	PVT-SC-13H
Relación gas-aceite, GOR (scf/stb)	140
Factor volumétrico aceite, Bo (RB/stb)	1.0708
Presión de burbuja, Pb (psi)	880
Gravedad aceite fiscal, ° API	17.49
Viscosidad del aceite, μ_o a Pb y Ty (cP)	22.195

Fuente: Laboratorio de análisis PVT - ICP. 2005.

3. SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL CAMPO SANTA CLARA (NEIVA)

3.1 METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE POZOS

Seleccionar y definir con el menor porcentaje de error los pozos que mejor responderían a trabajos de fracturamiento no es una tarea sencilla. Es un proceso que necesita de organización debido a que se maneja una gran cantidad de información. Un proceso de selección nunca podrá ser el mismo en dos campos diferentes, pero si es posible definir un orden general que nos permita manejar más fácilmente toda la información. En esta sección se desea describir claramente la metodología que fue utilizada para llevar a cabo el proceso de selección de pozos candidatos a trabajos de fracturamiento hidráulico en el campo Santa Clara (Neiva). Además se anotarán las actividades y experiencias que dentro de esta metodología ocurrieron.

La metodología descrita a continuación permite seleccionar los pozos candidatos para realizarles trabajos de fracturamiento hidráulico y de esta manera acelerar la producción de las reservas del yacimiento.

- **Paso uno.** Pre-seleccionar los pozos a estudiar y analizar según los siguientes criterios de entrada:
 - Pozos con rápida declinación.
 - Pozos con bruscas caídas de presión.
 - Pozos con potenciales de producción superior a 20 bbl/d.

Esta información se consiguió en las historias de producción de OFM y en los archivos del TWM (**Total Well Manager**). En el TWM se puede ver el comportamiento de las presiones de fondo fluyendo.

• **Paso dos.** Recopilar y hacer control de calidad o valoración de toda la información de cada pozo y del campo en general. Dentro de esta información se encuentra:

- Base de datos de OFM.
- Estado mecánico de los pozos.
- Petrofísica del campo.
- Estudios de Permeabilidad relativa.
- PVT.

Los datos más importantes se recolectan en una tabla de Excel con el fin de tener la información organizada y de fácil acceso al momento de empezar la simulación en **Wellflo** (Anexo A).

- Pozo: En esta columna se anota el nombre de cada pozo del Campo de estudio.
- Zona: Se definen a partir de los estados mecánicos, de los registros y de la información de topes y bases de la formación.
- Profundidad del punto medio de perforaciones por zona.
- Profundidad del punto medio de perforaciones por intervalo.
- Intervalo: Cada uno de estos corresponde a los espesores cañoneados en cada pozo y se definen a partir de los estados mecánicos.
- Espesor de cada intervalo.
- Permeabilidad absoluta por intervalo: Se obtienen a partir de los archivos **.las** de petrofísica que suministran la permeabilidad pie a pie. Se utiliza una

macro para promediar aritméticamente la permeabilidad correspondiente a cada intervalo. Se pueden presentar inconvenientes en el caso de que alguno pozo no cuente con el archivo **.las** con esta información.

- Permeabilidad absoluta por zona: Se obtienen a partir del promedio de las permeabilidades absolutas por intervalo.
- Observaciones generales de cada pozo.
- P_{wf} : Los valores son tomados del TWM.
- Distribución de la P_{wf} por zona.
- Presión de yacimiento es tomada de la base de datos de OFM del campo a estudiar. Para los pozos que no posean datos se realiza una correlación con el pozo que este más cercano, teniendo en cuenta que no haya una falla entre los dos.
- Distribución de la presión de yacimiento por zona y de fondo fluyendo.
- Producción de fluido diario: Este dato se toma a la misma fecha del dato de P_{wf} , GOR y BSW. Este valor se toma de la base de datos OFM del campo en estudio.
- Capacidades de flujo: Es el producto de la permeabilidad absoluta y del espesor ya sea del intervalo o de la zona (Kh). Este cálculo es con el fin de hacer la distribución de producción por intervalos y por zona.
- Porcentaje de producción: El cálculo se realiza con el dato de producción del pozo. Se calcula el porcentaje de producción de cada intervalo y de cada zona.
- Distribución de producción: Con en valor de Kh y de porcentaje de producción correspondiente se calcula la distribución de producción por zonas y por intervalos.
- Cálculo de la permeabilidad efectiva al aceite por intervalo y por zona. La permeabilidad efectiva al aceite es el producto de la permeabilidad absoluta del intervalo o la zona y la permeabilidad relativa al aceite del intervalo o la zona. Se pueden presentar algunos inconvenientes en el cálculo de la

permeabilidad efectiva al aceite por ejemplo, en el caso del Campo Santa Clara se encontró un estudio de permeabilidad relativa para el pozo Santa Clara 2, el cual tenía las curvas de permeabilidad relativa de cada una de las tres zonas (UKB, MKB y LKB) de la formación, pero no se tenía un valor de saturación de agua a la fecha con el cual entrar a las gráficas y leer la permeabilidad relativa de cada zona. Debido a esto se realizó una curva de flujo fraccional (f_w) para cada zona con los datos del estudio de permeabilidad relativa del pozo Santa Clara 2. Asumiendo que el BSW es igual al f_w , se lee el valor de saturación de agua para el BSW del pozo Santa Clara 2.

BSW = 86.8%

UKB → $S_w = 0.281$

MKB → $S_w = 0.335$

LKB → $S_w = 0.412$

Luego de determinar el valor de saturación de agua para cada zona, se lee de las curvas de permeabilidad relativa el valor de la permeabilidad relativa correspondiente a cada zona. Con los valores leídos se puede hacer los cálculos de permeabilidad efectiva. Este dato se requiere para el modelamiento de producción en **Wellflo**.

- BSW y GOR, se obtienen de la base de datos OFM para el campo en estudio.
- Profundidad total del pozo y °API, se toma del TWM.

A partir de los datos que se encuentra en el Anexo A, teniendo en cuenta el porcentaje de producción de cada intervalo y la su permeabilidad efectiva, se escogen los intervalos de cada pozo con las mejores características. Estos pueden ser varios paquetes de intervalos separados en una o varias de las zonas pero deben ser representativos en cuanto a la producción del pozo.

• **Paso tres.** El modelamiento de la producción se realiza utilizando el software **Wellflo**. Esta herramienta software permite realizar el análisis nodal de cada pozo y de esta forma determinar si el pozo presenta daño, si su producción actual es la adecuada y predecir la producción incremental que se obtendrá al corregir el daño con un trabajo de fracturamiento hidráulico. El valor del daño es un criterio importante al momento de seleccionar los pozos candidatos para realizar trabajos de fracturamiento hidráulico.

El procedimiento que se lleva a cabo para el modelamiento de producción se verá más detalladamente en la sección 3.2.

• **Paso cuatro.** Revisar las propiedades de cada pozo con el fin de definir cuales son los pozos con las mejores características para ser fracturados hidráulicamente. A continuación se presentan la información que debe ser valorada por cada pozo pre-candidato:

- La presión del pozo debe ser relativamente alta, ($G_p > 0.2$ psi/ft).
- El BSW y GOR deben ser bajos.
- Revisar los estados mecánicos y registros eléctricos de cementación para determinar la integridad de los pozos. Examinar las presiones de estallido y colapso de la tubería de los pozos. Es muy importante tener esto en cuenta debido a las altas presiones que deben soportar las tuberías durante un trabajo de fracturamiento hidráulico. Además, se debe revisar el estado mecánico para ver que tipo de completamiento tiene el pozo, si el liner es ranurado será un factor excluyente ya que no permitiría tener un control del fluido que se inyecta para el fracturamiento. Al mismo tiempo, si el pozo tiene problemas mecánicos tales como: colapsos, pescados, u otro problema que pueda perjudicar la ejecución del trabajo de fracturamiento hidráulico también es un factor excluyente.

- Inspeccionar la geometría de cada pozo. Los pozos que presenten alta inclinación con respecto al estrato a fracturar podrían presentar problemas de tortuosidad y fracturas múltiples durante la operación del fracturamiento hidráulico. Además, las zonas con fracturas naturales y conexión entre fracturas.
 - Revisar la proximidad a las fallas, cuando un pozo se encuentra muy cercano a una falla se produce una isotropía de esfuerzos, es decir, se forman muchos esfuerzos en la cara del pozo pero ninguno es lo suficientemente grande como para lograr que se propague la fractura. Por lo tanto, hay más posibilidad de que se presenten múltiples fracturas.
 - Analizar los registros eléctricos de permeabilidad, para revisar y escoger las arenas productoras que sean más continuas, limpias y que muestren altas resistividades.
 - Revisar que el pozo no se encuentre cercano al contacto WOC o se encuentre cercano a algún acuífero. De igual manera para el contacto OGC; es decir, que el contacto con la capa de gas no este cercano a la zona de interés.
- **Paso cinco:** Seleccionar los pozos candidatos a realizarles trabajos de fracturamiento hidráulico, luego de hacer un análisis minucioso de los factores previamente mencionados. Para el campo en estudio se seleccionaron los siguientes pozos:
- Santa Clara Sur 1 (SC-1S).
 - Santa Clara Sur 3 (SC-3S).
 - Santa Clara Sur 4 (SC-4S).
 - Santa Clara Sur 8ST (SC-8SST).
 - Santa Clara Sur 9(SC-9S).

El proceso de la selección de pozos candidatos a realizar trabajos de fracturamiento hidráulico se encuentra resumido en el algoritmo que se encuentra en el Anexo B.

3.2 PROCEDIMIENTO PARA EL MODELAMIENTO DE PRODUCCIÓN UTILIZANDO EL SOFTWARE WELLFLO

Esta sección es una ampliación del paso tres de la metodología de selección de pozos, descrita en la sección anterior, en la cual se hará una descripción detallada del proceso que se debe llevar a cabo para realizar el modelamiento de producción utilizando el software Wellflo.

Este paso de la metodología de selección de pozos es de gran importancia, ya que permite comparar la capacidad de producción del pozo con su producción actual. Con esto se puede determinar si el pozo es capaz de producir más de lo que actualmente está produciendo para luego hacer un modelamiento de producción simulando que el pozo está fracturado. De este modelamiento se puede obtener un valor de incremento de producción, este valor será un criterio de selección importante al momento de escoger los pozos candidatos para trabajos de fracturamiento hidráulico.

a. Ajuste PVT. El ajuste PVT es el primer paso que se lleva a cabo dentro del software Wellflo. Existen estudios PVT para tres pozos del campo Santa Clara (Campo en estudio), a saber, el PVT-SC3, el PVT-SC11 y el PVT-SC13H. Se escogió el estudio PVT del pozo Santa Clara 13H por ser el más completo. Los datos de este PVT fueron ingresados al software como se muestra en la figura 42. Estos datos fueron: Presión de burbuja, factor volumétrico de formación del aceite, el GOR, la viscosidad del aceite y del gas y el factor de compresibilidad del gas (Z).

Figura 42. Ingreso de datos PVT al software Wellflo.

Match oil properties

Match property
Bubble Pt Press. ▾
Bubble Pt Press.
Solution GOR
Form. Vol. Factor
Oil Viscosity
Gas Viscosity
Z Factor

Zero values ->

Tuning parameters
1.00000
0.00000
Reset tuning

Tuned Pb or Rs at std. conditions:
 Anchored
 Free

Match:

Observed values

Pressure	Bub.Pt.				
Temp					
50.0					
100.0					
150.0					
200.0					
250.0					
300.0					

Calculated values

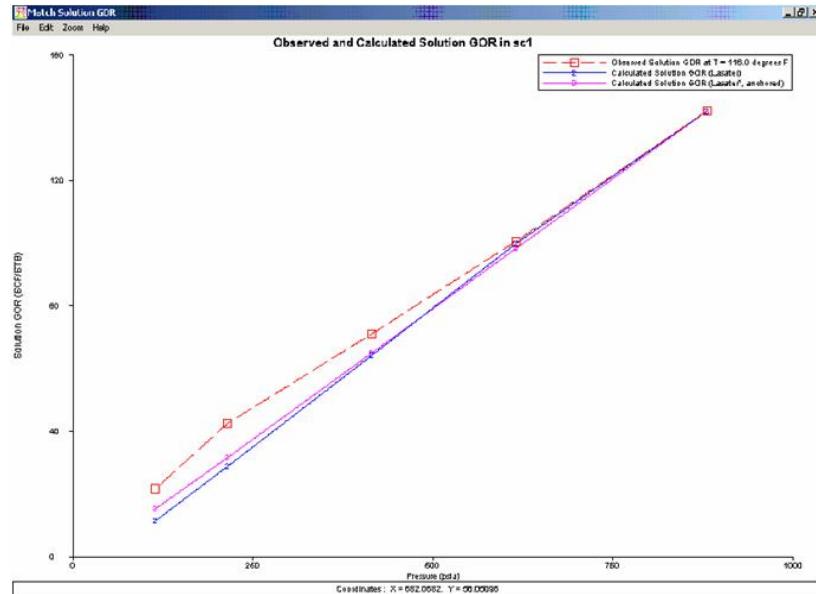
50.0					
100.0					
150.0					
200.0					
250.0					
300.0					

OK Cancel Calculate Best fit Copy Plot

Fuente: Wellflo 3.8.2.

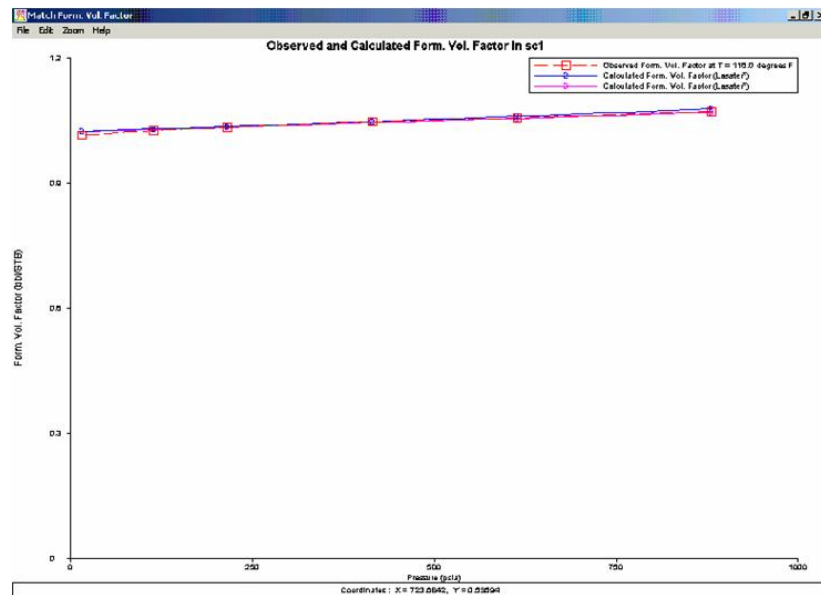
Luego se hizo el respectivo ajuste de las propiedades ya mencionadas (figuras 43, 44, 45).

Figura 43. Ajuste del GOR.



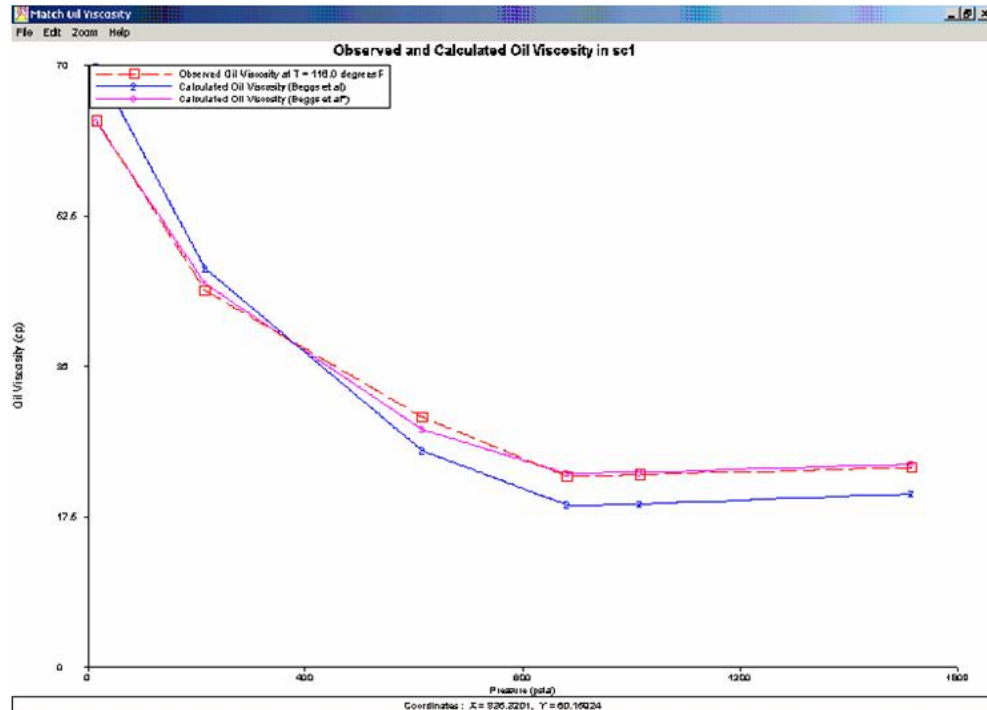
Fuente: Wellflo 3.8.2.

Figura 44. Ajuste del factor volumétrico del aceite.



Fuente: Wellflo 3.8.2.

Figura 45. Ajuste da la viscosidad del aceite.



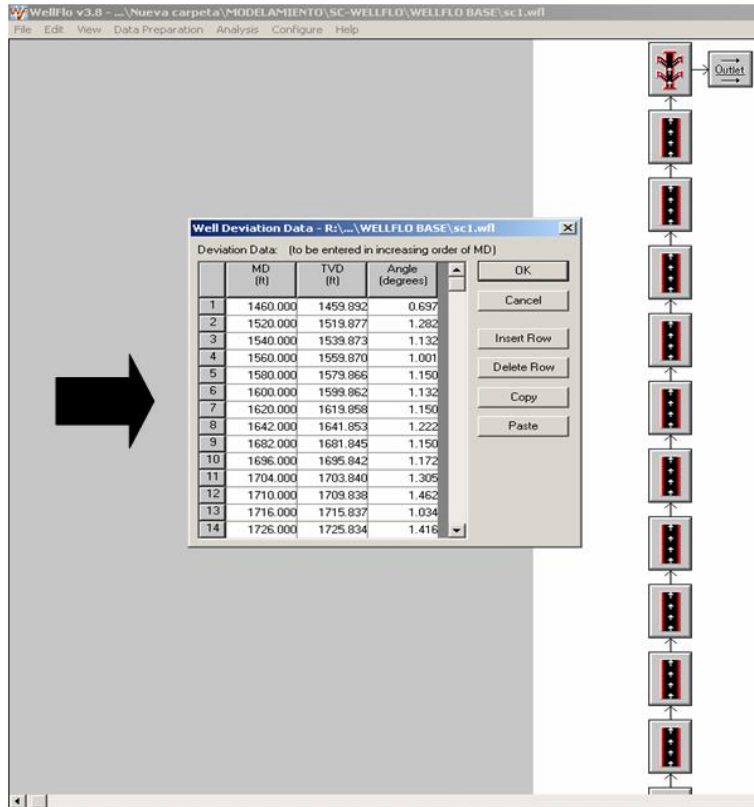
Fuente: Wellflo 3.8.2.

De esta manera queda cargado el PVT para todos los pozos del campo.

b. Parámetros del fluido. Luego de cargar el PVT se ingresan los valores actuales, para cada pozo, de BSW, GOR, °API, gravedad específica del aceite y del agua y salinidad del agua. De esta manera queda creado en Wellflo un archivo base para cada pozo.

c. Desviación del pozo. Como paso seguido se carga la información de desviaciones para cada pozo como se muestra en la figura 46.

Figura 46. Desviación del pozo.



Fuente: Wellflo 3.8.2.

d. Condiciones actuales. En esta parte se determina el índice de productividad IP, el AOF y el daño actual de cada pozo. Para esto se ingresa a Wellflo, por cada pozo, los siguientes datos: Presión de yacimiento, temperatura de yacimiento, profundidad al punto medio de perforaciones, presión de fondo fluyendo, producción. Además, se define el modelo IPR con el que se va a hacer el modelamiento de producción, en este caso se utilizó el modelo de **Vogel**.

Con esto se obtuvo los valores de índice de productividad IP y el AOF actual (figura 47)

Figura 47. Cálculo de índice de productividad IP y el AOF actual.

Inflow Performance: Oil (Test Data Points) - Layer 1

Layer Parameters

Layer pressure: 906.520 psia

Layer temperature: 116.000 degrees F

Relative Injectivity: 0 per cent

Mid-perf depth (MD): 3169.00 ft

IPR Model

Current IPR Model :
Vogel

Test point data (total liquid)

Test Pressure 1: 244.66 psia

Test Flow Rate 1: 371.000 STB/day

Test Pressure 2: 0 psia

Test Flow Rate 2: 0 STB/day

Include non-Darcy effects

Calculated values (total liquid)

Productivity index (J): 0.8365 STB/day/psi

Non-Darcy flow coeff. (F): 0 psi/(lbs/day)2

Abs. open flow (AOF): 414.5 STB/day

OK

Cancel

Calculate

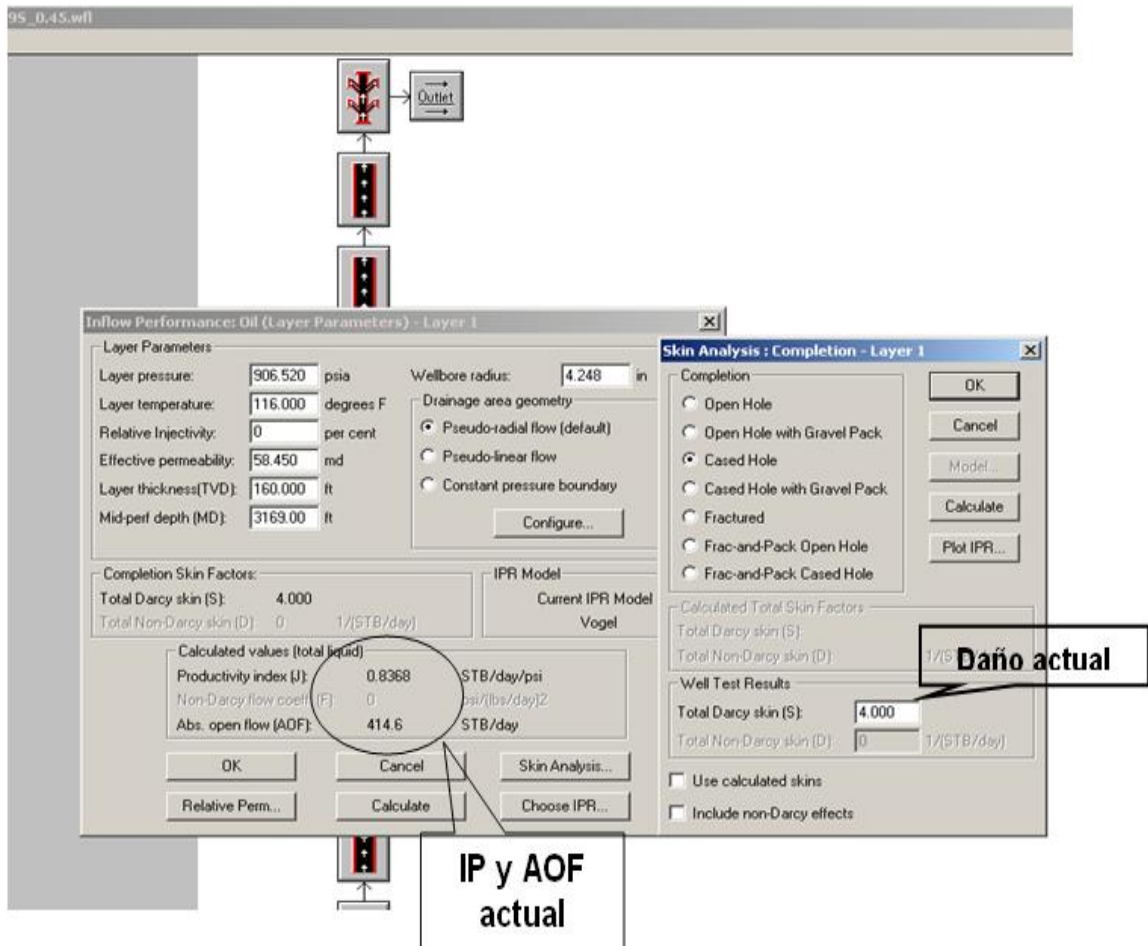
Relative Perm...

Choose IPR...

Fuente: Wellflo 3.8.2.

Luego de determinar el índice de productividad IP y el AOF actual del pozo se ingresan los valores de permeabilidad efectiva al aceite y el espesor de la zona de interés para calcular el daño actual de la formación para dicho pozo (Figura 48).

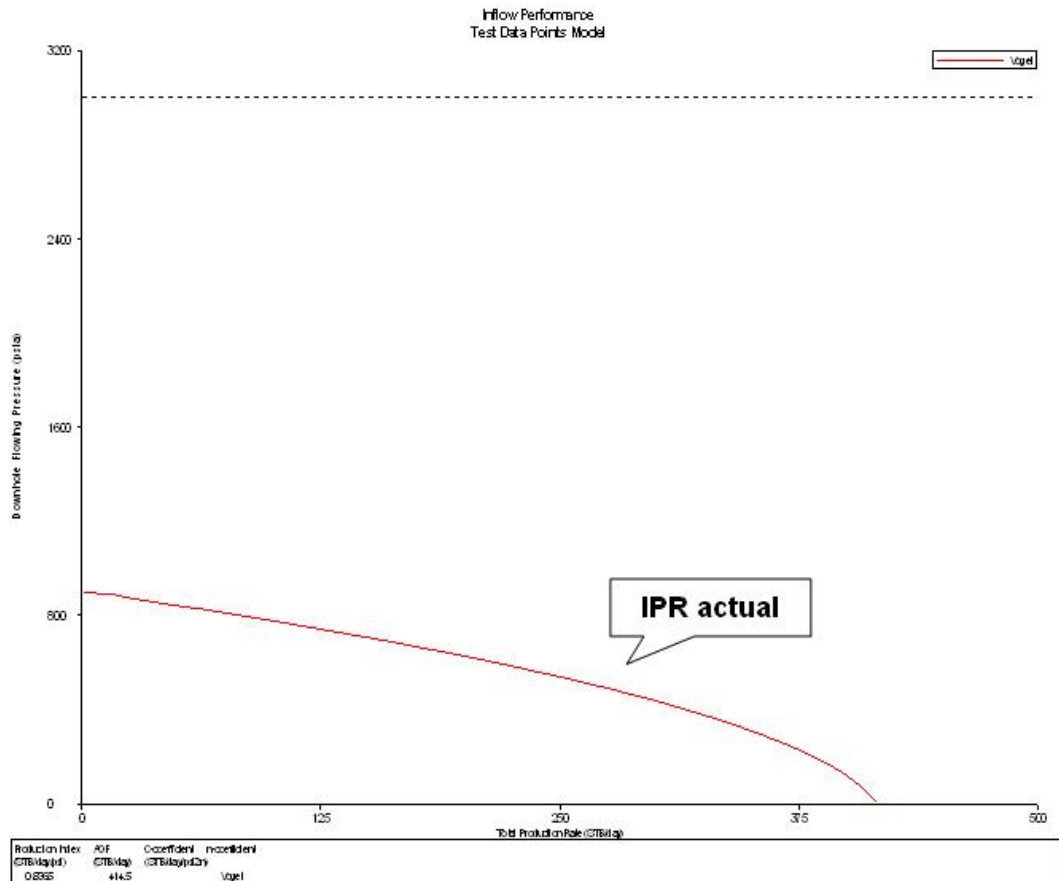
Figura 48. Cálculo del daño actual.



Fuente: Wellflo 3.8.2.

Por último se grafica la curva IPR actual del pozo (Figura 49).

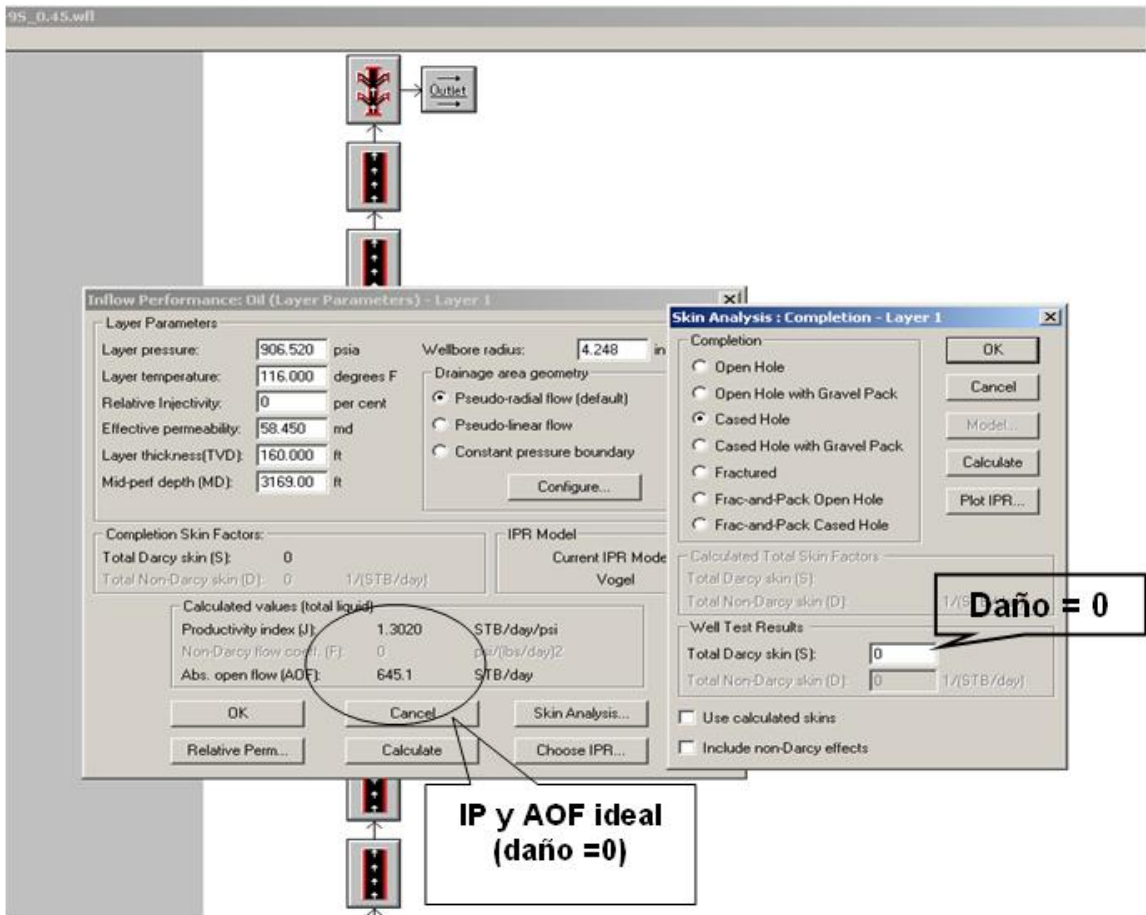
Figura 49. Curva del IPR actual.



Fuente: Wellflo 3.8.2.

e. Condiciones ideales - Daño = 0. Consiste en simular una corrección del daño llevándolo a un valor de cero (Daño = 0) para determinar el nuevo IP, el nuevo AOF y el incremento de producción (Figura 50).

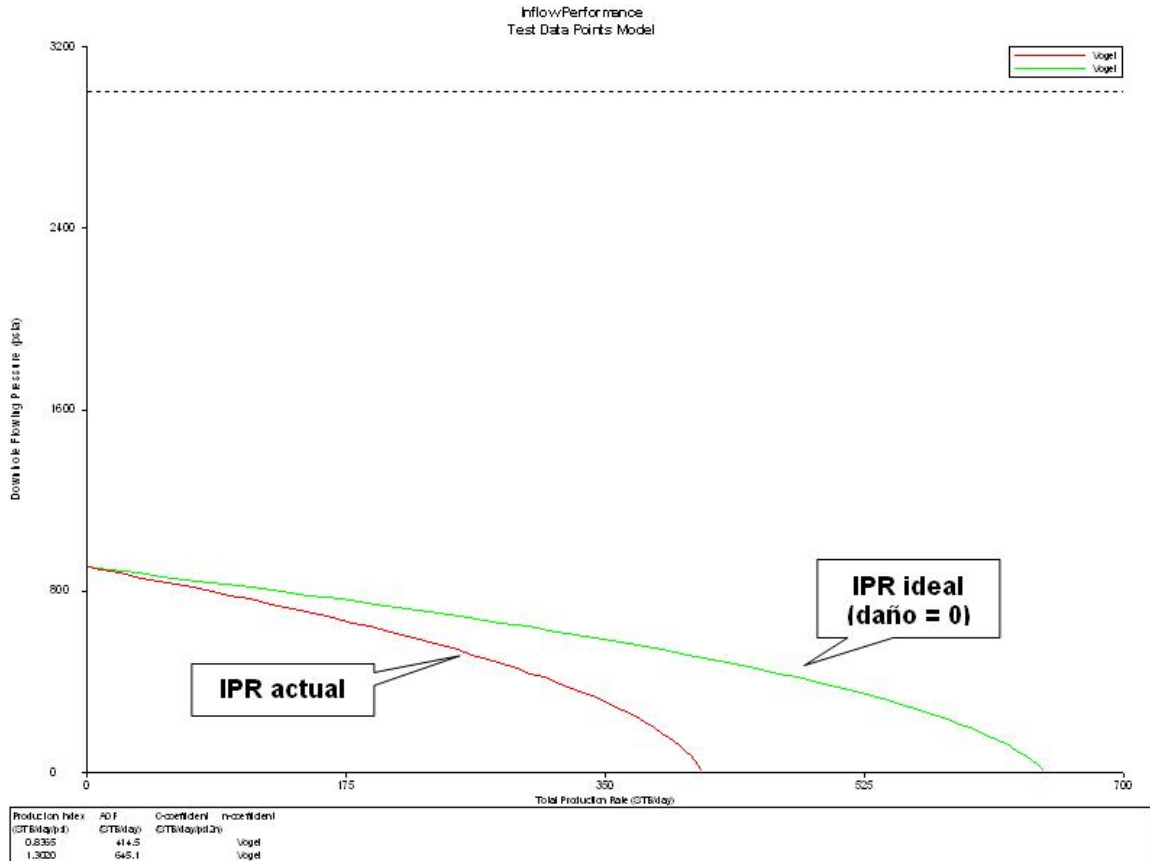
Figura 50. Cálculo de índice de productividad IP y el AOF ideal (Daño = 0).



Fuente: Wellflo 3.8.2.

Por último se grafica la curva IPR del pozo para cuando el daño es cero (Figura 51).

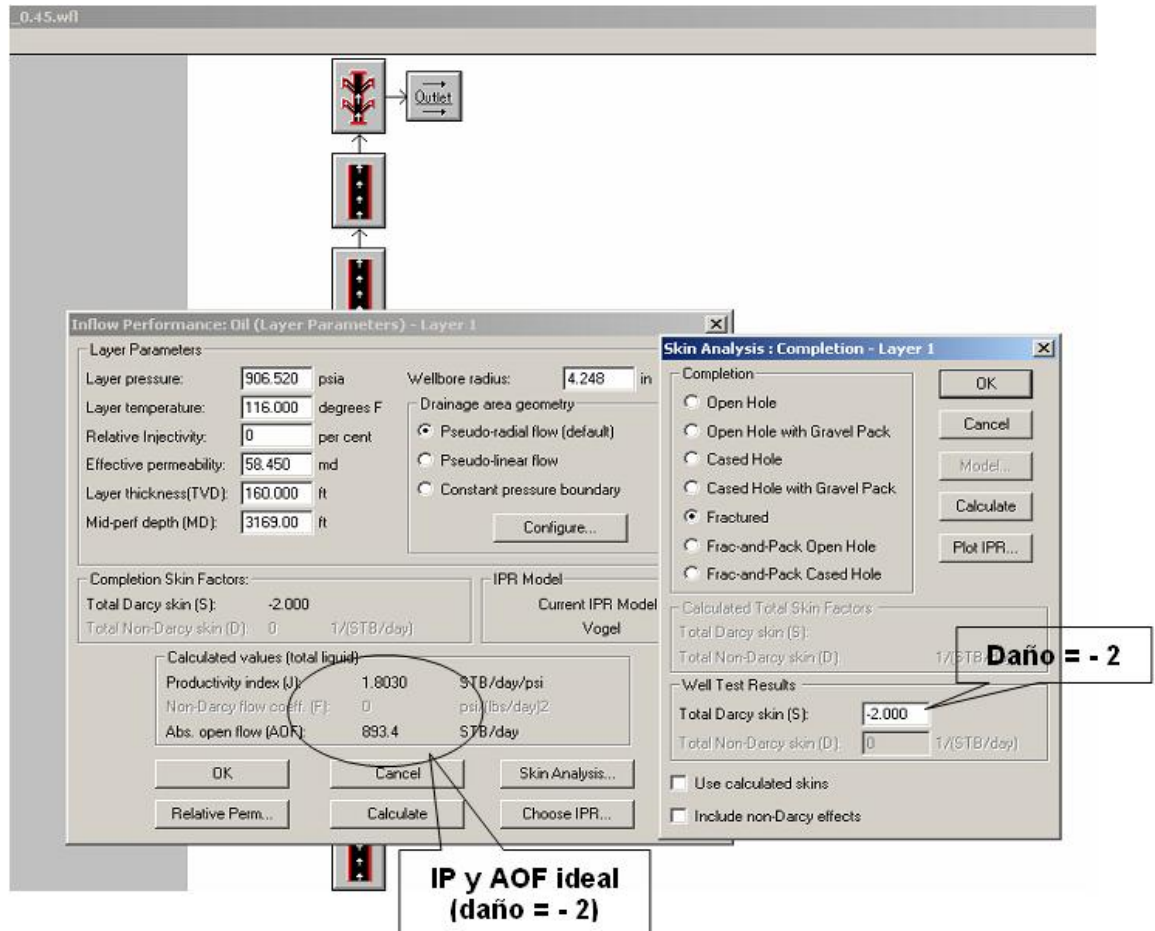
Figura 51. Curvas IPR actual e ideal (daño = 0).



Fuente: Wellflo 3.8.2.

f. Condiciones ideales - Daño = -2 (Fracturado). Se simula un fracturamiento hidráulico que corrija el daño hasta llevarlo a un valor de **-2** para determinar los nuevos valores de IP, AOF e incremento de producción (figura 52).

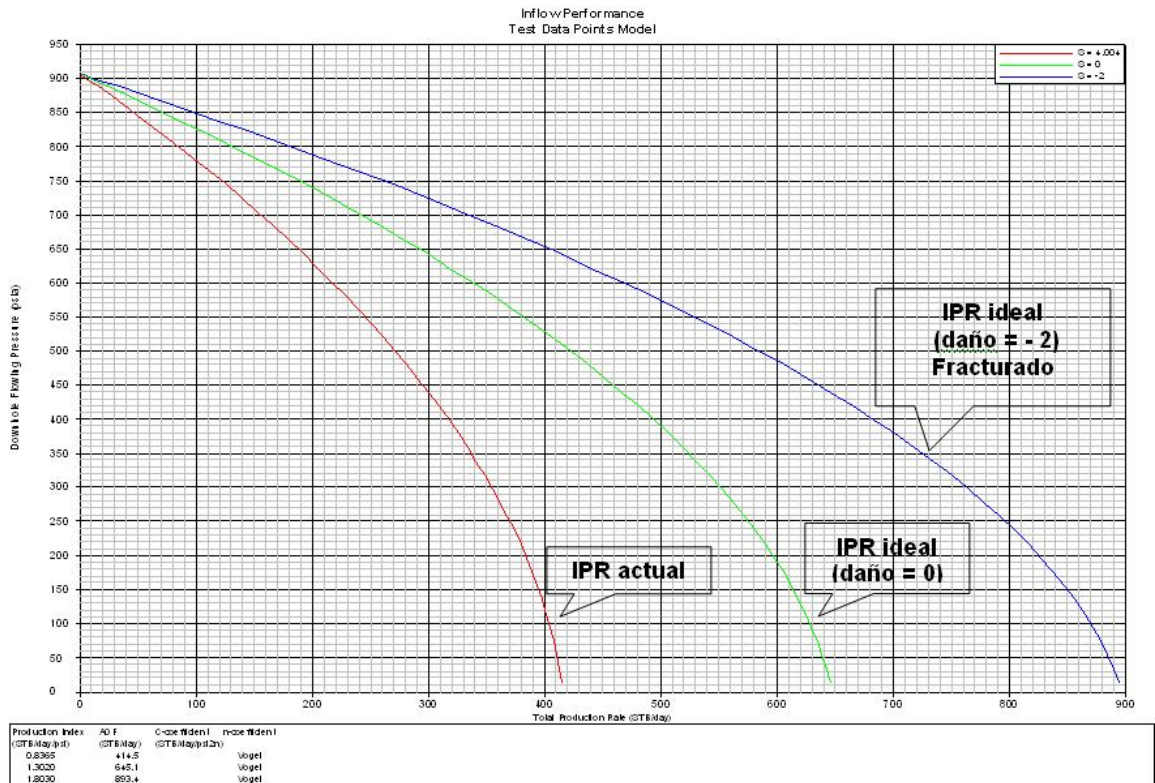
Figura 52. Cálculo de índice de productividad IP y el AOF ideal (Daño = -2).



Fuente: Wellflo 3.8.2.

Por ultimo se grafica la curva IPR del pozo para cuando el daño es -2. El software permite ajustar los ejes y realizar otros arreglos para mejorar la presentación de a gráfica (Figura 53). De esta se determina, con la presión de fondo fluyendo del pozo, la producción incremental teórica para cuando el daño es cero y para cuando es -2. Valga recalcar que estos valores teóricos de incremento de producción son muy importantes al momento de la selección de pozos a fracturar.

Figura 53. Curvas IPR actual e ideales (daño = 0 y daño = - 2).



Fuente: Wellflo 3.8.2.

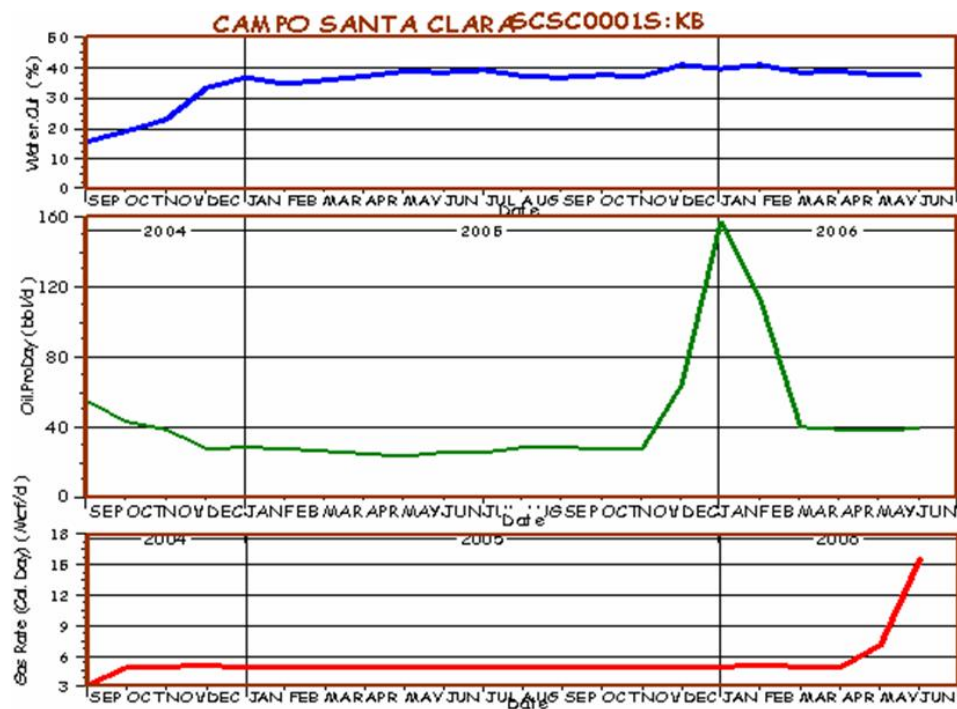
g. Tabla de resultados. Finalmente se crea una tabla con los resultados del modelamiento de producción la cual esta dividida en tres partes. La primera parte contiene los resultados de las condiciones actuales del pozo, es decir, el IP, el AOF y el daño actual. La segunda parte esta compuesta por los resultados a la condición ideal de daño = 0, a saber, el IP, el AOF, la producción y la producción incremental para cuando el daño = 0. La tercera y ultima parte contiene los resultados a la condición ideal de daño = -2, estos son: el IP, el AOF, la producción y la producción incremental para cuando el daño = -2. (Ver anexo C).

3.3 POZOS SELECCIONADOS PARA TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Después de haber hecho un análisis minucioso de las características previamente mencionadas se determinó que los pozos con las mejores condiciones para realizar trabajos de fracturamiento hidráulico son:

- **Santa Clara 1 Sur:** Este pozo productor fue perforado en 1987 y en diciembre del mismo año fue aislada la zona LKB, por lo tanto actualmente solo produce por la zona UKB, el sistema de levantamiento artificial es bombeo mecánico. Buen candidato para fracturar toda la unidad de Caballos Superior y se consideró necesario correr el registro de cementación. Este es un pozo vertical.

Figura 54. Historia de producción del pozo SC-1S.



Fuente: Base de datos OFM 2006.

La información con la que se modeló este pozo en el software Wellflo fue la siguiente:

Tabla 6. Información para el modelamiento de producción en el software Wellflo del pozo SC-1S.

Arena Productora	Intervalos cañoneados	hn (ft)	Profundidad del punto medio de la zona (ft)	ko (mD)	Ps de la zona (psia)	Pwf (psia)
UKB	2428-2454 2457-2470 2474-2482	90	2555	40	700	356.2

Fuente: VIZCAINO BUENO, H. L.; DORIA CARRASCAL, L. M.

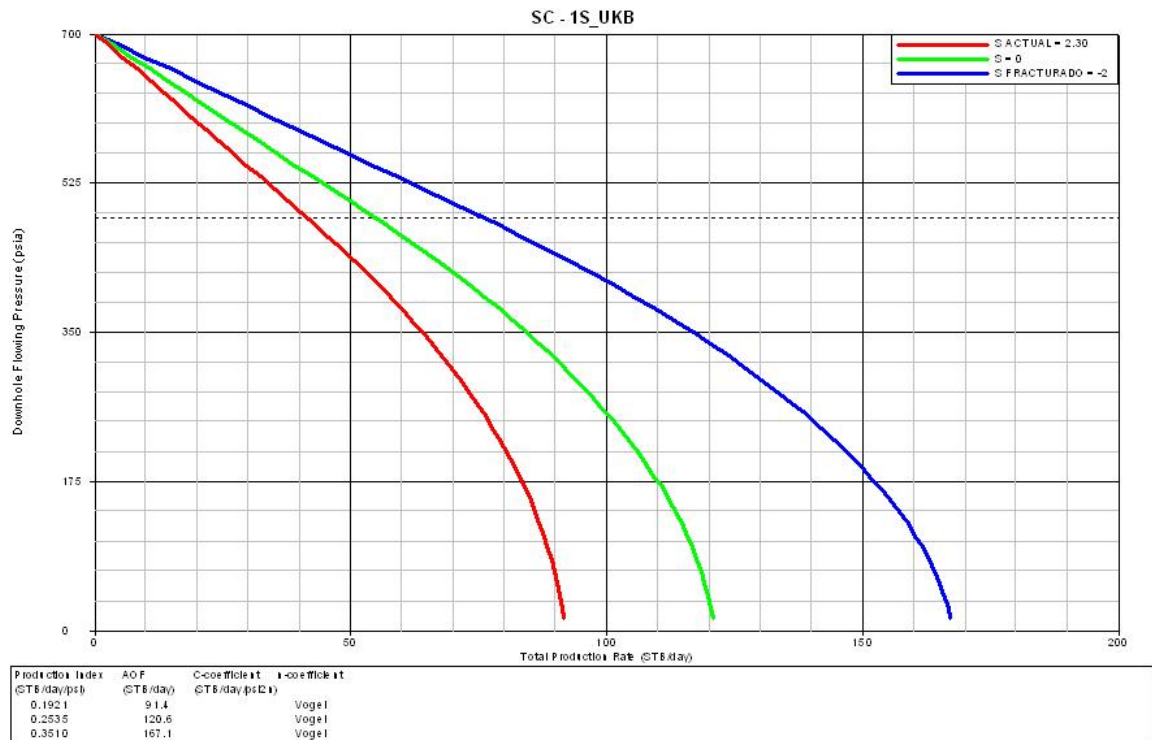
Los resultados obtenidos después de realizar el modelamiento de la producción en el software Wellflo para el pozo SC-1S están resumidos en la tabla 7 y en la figura 55.

Tabla 7. Resultados del modelamiento de producción en el software Wellflo para el pozo SC-1S.

ACTUAL			POTENCIAL (S = 0)			FRACTURADO (S = -2)		
S	IP (STB/day/psia)	Q bbl/d	IP	Q	Q _{incre}	IP	Q	Q _{incre}
2.30	0.1921	63.5	0.2535	83.33	19.83	0.351	116	52.5

Fuente: VIZCAINO BUENO, H. L.; DORIA CARRASCAL, L. M.

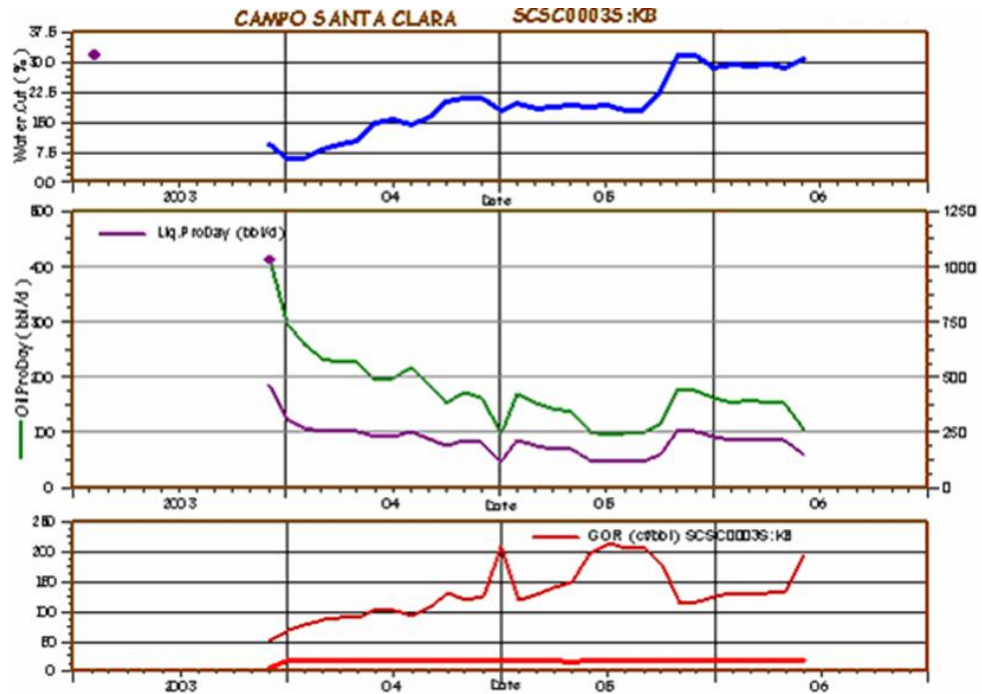
Figura 55. Curvas IPR. Análisis de daño para el pozo SC-1S en el software Wellflo.



Fuente: Wellflo 3.8.2.

• **Santa Clara 3 Sur:** Este pozo productor fue perforado en noviembre del 2003. Actualmente esta produciendo por todas las zonas UKB, MKB y LKB, es decir, todos los intervalos perforados se encuentran abiertos. El sistema de levantamiento artificial es bombeo mecánico. Se recomendó verificar la calidad del cemento y evaluar la respuesta de las RPM para implementar con el fracturamiento. Este es un pozo desviado, pero entra a la zona de interés con un ángulo de un grado.

Figura 56. Historia de producción del pozo SC-3S.



Fuente: Base de datos OFM 2006.

La información con la que se modeló este pozo en el software Wellflo fue la siguiente:

Tabla 8. Información para el modelamiento de producción en el software Wellflo del pozo SC-3S.

Arena Productora	Intervalos cañoneados	hn (ft)	Profundidad del Punto medio de la zona (ft)	k_o (mD)	Ps de la zona (psia)	Pwf (psia)
UKB	2712-2728 2733-2755 2768-2794 2800-2806	70	2759	59.9	892.4	228.2

Fuente: VIZCAINO BUENO, H. L.; DORIA CARRASCAL, L. M.

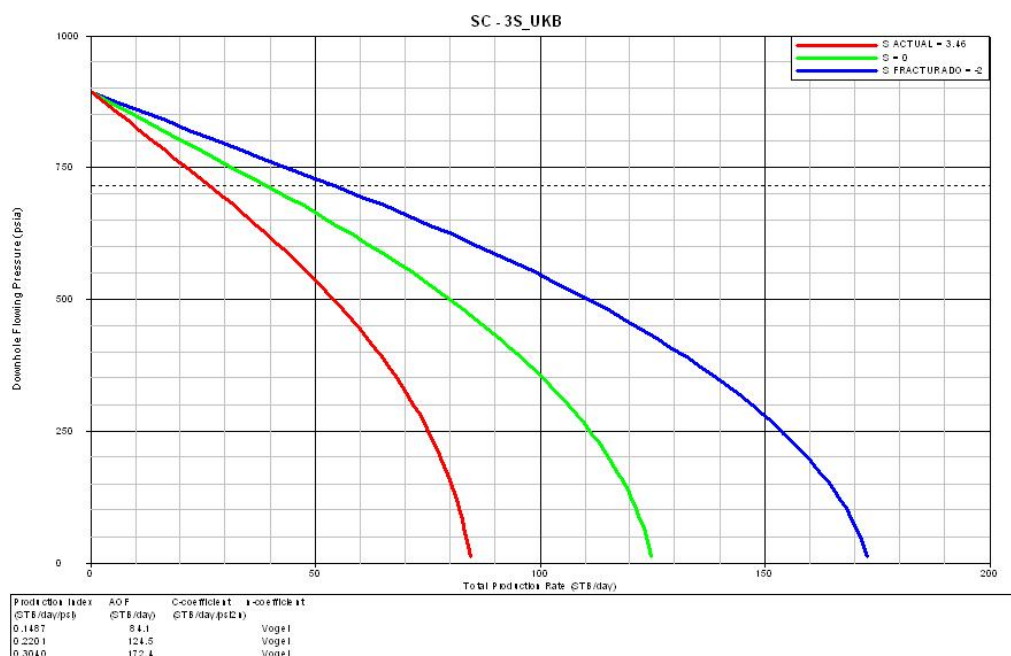
Los resultados obtenidos después de realizar el modelamiento de la producción en el software Wellflo para el pozo SC-3S están resumidos en la tabla 9 y en la figura 57.

Tabla 9. Resultados del modelamiento de producción en el software Wellflo para el pozo SC-3S.

ACTUAL			POTENCIAL (S = 0)			FRACTURADO (S = -2)		
S	IP (STB/day/psia)	Q bbl/d	IP	Q	Q _{incre}	IP	Q	Q _{incre}
3.46	0.1487	76.3	0.2201	112.64	36.34	0.304	156.11	79.81

Fuente: VIZCAINO BUENO, H. L; DORIA CARRASCAL, L. M.

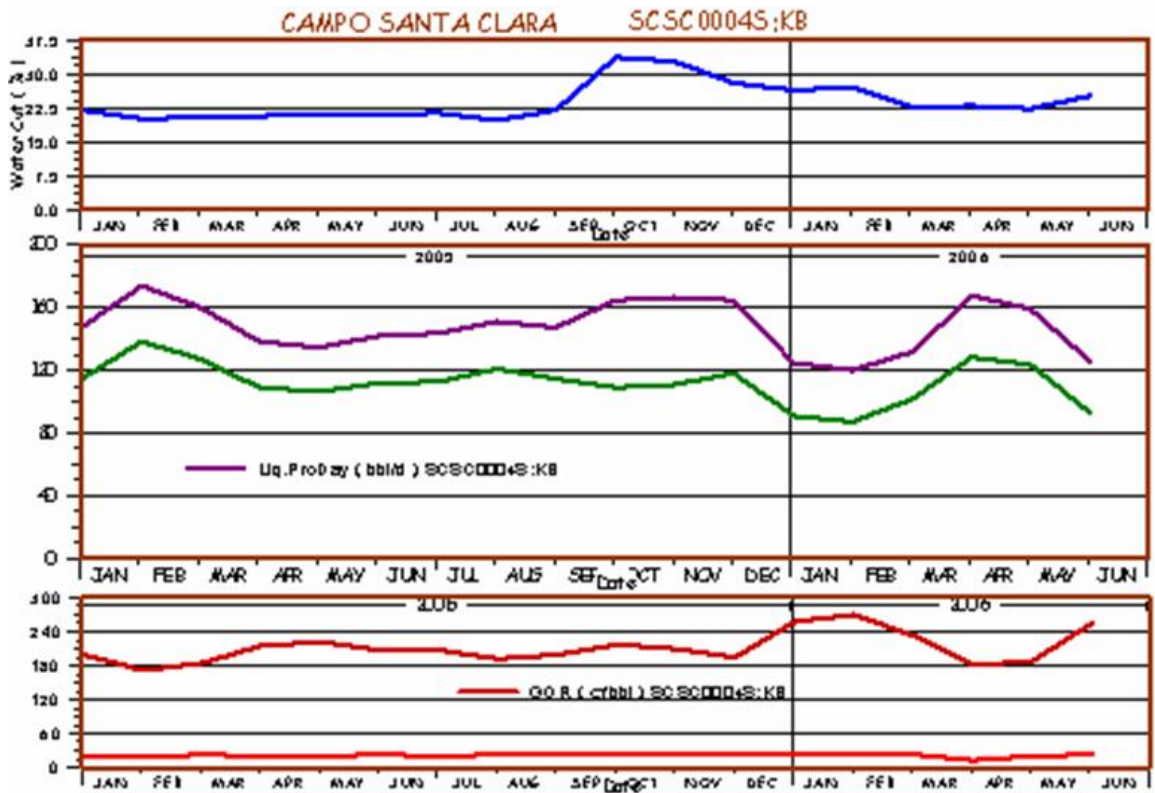
Figura 57. Curvas IPR. Análisis de daño para el pozo SC-3S en el software Wellflo.



Fuente: Wellflo 3.8.2.

- **Santa Clara 4 Sur:** Este pozo productor fue perforado en octubre del 2004 y en diciembre del mismo año se realizó el completamiento del pozo. Actualmente esta produciendo por las zonas UKB y MKB. Todos los intervalos perforados se encuentran abiertos. El sistema de levantamiento artificial es bombeo mecánico. Buen candidato a fracturar en Caballos superior. Este pozo entra a la zona de interés con un ángulo de un grado.

Figura 58. Historia de producción del pozo SC-4S.



Fuente: Base de datos OFM 2006.

La información con la que se modeló este pozo en el software Wellflo fue la siguiente:

Tabla 10. Información para el modelamiento de producción en el software Wellflo del pozo SC-4S.

Arena Productora	Intervalos cañoneados	hn (ft)	Profundidad del Punto medio de la zona (ft)	k_o (mD)	Ps de la zona (psia)	Pwf (psia)
UKB	2687-2707 2717-2769	72	2728	41.3	922.3	63.3

Fuente: VIZCAINO BUENO, H. L; DORIA CARRASCAL, L. M.

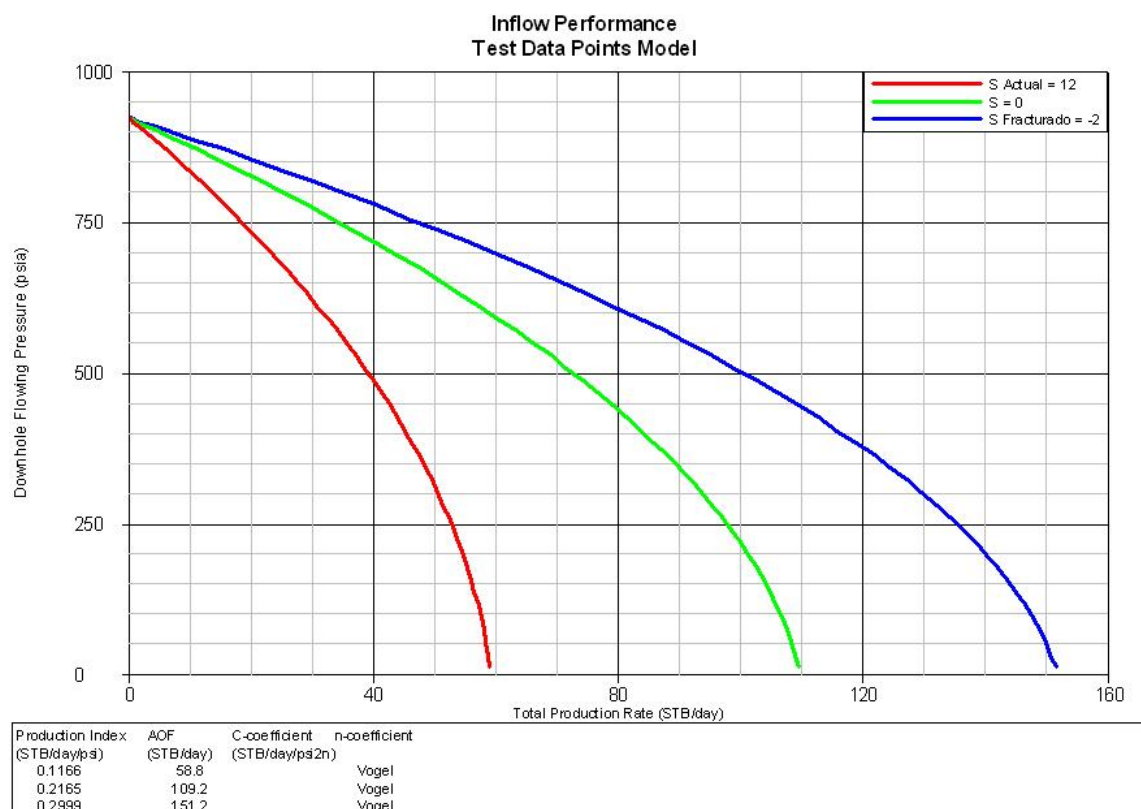
Los resultados obtenidos después de realizar el modelamiento de la producción en el software Wellflo para el pozo SC-4S están resumidos en la tabla 11 y en la figura 59.

Tabla 11. Resultados del modelamiento de producción en el software Wellflo para el pozo SC-4S.

ACTUAL			POTENCIAL (S = 0)			FRACTURADO (S = -2)		
S	IP (STB/day/psia)	Q bbl/d	IP	Q	Q _{incre}	IP	Q	Q _{incre}
12	0.1116	58.0	0.3093	154.5	5.5	0.4284	213.6	155.6

Fuente: VIZCAINO BUENO, H. L; DORIA CARRASCAL, L. M.

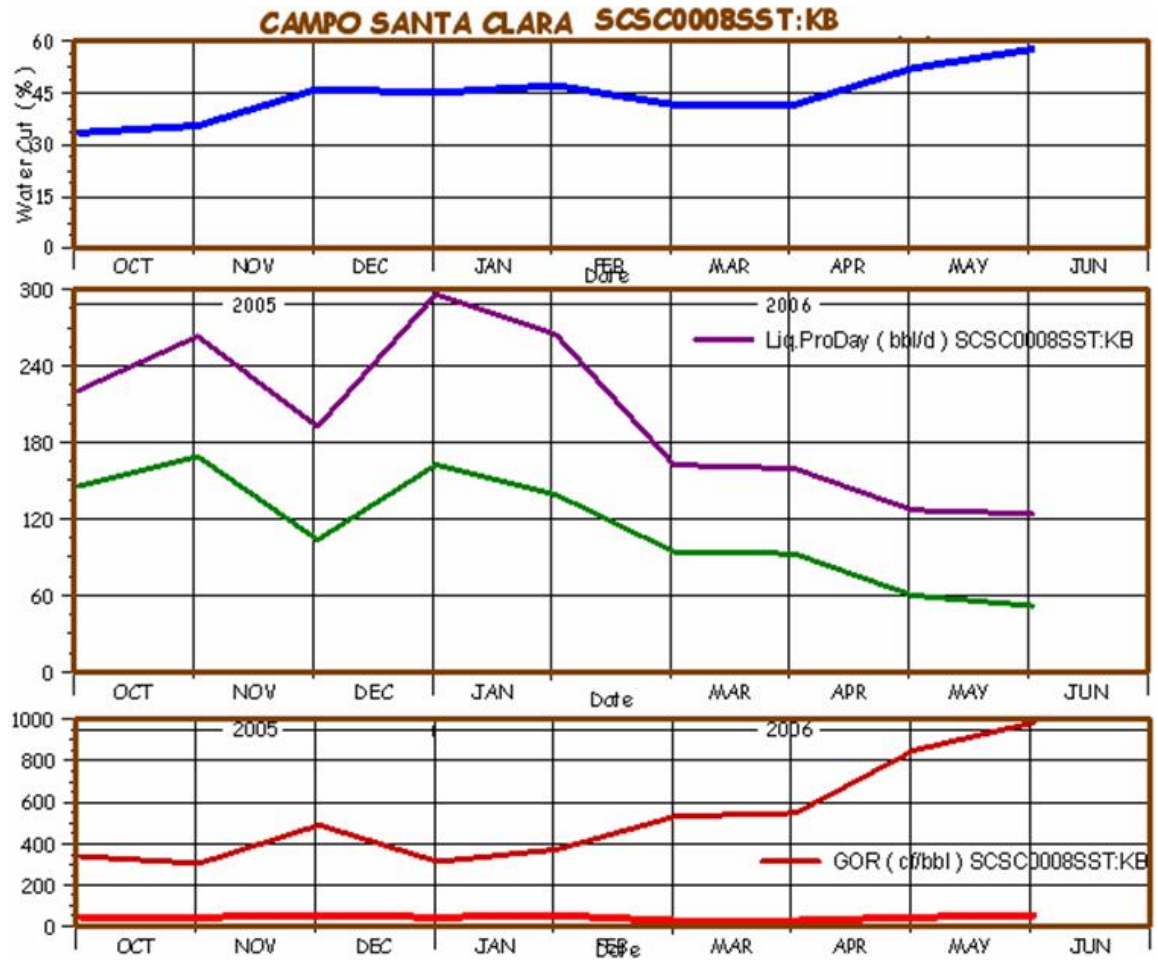
Figura 59. Curvas IPR. Análisis de daño para el pozo SC-4S en el software Wellflo.



Fuente: Wellflo 3.8.2.

• **Santa Clara 8 Sur:** Este pozo productor fue perforado en diciembre de 1987 y en el mismo mes se realizó el completamiento del pozo. Actualmente esta produciendo por la zona UKB, porque a partir de la zona MKB todos los intervalos perforados se encuentran aislados. El sistema de levantamiento artificial es bombeo mecánico. En éste pozo se hizo un **side track**, pero entra a la zona de interés con un ángulo de un grado.

Figura 60. Historia de producción del pozo SC-8SST.



Fuente: Base de datos OFM 2006.

La información con la que se modeló este pozo en el software Wellflo fue la siguiente:

Tabla 12. Información para el modelamiento de producción en el software Wellflo del pozo SC-8SST.

Arena Productora	Intervalos cañoneados	hn (ft)	Profundidad del Punto medio de la zona (ft)	k_o (mD)	Ps de la zona (psia)	Pwf (psia)
UKB-MKB	2632 - 2715 2731 - 2800 2816 - 2829	165	2731	42	930	123

Fuente: VIZCAINO BUENO, H. L; DORIA CARRASCAL, L. M.

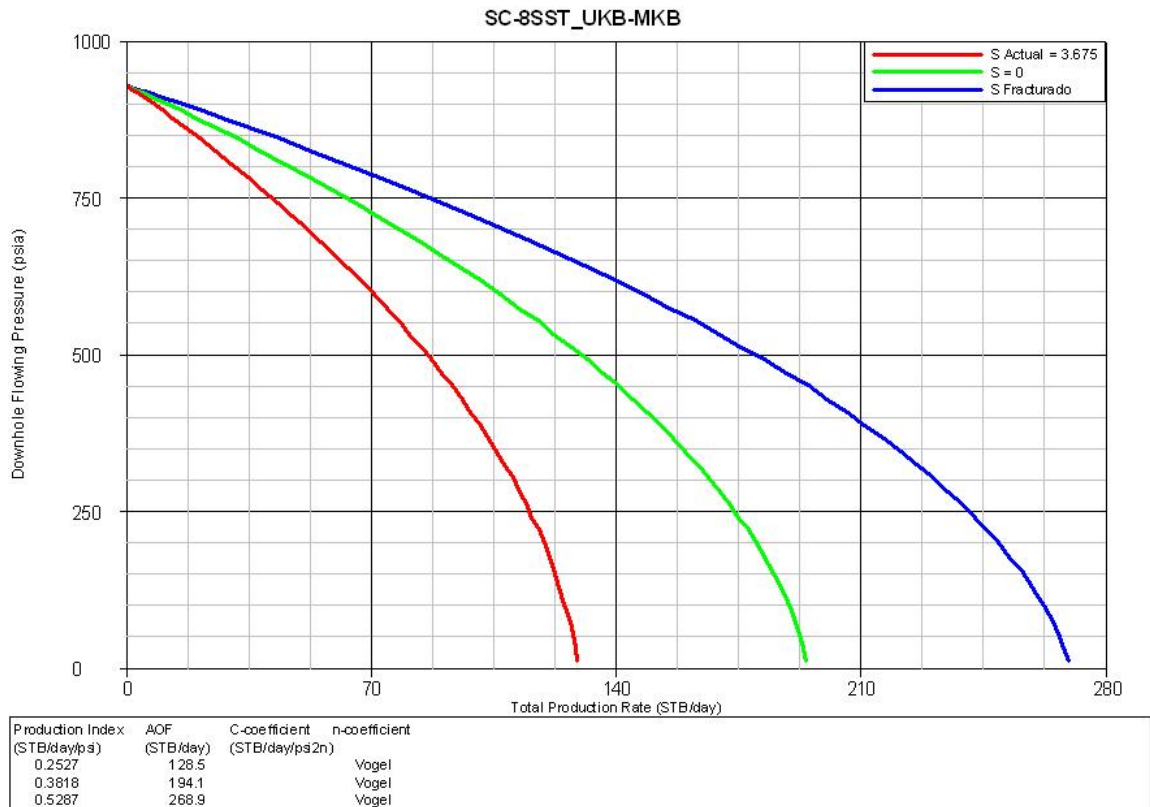
Los resultados obtenidos después de realizar el modelamiento de la producción en el software Wellflo para el pozo SC-8SST están resumidos en la tabla 13 y en la figura 61.

Tabla 13. Resultados del modelamiento de producción en el software Wellflo para el pozo SC-8SST.

ACTUAL			POTENCIAL (S = 0)			FRACTURADO (S = -2)		
S	IP (STB/day/psia)	Q bbl/d	IP	Q	Q _{incre}	IP	Q	Q _{incre}
3.675	0.2527	124.35	0.3818	187.5	62.65	0.5287	260	135.65

Fuente: VIZCAINO BUENO, H. L; DORIA CARRASCAL, L. M.

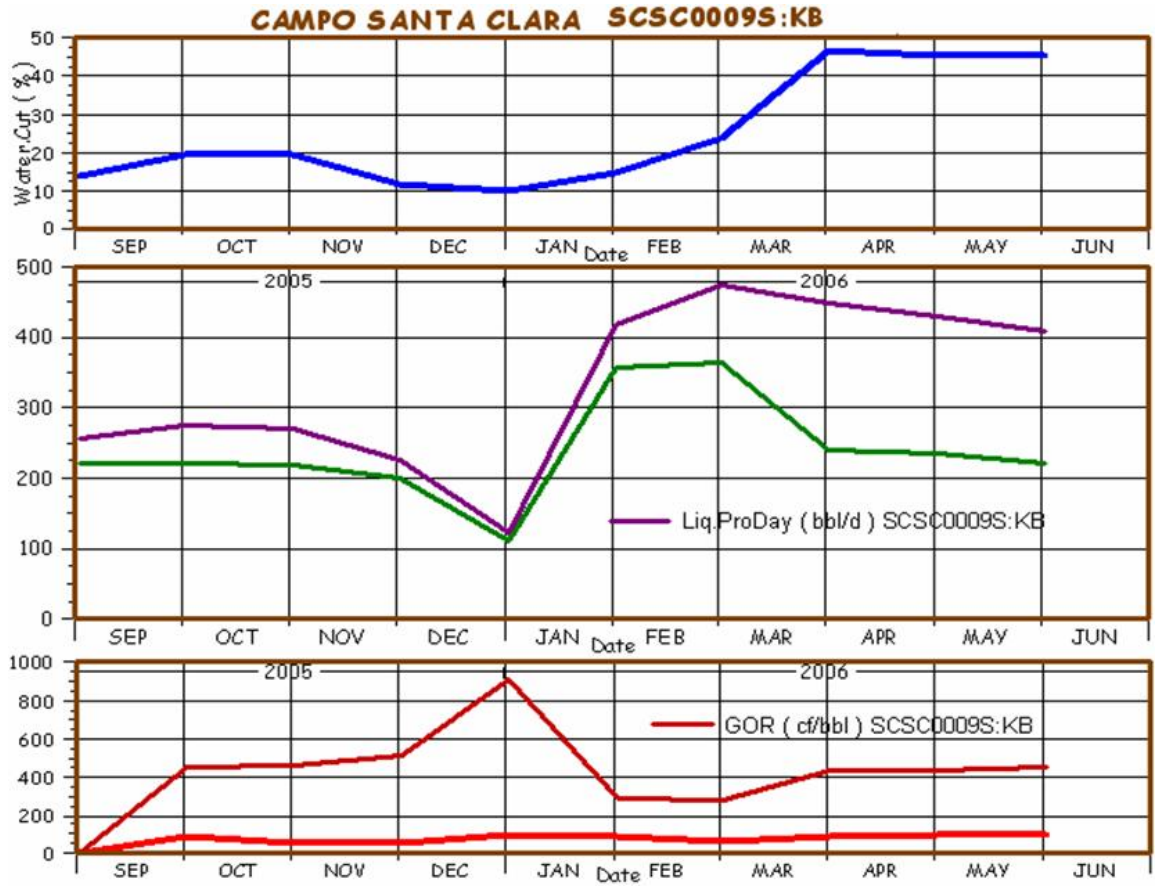
Figura 61. Curvas IPR. Análisis de daño para el pozo SC-8SST en el software Wellflo.



Fuente: Wellflo 3.8.2.

• **Santa Clara 9 Sur:** Este pozo productor fue perforado en Agosto del 2005 y en diciembre del mismo año se realizó el completamiento del pozo. Actualmente todos sus intervalos están abiertos y esta produciendo por las zonas UKB, MKB y LKB. El sistema de levantamiento artificial es el bombeo mecánico. Este es un pozo desviado y entra a la zona de interés con un ángulo de 53 grados, pero esta dificultad se puede si se realiza un trabajo de fracturamiento adecuado y cuidadoso. Es el pozo que muestra un mayor incremento en la producción con el fracturamiento.

Figura 62. Historia de producción del pozo SC-9S.



Fuente: Base de datos OFM 2006.

La información con la que se modeló este pozo en el software Wellflo fue la siguiente:

Tabla 14. Información para el modelamiento de producción en el software Wellflo del pozo SC-9S.

Arena Productora	Intervalos cañoneados	hn (ft)	Profundidad del Punto medio de la zona (ft)	k_o (mD)	Ps de la zona (psia)	Pwf (psia)
UKB-MKB	3062 - 3148 3158 - 3186 3190 - 3208 3216 - 3220 3240 - 3252 3264 - 3276	160	3169	58.5	906.5	244.6

Fuente: VIZCAINO BUENO, H. L; DORIA CARRASCAL, L. M.

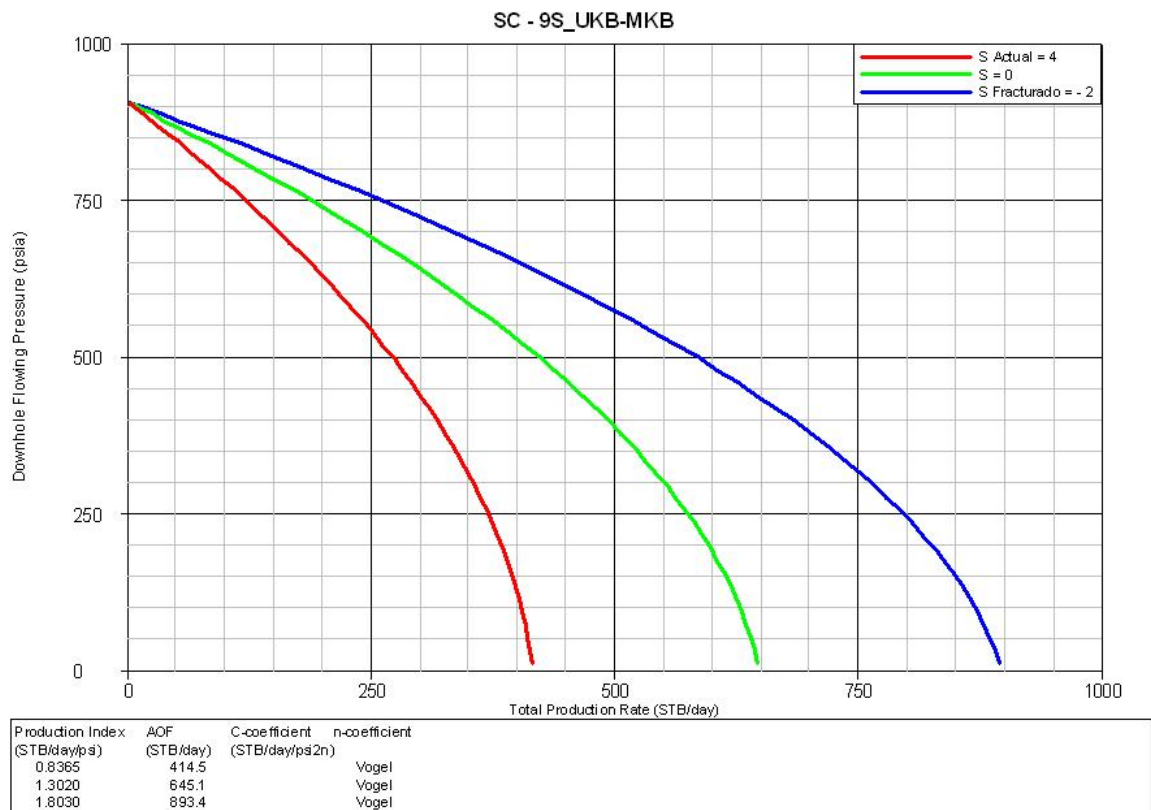
Los resultados obtenidos después de realizar el modelamiento de la producción en el software Wellflo para el pozo SC-9S están resumidos en la siguiente tabla 15 y en la figura 63.

Tabla 15. Resultados del modelamiento de producción en el software Wellflo para el pozo SC-9S.

S	ACTUAL		POTENCIAL (S = 0)			FRACTURADO (S = -2)		
	IP (STB/day/psia)	Q bbl/d	IP	Q	Q _{incre}	IP	Q	Q _{incre}
4	0.8365	370.95	1.302	578.2	207.25	1.803	800.8	429.85

Fuente: VIZCAINO BUENO, H. L; DORIA CARRASCAL, L. M.

Figura 63. Curvas IPR. Análisis de daño para el pozo SC – 9S en el software Wellflo.



Fuente: Wellflo 3.8.2.

4. DISEÑO DE TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO^[18]

4.1 TEORÍA BÁSICA

4.1.1 Diseño de tratamientos. El diseño de un tratamiento de fracturamiento hidráulico, consiste en hallar la mejor relación entre las propiedades del yacimiento, las condiciones del pozo, los parámetros de la operación y los beneficios económicos previstos de la estimulación.

Las características del yacimiento, las propiedades de la formación, y en buena medida, las condiciones del pozo son factores incontrolables. Es decir, conforman condiciones de contorno dentro de las cuales es preciso desenvolverse para realizar el diseño. Esto significa que estamos limitados en la capacidad de controlar cómo se propagara la fractura, dónde quedará ubicado el material de soporte y cuáles serán los resultados de la estimulación.

Para un ingeniero, el diseño de un fracturamiento hidráulico en esencia se reduce a seleccionar:

- El equipo mecánico a usar (empaques, tuberías, bombas, etc.).
- El tipo de material soporte usado.
- El tipo de fluido fracturante (propiedades).
- El tipo de fluido desplazante.
- El régimen de flujo de la mezcla (fluido fracturante + material de soporte) dentro la tubería usada.
- El gradiente de fractura de la formación.

^[18] BJ services company S.A., Op. cit., p. 183- 205

- El tamaño de las perforaciones.
- La secuencia utilizada para la selección se puede esquematizar en cuatro etapas:
 - Determinación de las propiedades del yacimiento y demás condiciones de contorno.
 - Selección de los parámetros variables de la operación (planteo de diversas alternativas.)
 - Predicción de la geometría obtenida y los resultados probables de cada alternativa.
 - Selección del tratamiento económicamente más ventajoso.
- **Minifrac.** Esta operación previa al tratamiento de fractura, consiste en realizar una prueba de inyectividad a la formación mediante el incremento de la tasa de bombeo para determinar la presión inicial de ruptura de las capas (gradiente de fractura), la presión de propagación y cierre de la fractura.

Si el volumen bombeado para crear la fractura es mínimo, la alteración de la presión poral será despreciable y por lo tanto la presión de cierre de la fractura será equivalente al esfuerzo horizontal mínimo.

En formaciones no permeables no se puede esperar una disipación de la presión en la formación, por lo que es necesario abrir el pozo a producción con un caudal constante. Este caudal deberá ser por regla del dedo gordo un máximo del 25% del caudal que se usó para el bombeo.

Para poder evaluar el **minifrac** y el tratamiento de fractura, normalmente se registran las presiones, caudales, y dosificaciones de material de soporte, con los correspondientes equipos e instrumental.

En esta sección se revisan algunos criterios, conceptos y técnicas para enfrentar el problema de diseño.

- **Condiciones de contorno**

- Yacimiento y pozo. Las características del yacimiento (tipo de formación, porosidad, permeabilidad, etc.), las propiedades de la formación (propiedades elásticas, área de drenaje, gradiente de fractura, etc.), y las condiciones de pozo (diámetro del pozo, tuberías, perforaciones, etc.) hacen parte de los datos que hay que tener en cuenta al momento de diseñar un fracturamiento hidráulico.

Es importante destacar el siguiente aspecto: el principal recaudo con este conjunto de datos es obtener valores confiables en las estimaciones hechas por el diseño. Por lo tanto, La calidad de la información disponible afecta y limita directamente la confiabilidad de los resultados obtenidos.

Según el dato que se considere, existen diversas fuentes para la información. La obtención de valores confiables puede ser más o menos difícil, y su incidencia en análisis y resultados da mayor o menor importancia.

- Altura de la fractura. La altura de la fractura creada probablemente sea entre todos los datos, el que tenga una incidencia más dramática en las estimaciones del diseño. Su valor gobierna las dimensiones de la geometría creada, y en consecuencia, la ubicación final del material de soporte y el correspondiente incremento de productividad.

Estrictamente no es un “dato”, ya que durante el tratamiento la grieta se puede extender verticalmente según la presión desarrollada y las propiedades de los estratos superior e inferior que restringen su desarrollo. Sea como “dato” único

más o menos definido, o como función de la presión, su valor se puede obtener con diversos perfiles y técnicas. El más utilizado es el perfil de temperatura. También son frecuentes los registros de rayos gamma, empacadores o **Packers** impresores, y hasta equipos de TV o fotografía, pero son menos frecuentes.

- Permeabilidad. La estimación del incremento de productividad es sensible a la permeabilidad. Los valores de permeabilidad obtenidos ensayando núcleos de formación en laboratorio tienen limitaciones importantes: carácter puntual, frecuentemente medidas con gas, etc.

Se pueden realizar ajustes para estimar permeabilidades respecto al fluido del yacimiento y al fluido de fractura. Sin embargo, se deben preferir valores de permeabilidad obtenidos con ensayos de pozos (**Build-Up**) y una razonable estimación del espesor permeable.

- Gradiente de fractura. Errores en la estimación del gradiente de fractura se reflejan en la presión de tratamiento y la potencia hidráulica necesaria. En operaciones con fluidos de fractura convencionales, la diferencia entre potencia estimada y potencia real representa una modificación en el margen de seguridad disponible con el número de equipos de bombeo llevado a la locación. En cambio, si se utilizan espumas, debido a su carácter compresible, valores distintos de gradiente de fractura exigen proporciones correspondientes de gas para que el fluido tenga las propiedades deseadas.

- Propiedades elásticas. Los valores de propiedades elásticas (módulo de Young y relación de Poisson) se pueden determinar experimentalmente ensayando en laboratorio núcleos de formación.

También se utiliza información de perfiles, por ejemplo correlaciones entre el tiempo de tránsito sísmico y el módulo de Young. La sensibilidad de los resultados

calculados respecto al módulo de elasticidad y la relación de Poisson es relativamente baja. Esto significa que dentro del rango de variación de estas propiedades para las formaciones fracturables, las estimaciones obtenidas no difieren demasiado.

Como criterios generales es preciso puntualizar las siguientes ideas:

- La confiabilidad de los datos limita el significado de las estimaciones de diseño.
 - La estimación precisa de valores exige tiempo y esfuerzo: tiene un costo.
 - Parámetros como la altura de la fractura creada tiene una incidencia crítica en las estimaciones.
 - La incidencia relativa de cualquier dato es variable. Cuando se dispone de valores dudosos, es aconsejable estudiar la sensibilidad de los resultados. Vale decir, realizar estimaciones con el valor cuestionado y además con el valor máximo y mínimo que se presume puede corresponder. El análisis de resultados orientará sobre la necesidad de destinar esfuerzo para precisar el dato.
 - Finalmente, es importante destacar que la opción de un determinado modelo de geometría tiene más importancia en los resultados que cualquier incertidumbre razonable en los datos usados.
-
- **Análisis de penetración óptima.** El punto de partida ideal de un diseño es la experiencia previa en el yacimiento, ya sea para optimizar según esa experiencia previa, o bien para comenzar el análisis cuando ella no existe. Por lo tanto, en el diseño de una fractura hidráulica surge el siguiente interrogante: ¿cuál es la penetración óptima a obtener en el diseño?

Por penetración de la fractura se entiende a la fracción del radio de drenaje que alcanza la longitud empaquetada.

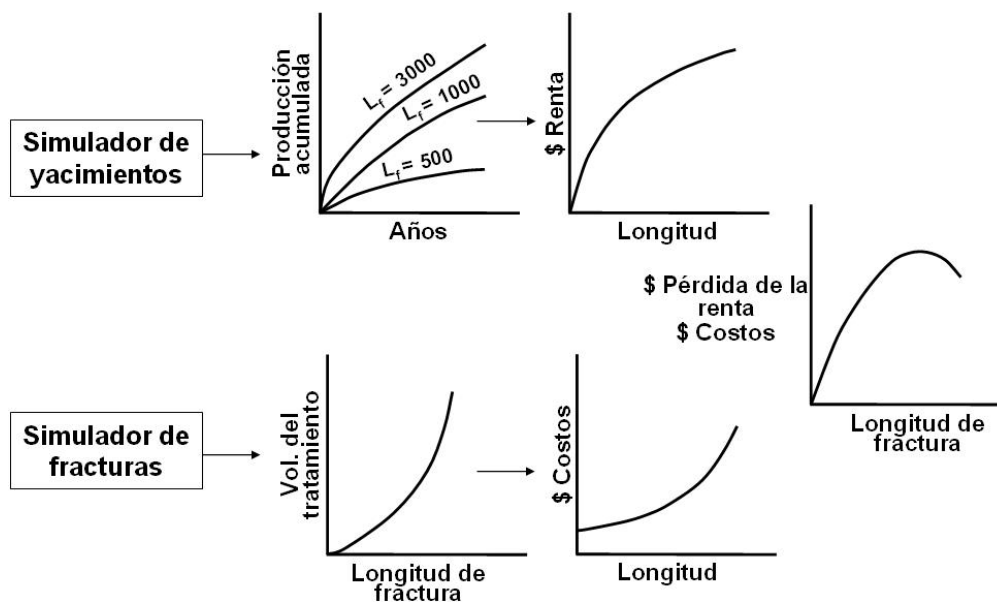
La penetración óptima involucra un equilibrio adecuado entre propiedades de la formación y características de la fractura, en última instancia se reduce a un análisis económico (beneficios versus costo).

Veatch ha sintetizado para el diseño global de una fractura, la necesidad de disponer de simuladores de yacimiento y fractura, paralelos a un modelo económico (Ver figura 64).

El simulador de yacimiento proporciona estimaciones de la producción futura para diversas longitudes y conductividades de fractura.

El simulador de fractura permite estimar volúmenes y demás parámetros de diseño necesarios para obtener diversas longitudes y conductividades.

Figura 64. Diseño para la simulación de la fractura - Concepto total de optimización.



Fuente: BJ Services Company S.A. Handbook Hydraulic Fracturing, 1986.

El modelo económico cuantifica los beneficios derivados del incremento de producción y evalúa los costos asociados con diversas alternativas. En definitiva, se reduce el análisis a una curva “beneficio neto” Vs. “longitud de fractura”, o parámetros más o menos equivalentes, como el tiempo de retorno, razón beneficios/inversión, tasa interna de retorno, valor presente neto, etc.

La aplicación de este tipo de modelo requiere datos como precio del petróleo, costo de extracción, tasas de interés, tasas de inflación, y su posible evolución por años, además de información muy precisa del yacimiento y del pozo. De acuerdo al contexto económico mundial, la confianza de estos datos requiere un espíritu bastante optimista más allá de factores técnicos y económicos.

Además de las complicaciones y limitaciones descritas, los análisis de esta naturaleza son imprescindibles cuando se pretende estimular formaciones de muy baja permeabilidad y espesores productivos muy grandes, en estos casos se obtienen penetraciones elevadas con tratamientos muy voluminosos. La aplicación de fracturamientos hidráulicos masivos representa costos de estimulación del mismo orden de magnitud que el resto de la perforación y completamiento del pozo, por lo que se exige agotar los recursos para optimizar el diseño.

En cambio, las áreas donde los tratamientos de fractura constituyen una fracción reducida del costo total del pozo, se prueban sucesivamente diversas alternativas de tratamiento (fluidos, volúmenes, programas de bombeo), que se optimizan según resultados hasta alcanzar criterios estándar.

- **Contraste entre las propiedades del yacimiento y el material de soporte.**

Una primera posibilidad de análisis en la existencia de un valor óptimo en la penetración de fractura empaquetada, surge al contrastar la permeabilidad del yacimiento con la conductividad de la fractura creada por el material de soporte.

La idea propuesta por Smith, consiste en adoptar una determinada cantidad de material de soporte y “distribuirla” en el área de fractura correspondiente a penetraciones crecientes, desde el 10% hasta el 100% del radio de drenaje.

A cada penetración definida de esa manera, corresponderá un conjunto de valores para una concentración superficial de material de soporte, ancho empaquetado, conductividad de fractura y relación del índice de productividad.

El valor máximo de relación del índice de productividad orienta sobre el valor óptimo de penetración.

- **Incremento de productividad y costos del tratamiento.** Para obtener penetraciones grandes se requieren mayores volúmenes de fluido. En el costo total del tratamiento existen valores independientes del volumen con un peso considerable (potencia, cargos básicos, etc.) que inciden notablemente el costo del fluido de fractura, particularmente cuando se requieren geles reticulados para alcanzar penetraciones elevadas.

Es indudable que incrementos pequeños en el costo redundan en aumentos sustanciales de la relación de productividad, pero para penetraciones mayores la relación se invierte, es decir, la relación de productividad crece lentamente mientras el aumento de los costos se acelera.

4.1.2 Parámetros variables de diseño. Ya se ha mencionado que el núcleo del proceso de diseño consiste en seleccionar tipo y volumen de fluido de fractura, tipo y cantidad de material de soporte, y caudal de inyección. Los criterios para realizar esa selección se aplican en la etapa de análisis de penetración óptima. No

existen lineamientos de aplicación universal, pero es posible puntualizar algunas ideas que ilustran el tipo de consideraciones recomendadas.

- **Selección del fluido de fractura.** La expresión “fluido de fractura”, estrictamente se refiere a un sistema de composición y propiedades características. En la sección 1.2.9 se mostró que a partir de un fluido base y con el uso de aditivos es posible modificar las diversas propiedades para mejorar el comportamiento del sistema total.

- **Viscosidad.** Si la formación sometida a estimulación es de alta permeabilidad y la penetración óptima es reducida, puede ser aceptable la elección de un fluido de baja viscosidad. El material de soporte sedimenta rápidamente, formando un banco de poca penetración y alta conductividad. En cambio, cuando se pretenden penetraciones mayores, es necesario incrementar la capacidad de transporte, ó sea la viscosidad. Esto también facilita crear fracturas más amplias y mezclar en superficie mayores concentraciones de material de soporte. Así es posible obtener una conductividad de fractura elevada aún cuando el material de soporte no forme banco.

Penetraciones muy altas exigen el empleo de los fluidos más viscosos disponibles, sin embargo, esto puede ser contraproducente si consideramos la fricción desarrollada. La mayor fricción en tubería incrementa el costo (potencia necesaria), y además puede elevar la presión de tratamiento por encima del valor permisible. Viscosidades muy grandes generan también fricción elevada en el seno de la fractura, generando que la presión pueda superar algún valor crítico, induciendo fracturas secundarias (transversales a la principal ó extendiendo el crecimiento vertical de la grieta hacía estratos adyacentes).

- Filtrado. El control de filtrado es crítico para la eficiencia en los tratamientos de gran volumen con fluidos costosos (penetración considerable). Al igual que la viscosidad, influye también en la posibilidad de arenamiento, incrementada con el uso de concentraciones elevadas de material de soporte. Conviene destacar, que el valor del coeficiente de filtrado tiene gran influencia en las estimaciones del diseño, su estimación confiable tiene importancia comparable con la altura de la fractura creada.

- **Selección del material de soporte.** La generación de una fractura de dimensiones adecuadas sin dañar la formación, el transporte del material de soporte y su distribución óptima, son aspectos importantes del diseño. No obstante, el material de soporte es el único elemento que queda en la fractura luego de la estimulación, y responsable en definitiva del incremento de productividad. De allí que la selección del tipo y cantidad de material de soporte sea de esencial importancia.

- Conductividad de fractura. Definido el valor de longitud empaquetada que se pretende alcanzar, existe un rango ideal de conductividad. Cualquier esfuerzo destinado a aumentar el valor de conductividad por encima de ese valor ideal, carece de sentido porque no se traduce en un incremento de productividad sustancial.

- Tipo de material de soporte. El uso de arena limpia de buena calidad ha resultado exitoso en todo tipo de yacimiento. La arena ofrece ventajas importantes: más económica que otros materiales de soporte y de fácil disponibilidad en muchas arenas.

Sus desventajas principales se derivan de la reducción de conductividad cuando se cierra la fractura. La selección del material de soporte requiere como primer

paso disponer de curvas de conductividad en función de la presión de confinamiento, a diversas concentraciones superficiales y obtenidas con núcleos de formación.

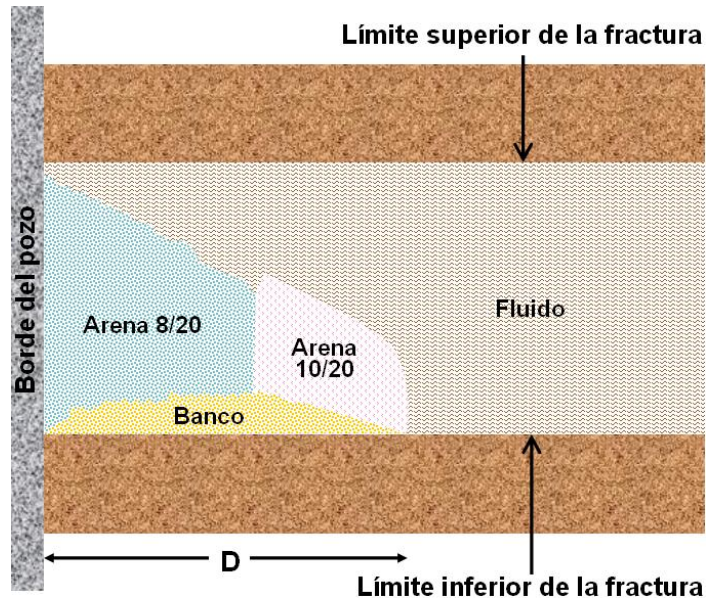
- Tamaño del material de soporte. El tamaño del material de soporte incide en la permeabilidad de empaquetamiento, cuanto más grande y uniforme son los granos mayor es la conductividad obtenida. Esta afirmación pierde validez según se incrementa la presión de confinamiento, debido a que los granos mayores son los que más fácilmente se rompen y por lo tanto disminuye su conductividad.

Finalmente, cabe destacar que los grandes diámetros de material de soporte disminuyen el rendimiento hidráulico de las bombas e incrementa el riesgo de fallas durante la operación.

- Combinación de materiales de soporte. La conductividad mejora cuanto más uniformes sean los granos en tipo y tamaño. Resulta improductivo y nada recomendable, la mezcla de distintos materiales de soporte. Sin embargo, hay operaciones que emplean dos materiales de soporte que no se inyectan simultáneamente, sino uno a continuación del otro. Por ejemplo, se comienza con el bombeo de un tamaño reducido para prevenir arenamientos, y cuando las dimensiones de la fractura lo permita se continua con un tamaño mayor que mejora la conductividad.

Otro argumento utilizado a favor de esta técnica, es que permite ubicar el material de soporte más permeable en las cercanías del pozo, donde precisamente tiene más importancia una buena conductividad. Esta afirmación es valedera si en el proceso predomina el transporte del material de soporte en suspensión. El perfil de distribución puede resultar muy irregular como se esquematiza en la figura 65.

Figura 65. Perfil de distribución de dos materiales de soporte.



Fuente: Seminario de fracturamiento hidráulico. Bogotá D.C. Febrero 14 -16, 2005.

- **Selección del caudal.** El caudal adoptado resulta de la relación existente entre los distintos efectos que pueden ocasionar los requerimientos de volumen, transporte, y limitaciones de presión y potencia.
- **Requerimientos de volumen.** Aumentando el caudal se reduce el tiempo durante el cual el fluido está expuesto al filtrado; es decir, el volumen de filtrado es menor y aumenta la eficiencia del fluido e . También se incrementa el ancho creado, lo que significa que el volumen finalmente almacenado al finalizar el tratamiento es mayor. Vale decir, que para reducir el volumen necesario para alcanzar una determinada longitud, se deberá incrementar o disminuir el caudal según predomine el efecto del filtrado ó del volumen final de la fractura creada. Es frecuente que convenga incrementar el caudal para reducir el filtrado si la eficiencia es menor del 60-70%.

- Transporte del material de soporte. El aumento de la velocidad del fluido permite que los granos de material de soporte alcancen distancias mayores, en este caso predomina la componente de arrastre sobre el efecto de sedimentación. También, se reduce el tiempo de degradación de propiedades reológicas del fluido por acción de la temperatura del yacimiento, ó sea que un mayor caudal demanda menos viscosidad del fluido de fractura. Existe un posible contra efecto entre la mayor fricción en tubería y las perforaciones que pueden causar una degradación significativa del fluido por causa del corte. Por otra parte, el menor filtrado y el mayor ancho de fractura reducen la posibilidad de arenamiento.

- Presiones y potencia. Incrementos de caudal provocan incrementos aún mayores en la fricción desarrollada. La presión permisible por tubería y equipos en boca de pozo limitan entonces el caudal de diseño. El dramático aumento de la potencia hidráulica necesaria también impone limitaciones por la exigencia de mayor cantidad de equipos de bombeo y el costo asociado. Sí existe una presión crítica que no se debe superar para confinar el desarrollo vertical de la fractura ó la zona de interés, ó evitar inducir fracturas secundarias, también se debe restringir el valor del caudal.

- **Dimensiones del tratamiento.** En resumen, hasta este punto se ha definido una longitud empaquetada deseada, se ha preseleccionado el fluido y material de soporte, y posteriormente la conductividad de la fractura dependiendo de la concentración superficial del material de soporte, y en consecuencia la cantidad que conviene utilizar. El diseño continúa con la selección del fluido de tratamiento.

Dimensionar el volumen de fluido significa estrictamente definir dos valores distintos: el volumen destinado como colchón y el volumen utilizado para mezcla y transporte del material de soporte; ó lo que es equivalente al volumen total de fluido y la fracción de colchón. El volumen adoptado debe satisfacer dos tipos de

requerimientos: corresponder con la longitud de fractura deseada, y permitir la mezcla y transporte del material de soporte.

- **Ajuste del diseño: grillas de sensibilidad.** El medio apto para realizar el ajuste, es la confección de grillas de sensibilidad para analizar la incidencia de los parámetros variables del diseño en los resultados estimados.

La idea básica consiste en que una vez preseleccionado un valor para un determinado parámetro, estudiar **qué sucede sí** aumentamos o disminuimos ese valor. Además de analizar posibles modificaciones que mejoren los resultados, estas grillas permiten verificar la mayor o menor probabilidad de que aparezcan problemas: arenamientos, excesivo desarrollo de presión, etc.

4.1.3 Programa de bombeo (FRAC PLAN). El programa de bombeo consiste en la secuencia de inyección de fluidos y la dosificación de material de soporte, siendo punto crítico para la exitosa ejecución del tratamiento. A continuación se muestran separadamente cada uno de los componentes de un programa de bombeo.

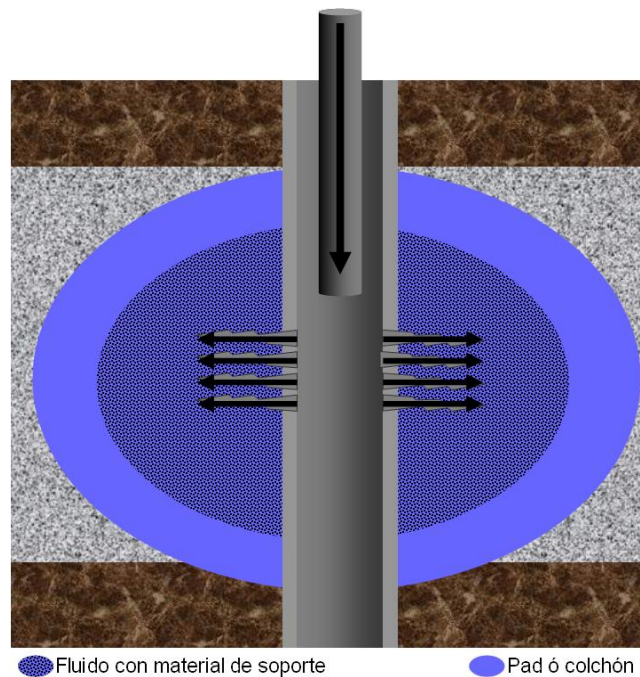
- **Colchón o pad.** Ya se ha mencionado las diversas funciones que cumple el colchón (fluido de fractura que se inyecta inicialmente sin material de soporte, ver Figura 65) vinculadas a la prevención de diversas posibilidades de arenamiento:

- Generar una fractura con ancho suficiente para permitir el ingreso de material de soporte.
- Absorber las pérdidas mayores por filtrado (**Spurt Loss** y mayor velocidad de filtrado cerca de la punta).

- Reducir las pérdidas de filtrado del fluido con material de soporte.
- Mantener los granos de material de soporte alejados de la zona de rápido estrechamiento.

Los factores que influyen en determinar el volumen de colchón son la viscosidad, eficiencia del fluido y la experiencia. En la práctica, el volumen de colchón es una fracción del volumen total de fluido que varía entre el 20% y 60%. Obviamente, la magnitud en concreto depende de la operación. Con fluidos de alta viscosidad y buena capacidad de transporte, el aspecto crítico es evitar arenamientos iniciados cerca de la punta de la fractura o arenamientos por concentraciones, y cuando se emplea un fluido de baja viscosidad y predomina la formación de banco, el aspecto crítico es el ancho generado en la pared del pozo.

Figura 66. Proceso de fracturamiento.



Fuente: BJ company services. Curso de fracturamiento hidráulico. 2005

- **Dosificación del material de soporte.** El material de soporte se mezcla en sucesivas etapas de concentraciones crecientes con la idea de obtener en primer lugar una distribución uniforme.

Las primeras etapas del bombeo pierden más fluido que las últimas por dos razones: Mayor tiempo de exposición y mayor velocidad de filtrado. En consecuencia, las primeras fracciones se concentran más y al mezclarlas con menor cantidad de material de soporte finalmente se obtendrá un perfil de concentración más homogéneo.

Otro motivo es de naturaleza operativa, cuanto mayor es la concentración de material de soporte, mayor debe ser el ancho necesario para permitir su transporte sin restricciones. A medida que se desarrolla la operación crece el ancho de la fractura permitiendo el ingreso de concentraciones mayores. Las concentraciones escalonadas y crecientes facilitan la ejecución y el seguimiento de la operación en superficie.

El uso de fluidos de baja viscosidad y los equipos de mezcla disponibles, limitó durante años la concentración máxima a un valor de 2-3 lb/gal con incrementos entre etapas de 0.5 lb/gal. El desarrollo de sistemas de fluidos de muy alta viscosidad, dosificación de aditivos en línea y equipos optimizados para la mezcla, ha ampliado notablemente las posibilidades de aumentar las concentraciones del material de soporte. En ciertas circunstancias, hoy es posible mezclar en superficie concentraciones superiores a 20 lb/gal.

Para definir el programa de bombeo de un tratamiento, tradicionalmente se han utilizado la experiencia previa, “reglas del dedo gordo”, limitaciones operativas, etc. Sin embargo, en los últimos años se han propuesto diversos enfoques para introducir consideraciones técnicas y optimizar los tratamientos.

El siguiente procedimiento es recomendado por Nolte para calcular el programa de bombeo de un tratamiento:

Volumen de colchón:

$$V_{\text{col}} = f_p * V \quad (68)$$

donde,

V: volumen inyectado (volumen de fluido + volumen de material de soporte), galones.

f_p : fracción de volumen correspondiente al colchón (se calcula en función de la eficiencia del fluido e_f), adimensional.

$$f_p = (1 - e_f)^2 + f_d \quad (69)$$

El factor de corrección f_d se introduce para compensar hipótesis simplificadoras, Nolte sugiere un valor de 0.05.

• Dosificación del Material de soporte. Para el cálculo se utiliza una concentración adimensional C_D , definida como el cociente entre la concentración de material de soporte mezclada en cada instante t y la concentración en la fractura C_f (obtenida al final del bombeo). La evolución de C_D en función de t desde que se inicia el bombeo y está dada por:

$$C_D = \left(\frac{t - t_{\text{col}}}{t_t - t_{\text{col}}} \right)^\epsilon \quad (70)$$

donde,

t_{col} : tiempo de bombeo del colchón, min.

t_t : tiempo de bombeo total, min.

El exponente ε (adimensional) se calcula con:

$$\varepsilon = 1 - e_f - \frac{f_d}{e_f} \quad (71)$$

Cabe destacar que la concentración utilizada es libras de material de soporte por galón total (es decir volumen ocupado por el líquido y por el material de soporte), tiene que ser convertida a la unidad de concentración usual de lb/gal de líquido C_L .

$$C_L = \frac{C_T}{1 - \frac{C_T}{9.344 * \rho_p}} \quad (72)$$

donde:

C_L : concentración de material de soporte base fluido, lb/gal.

C_T : concentración de material de soporte base lechada, lb/gal.

ρ_p : densidad del material de soporte, g/cm^3 .

Se puede reformular la expresión de Nolte para utilizar los parámetros habitualmente definidos: cantidad total de material de soporte prop w (libras) y volumen total inyectado V (recuerde que también incluye material de soporte, galones.)

$$C_p = \left[\frac{w_p * (1 + \varepsilon)}{V - V_{col}} \right] * \left[\frac{t - t_{col}}{t_t - t_{col}} \right]^\varepsilon \quad (73)$$

$$V = V_L + \frac{W_{prop}}{8.344 * \rho_p} = 42 * Q * t \quad (74)$$

donde,

V_L : volumen total líquido, galones.

Q : caudal total de tratamiento, bbl/min.

C_p : concentración de material de soporte, lb/gal.

Se demuestra que la cantidad de arena mezclada al tiempo t esta dada por:

$$W_t = W_{prop} * \left(\frac{t - t_{col}}{t_t - t_{col}} \right)^{1 + \varepsilon} \quad (75)$$

Aplicando estas ecuaciones se puede realizar el programa de bombeo.

- Programa de bombeo “Escalonado” aplicando Nolte. El método de Nolte requiere un Minifrac previo de calibración y produce programas distintos de los convencionales (variación continua de concentración no escalonada). No obstante, es posible aplicar sus ideas en cualquier tipo de diseño.

La eficiencia de fractura se puede estimar en el cálculo de geometría dinámica. En la medida de que no se mide con un tratamiento de calibración, es aconsejable usar un valor de eficiencia más reducido que el calculado como margen de seguridad para prevenir arenamientos.

El perfil de variación continúa de concentración se puede sustituir por uno

escalonado si se prefiere el esquema clásico. Basta para ello definir límites superior e inferior de concentración para cada “escalón” de dosificación a una cierta concentración media.

Un procedimiento de cálculo que se puede aplicar es el siguiente:

- Con datos de eficiencia, caudal, cantidad de material de soporte y volumen de líquido, calcular parámetros de Nolte (f_p y ε), volúmenes y tiempo de colchón total.
- Para cada etapa, definir concentración de mezcla y el rango equivalente de la curva continua de Nolte.
- Convertir el límite máximo de concentración de lechada a lb/gal de volumen total.
- Calcular el tiempo de bombeo según :

$$t = t_{col} + (t_t - t_{col}) * \left[\frac{C_p * (V - V_{col})}{(1 + \varepsilon) * W_{prop}} \right]^{1/\varepsilon} \quad (76)$$

- Calcular la cantidad de arena acumulada según distribución continua:

$$W_{ac} = W_{prop} * \left(\frac{t - t_{col}}{t_t - t_{col}} \right)^{1+\varepsilon} \quad (77)$$

- Calcular el volumen de líquido acumulado según distribución continúa:

$$V_{ac} = 42 * Q * t - \frac{W_{ac}}{8.344 * \rho_p} \quad (78)$$

- Redondear el volumen de líquido acumulado, y por diferencia con el anterior calcular el volumen de la etapa.
- Calcular la cantidad de la etapa.
- Repetir el proceso para todas las etapas hasta finalizar.

La tabla 16 ilustra la aplicación del método para los siguientes valores:

$$e_f = 0.5 \quad Q = 12\text{BPM} \quad w_p = 45 \text{ lb de arena} \quad V_L = 22500\text{gal}$$

Tabla 16. Programa “escalonado” aplicando Nolte.

Conc. Etapa lb/gal	Conc. Max. lb/gal	Conc. Max. Lb/gal	Tiempo (min)	Arena acum. (lb)	Vol. acum. Gal (L)	Diseño (valores adoptados)			
						Vol. acum. Gal (L)	Vol. parc. Gal (L)	Ar. parc. Lb	Ar. acum. Gal Lb
Colchón	0	0	14,60	0	7360	7500	7500	0	0
1	1,5	1,405	17,70	1564	8348	9000	1500	1500	1500
2	2,5	2,246	24,60	8084	12034	12000	3000	6000	7500
3	3,5	3,022	35,59	22831	16906	17000	5000	15000	22500
4	4,5	3,739	Total	45000	22500	22500	5500	22000	44500

Fuente: BJ services company S.A. Handbook hydraulic fracturing. 1986.

Se pueden puntualizar algunas observaciones:

- El total de arena difiere un poco del usado como base, producto del escalonamiento y redondeos.
- Los programas clásicos suelen producir para las primeras etapas volúmenes más elevados que la dosificación calculada y lo contrario para las últimas etapas. Se puede realizar un ajuste para ubicar mayor cantidad de arena cerca del pozo para facilitar el flujo posterior de hidrocarburos en esta zona crítica. Esto se haría a expensas de la arena cerca de la punta donde el flujo

posterior será menor.

- Los programas de bombeo calculados de esta manera son muy variables según la eficiencia de fractura usada como dato. Tratamientos con menor eficiencia requieren incrementar el volumen de colchón y la concentración promedio del material de soporte.
- **Otros fluidos en el bombeo.** Hay tratamientos que incluyen el uso de precolchón antes del bombeo del fluido de fractura propiamente dicho. Este precolchón puede ser de diversa naturaleza: crudo deshidratado, gas-oil, agua tratada y aditivada, ácidos. Algunas razones para su empleo son:
 - Iniciar la fractura.
 - Enfriar la formación, mejorando indirectamente las propiedades del fluido de fractura (obteniéndose mayor viscosidad y mayor control de filtrado.)
 - Mejorar la eficiencia del fluido de fractura (incorporando alguna proporción de reductor de filtrado).
 - Facilitar la ruptura de la formación con un pequeño volumen de ácido.

Finalmente, después de bombear la última parte del tratamiento, es necesario bombear un fluido que actué como desplazante (**Flush**) para asegurar que toda la arena bombeada se ubicó en la fractura, y así prevenir problemas operacionales como el arenamiento. Esta clase de fluido deben ser compatible con el fluido de fractura que lo precede, y también compatible con la formación ante la eventualidad de un sobre desplazamiento.

4.2 FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LOS DISEÑOS DE FRACTURA

Luego de haber realizado la selección de los pozos a los cuales se les hizo el estudio de factibilidad de trabajos de fracturamiento hidráulico, se procedió a hacer

los respectivos diseños de estos trabajos. Previamente se habían considerado los principales aspectos que se deben tener en cuenta al momento de realizar el diseño de un trabajo de fracturamiento hidráulico. Con el fin de realizar dichos diseños se ha recurrido a la herramienta software FracproPT.

El sistema FracproPT esta diseñado específicamente para proporcionar las herramientas para el diseño y análisis de trabajos de fracturamiento hidráulico de una manera sencilla y de fácil comprensión. Más que solo un modelo de fractura hidráulica, FracproPT busca la utilización práctica de datos de tratamientos actuales. El uso de datos reales ofrece un mejor entendimiento de las respuestas de los pozos y de los resultados que reflejan la realidad de lo que esta ocurriendo en el yacimiento antes, durante y después de los trabajos de fracturamiento. FracproPT fue creado por el Gas Research Institute's (GRI). El parámetro **lumped** 3D del modelo de fractura permite representar adecuadamente el nivel de complejidad y realidad del proceso de fracturamiento hidráulico. FracproPT fue desarrollado para implementar la penetración alcanzada de los trabajos de fractura actualmente observados, así como los resultados obtenidos a partir de las propiedades de los modelos de laboratorio. FracproPT usa el coeficiente funcional del parámetro **lumped** para desarrollar de manera confiable y eficiente las dimensiones de la fractura, la colocación del propante y la distribución de presiones en la fractura.

En FracproPT hay cuatro modos de operación en el MAIN SCREEN [F2] que proporcionan las funciones para el diseño y el análisis de los trabajos de fractura acompañada de la simulación del yacimiento. Estos modos de operación son:

- Modo de diseño de fractura: genera una programación de diseño del trabajo de fracturamiento. La persona que utiliza FracproPT ingresa la conductividad adimensional deseada y puede hacer una evaluación económica para determinar la longitud de fractura óptima. FracproPT ayuda al usuario en la selección del

propante y del fluido. Además genera una programación sugerida para la realización del trabajo de fracturamiento a la longitud y conductividad deseadas.

- Modo de análisis de fractura: permite detallar el diseño pre-frac, hacer el análisis de los datos reales y el ajuste histórico de la distribución de presión. El análisis de los datos reales se puede hacer tanto en tiempo real como después de la fractura con los datos adquiridos previamente. Este modo también permite estimar la geometría de la fractura creada, determinar la presión de cierre de la fractura usando el análisis del minifrac y hacer el análisis de la tortuosidad cerca de la cara del pozo para determinar el potencial de arenamiento prematuro.

- Modo de análisis de producción: se usa para predecir o hacer el ajuste histórico del comportamiento de la producción de pozos fracturados o no fracturados. En este modo, FracproPT determina el perfil de la concentración del propante a partir de su propagación y del modelo de transporte de propante de la fractura para un simulador de yacimiento donde el efecto sobre la productividad del pozo es modelado. Esto es esencial para evaluar sucesos de tratamientos pasados y la relevancia económica de tratamientos futuros.

- Modo de optimización económica: conecta el modo de análisis de fractura con el modo de análisis de producción para determinar el tamaño del tratamiento que sea económicamente óptimo.

Ahora bien, el objetivo principal de esta parte es desarrollar el estudio de factibilidad técnica para realizar trabajos fracturamiento hidráulico para los pozos seleccionados del campo Santa Clara. Estos pozos son:

- Santa Clara Sur – 1 (SC-1S).
- Santa Clara Sur – 3 (SC-3S).
- Santa Clara Sur – 4 (SC-4S).
- Santa Clara Sur – 8ST (SC-8SST).

- Santa Clara Sur – 9 (SC-9S).

Con el fin de desarrollar este estudio de factibilidad técnica de fracturamiento se realizó un taller de estudio en el cual participaron los ingenieros de yacimiento y de producción del campo Santa clara, el geólogo de yacimiento del campo y consultores expertos en fracturamiento hidráulico. La duración de este taller fue de seis días, durante los cuales se desarrollaron las siguientes etapas:

Inicialmente se revisó y evaluó toda la información de entrada que requiere FracproPT para la simulación de los diseños de fractura, a saber:

- Registros eléctricos de permeabilidad en archivos .las.
- Estado Mecánico.
- Historia de producción.
- PVT.
- Estudio Geomecánico de rocas.

Los datos mas importantes de esta información se ubicaron de forma organizada en una tabla de Excel llamada “**Call Out Sheet Production and Cost Analysis**”. La tabla la conforman los siguientes datos para cada uno de los cinco pozos:

I. Reservoir Properties

- Drainage Area (acres)
- Formation Compressibility (psi^{-1})
- Formation Thickness (ft)
- Gross pay thickness (ft)
- Initial Pressure (psi)
- Reservoir Permeability (mD)
- Total Porosity (fraction)

- Water Saturation (fraction)
- Young Modulus (MMpsi)
- X offset
- Y offset
- Aspect Ratio
- Reservoir Pressure (psi)
- Agotamiento de Presión (psi)

II. Well Properties

- Depth (ft)
- Wellbore Radius (ft)
- Tube Inner Diameter (in)
- Tube Length (ft)
- Absolute Pipe Roughness
- Skin
- Well Temp. (F): En superficie
- Bottomhole Temp. (F)
- Oilwell GOR (SCF/bbl)
- Water Production (stb/day)

III. Model Parameters

- Total prod. Period (days)
- Monthly Well Cost (\$)
- Total Well Cost (\$)
- Gas Price (\$/MSCF)
- Oil Price (\$/stb)
- Annual Discount Rate (%)
- Maximum Oil Rate (STB/day)
- Minimum Oil Rate (STB/day)

IV. Fluid Properties

- Water Compressibility (psi-1)
- Oil Formation Volume Factor
- Oil Viscosity (cp)
- Oil Gravity (API)
- Oil Compressibility (psi-1)
- Gas Specific Gravity
- Oil Bubble Point
- Water Salinity (ppm)

V. Fracture Properties

- Closure Gradient (psi/ft)

VI. Pressure Control Selection. Select 1 and input the value

- Constant Flowing surf. Pressure
- Constant bottomhole pressure
- Variable flowing surf. pressure
- Variable bottomhole pressure

VII. Datos de Geomecánica

- Stress
- Young Modulus
- Poisson's R

Estos tres datos de geomecánica se registraron para tres tipos de roca: arena, arena sucia y arcilla. En la tabla "**Call Out Sheet Production and Cost Analysis**" se organizaron los datos que se acabaron de mencionar (ver anexo D).

Durante la revisión y evaluación de toda Información de entrada que requiere FracproPT para la simulación de los diseños de fractura se encontraron algunas inconsistencias. En el modelo geomecánico utilizado para determinar las propiedades mecánicas de la roca (Stress, Young Modulus, Poisson's R) del campo se encontraron incongruencias, por ejemplo los módulos de Young de las arcillas tenían valores mas altos que los de las arenas, las relaciones de Poisson eran mayores para las arenas que para las arcillas, etc. Por esta razón se consideró necesario correlacionar los parámetros de la roca a partir de datos del fracturamiento de los pozos Palermo-7 y Palermo-1*. La correlación se hizo teniendo en cuenta la similitud en las presiones de yacimiento y las arenas. Los datos que resultaron de esta correlación son:

Tabla 17. Datos geomecánicos de los pozos analizados.

SC – 1S	Stress (psi)	Young M. (psi)	Poisson's R
Arena	0.63	3.50E+06	0.22
Arena sucia	0.70	2.47E+06	0.275
Arcilla	0.73	1.44E+06	0.33
SC – 3S	Stress (psi)	Young M. (psi)	Poisson's R
Arena	0.65	3.50E+06	0.22
Arena sucia	0.718	2.47E+06	0.275
Arcilla	0.751	1.44E+06	0.33
SC – 4SST	Stress (psi)	Young M. (psi)	Poisson's R
Arena	0.67	3.50E+06	0.22
Arena sucia	0.74	2.47E+06	0.275
Arcilla	0.77	1.44E+06	0.33

* Palermo es un campo adyacente al campo Santa Clara operado por HOCOL, pero la formación productora de estos dos campos es la misma.

SC – 8SST	Stress (psi)	Young M. (psi)	Poisson's R
Arena	0.67	3.50E+06	0.22
Arena sucia	0.74	2.47E+06	0.275
Arcilla	0.77	1.44E+06	0.33
SC – 9S	Stress (psi)	Young M. (psi)	Poisson's R
Arena	0.67	3.50E+06	0.22
Arena sucia	0.74	2.47E+06	0.275
Arcilla	0.77	1.44E+06	0.33

Fuente: Halliburton. Asesor experto en fracturamiento hidráulico.

En el modelo petrofísico también se encontraron algunas inconsistencias. Al correlacionar el modelo, específicamente los datos de permeabilidad, con la litología de los registros eléctricos se encontraron incongruencias. Frecuentemente se encontraron arcillas con valores de permeabilidad altos. Por lo tanto se calcularon datos promedio de permeabilidad para los diferentes tipos de roca de cada uno de los pozos. Los valores de permeabilidad fueron ingresados por profundidad por pozo en FracproPT.

Dentro del desarrollo de los diseños se identificaron algunos retos asociados con el yacimiento:

- La precipitación de material orgánico.
- La presión de pozo esta por debajo de la presión de burbuja del yacimiento.
- Existe una potencial migración de finos que podría ser causada por el fracturamiento.
- La inclinación de cada pozo. De los cuatro pozos desviados, dos tienen un ángulo de inclinación de un grado en la zona de interés mientras que en otros dos el ángulo es de 53 grados aproximadamente. En la siguiente tabla se reporta el ángulo de inclinación de cada pozo en la zona de interés.

Tabla 18. Ángulo de inclinación en la zona de interés de cada pozo.

Pozos analizados	Ángulo de inclinación en la zona de interés
SC-1S	1 °
SC-3S	54 °
SC-4SST	1 °
SC-8SST	53 °
SC-9S	2.5 °

Fuente: Halliburton. Asesor experto en fracturamiento hidráulico.

Con base en los datos suministrados de cada pozo (geomecánica, completamiento, datos económicos, etc.) y luego de realizar la valoración y el control de calidad de los mismos se procedió a utilizar el simulador de fracturamiento hidráulico FracproPT para hacer los siguientes análisis:

- Simulación de fracturamiento
- Análisis de producción
- Análisis económico

La optimización del diseño de fractura mediante el análisis de producción y el análisis económico de la fractura se desarrollarán en el capítulo 5.

Los principales resultados generales de la simulación del fracturamiento fueron:

- Selección del agente apuntalante: se utilizó el simulador Predict-K de StimLab tomando como referencia los datos del pozo Santa Clara-1S. Se compararon tres tipos diferentes de agente apuntalante. Los resultados indicaron que al valor del mínimo esfuerzo de la arena (2000 psi) el Carbolite 16/20 ofrece la conductividad de la fractura más alta como lo muestra la figura 67. Por lo tanto, se escogió el

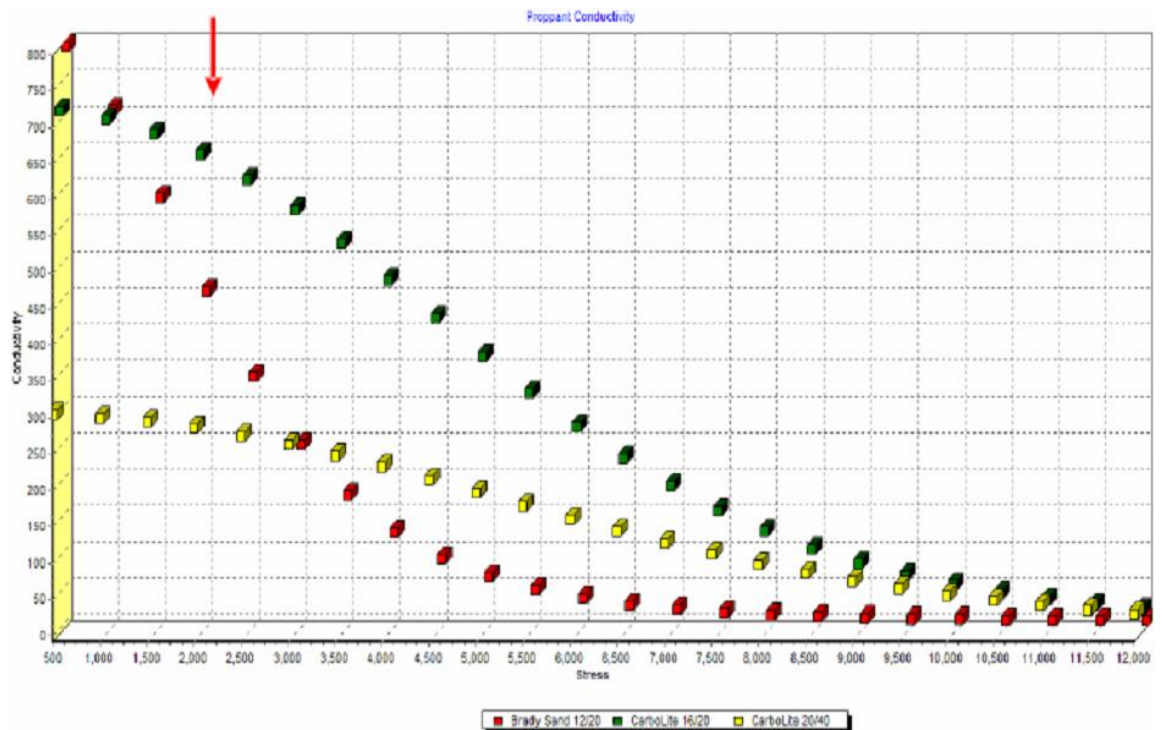
Carbolite 16/20 como agente apuntalante para la simulación de la fractura de cada pozo. A continuación se muestran una tabla y una grafica comparativas de las conductividades que puede alcanzar la fractura utilizando diferentes tipos de apuntalantes.

Tabla 19. Sensibilidad a la conductividad para diferentes tipos de arenas.

Tipo de arena	Conductividad a 2000psi (mD-ft)
Carbolite 16/20	650
Carbolite 20/40	250
Brady 12/20	450

Fuente: Halliburton. Asesor experto en fracturamiento hidráulico.

Figura 67. Sensibilidad a la conductividad para diferentes tipos de arenas.



Fuente: Halliburton. Asesor experto en fracturamiento hidráulico.

- Fluido de fractura: Con base en las lecciones aprendidas del proceso de optimización de los fracturamientos del Campo Palermo se determino utilizar un fluido base agua para pozos con BSW mayor a 45%. Para pozos con BSW menor a 45% se diseñaron los tratamientos con fluido base aceite (MY-T-Oil). La siguiente tabla presenta la relación de fluidos por pozo.

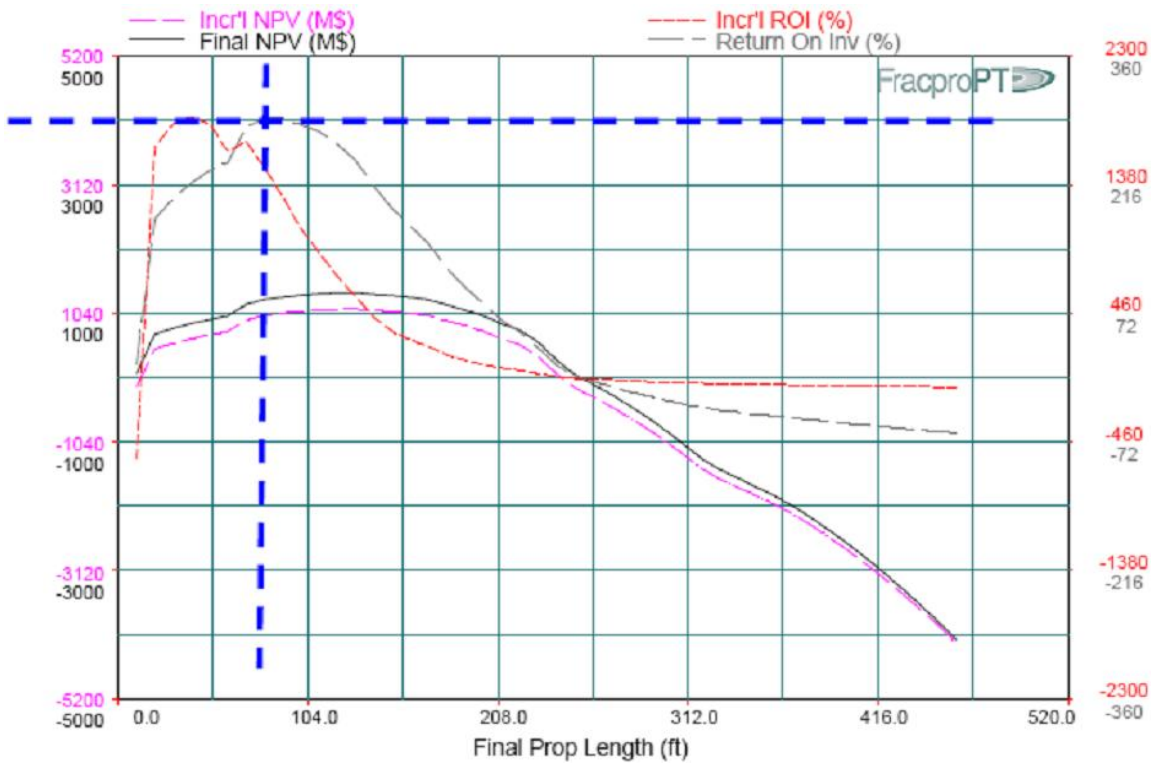
Tabla 20. Fluido de fractura.

Pozos analizados	Fluido de fractura
SC-1S	Base aceite. MY-T-OIL V
SC-3S	Base aceite. MY-T-OIL V
SC-4S	Base aceite. MY-T-OIL V
SC-8SST	Base agua. Deltafrac 140
SC-9S	Base aceite. MY-T-OIL V

Fuente: Halliburton. Asesor experto en fracturamiento hidráulico.

- Diseño de la longitud de fractura: Se realizo un estudio de sensibilidad para evaluar el valor óptimo de la longitud de fractura utilizando los datos del pozo Santa Clara-3S como referencia. La figura 68 presenta los resultados del análisis. El máximo valor de la tasa de retorno se alcanza con una longitud de fractura de 80 pies. En el caso específico del Campo Santa Clara no hubo restricción de geometría de fracturas por contacto de zonas no deseadas (contacto hidráulico, zonas repletadas, etc.), excepto por posible cubrimiento de zonas no productoras.

Figura 68. Sensibilidad económica de la longitud de fractura.



Fuente: FracProPT 10.3.

Al final del taller se concluyo que se recomienda fracturar los cinco pozos analizados con base en los diseños que se realizaron.

A continuación se reporta en tablas y graficas un resumen de los principales resultados de la simulación de los fracturamientos de cada pozo. Se explicará el significado de los principales datos de las tablas y las figuras para el primer pozo Santa Clara 1 Sur. Para los otros cuatro pozos los datos son diferentes pero la interpretación es la misma.

- Santa Clara Sur 1

Tabla 21. Resumen de datos de la geometría de la fractura*.

Fracture Half-Length (ft)	99	Propped Half-Length (ft)	77
Total Fracture Height (ft)	217	Total Propped Height (ft)	169
Depth to Fracture Top (ft)	2435	Depth to Propped Fracture Top (ft)	2459
Depth to Fracture Bottom (ft)	2653	Depth to Propped Fracture Bottom (ft)	2629
Equivalent Number of Multiple Fracs	1.0	Max. Fracture Width (in)	0.94
Fracture Slurry Efficiency**	0.79	Avg. Fracture Width (in)	0.66
		Avg. Proppant Concentration (lb/ft²)	1.83

Fuente: FracProPT 10.3.

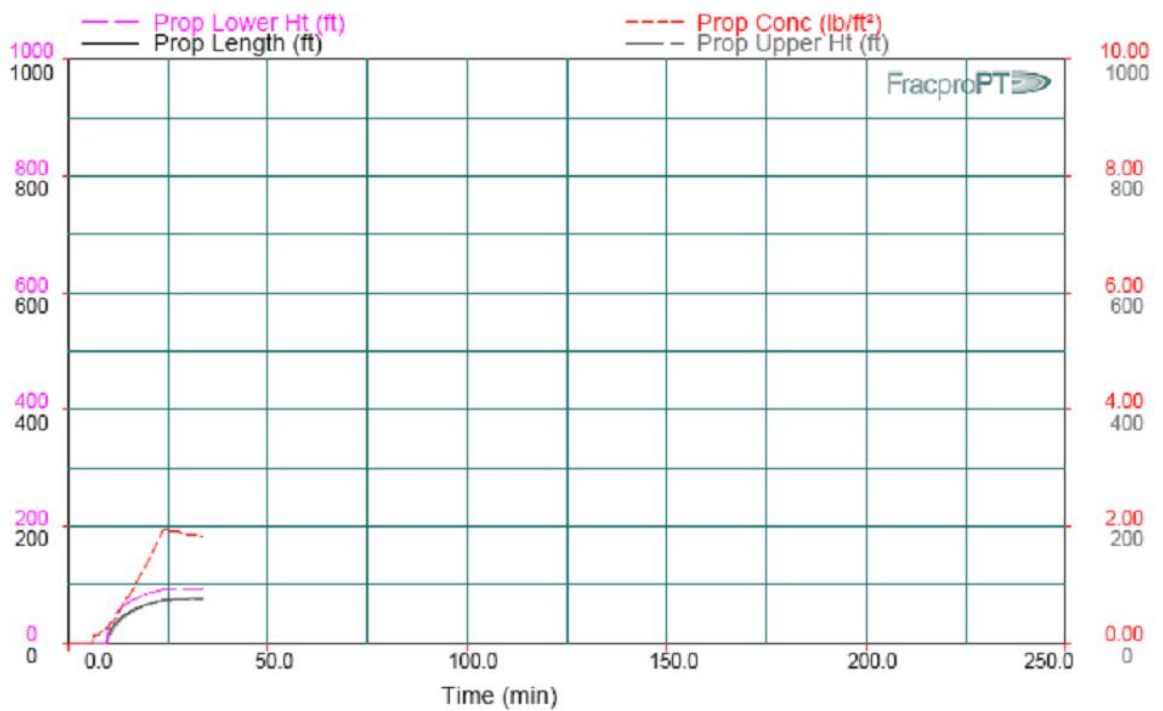
Con relación a la geometría de la fractura se considera que las dimensiones de las dos alas de la fractura son iguales, por esta razón solo se describen las características de un ala de fractura. En la tabla 21 se reporta que la longitud total alcanzada por un ala de fractura (**Fracture Half-Length**) es de 99 pies y que la longitud alcanzada por el propante en un ala dentro de la fractura es de 77 pies. La longitud alcanzada por el propante siempre será menor que la longitud de la fractura. Otro dato registrado en la tabla es la altura o extensión vertical de la fractura (**Total Fracture Height**). Note que este valor es la diferencia entre la profundidad del fondo de fractura (**Depth to Fracture Bottom**) y la profundidad del tope de fractura (**Depth to Fracture Top**). También se registra en la tabla la altura o extensión vertical de la zona propantada (**Total Propped Height**). De forma equivalente este valor también corresponde a la diferencia entre la profundidad del fondo de la zona propantada (**Depth to Propped Fracture Bottom**) y la profundidad del tope de la zona propantada (**Depth to Propped Fracture Top**). Otros datos importantes reportados en la tabla son los anchos

* Todos los valores reportados son para una fractura sencilla y un tiempo de 33.81 min. (Final de la etapa 9 Shut - in después del Main frac flush).

** El valor es reportado para el final de la última etapa de bombeo (Etapa 8, Main frac flush)

máximo (**Max. Fracture Width**) y promedio (**Avg. Fracture Width**) de la fractura. Para este diseño se considero una fractura sencilla (**Equivalent Number of Multiple Fracs = 1.0**)

Figura 69. Dimensiones de la zona propantada.

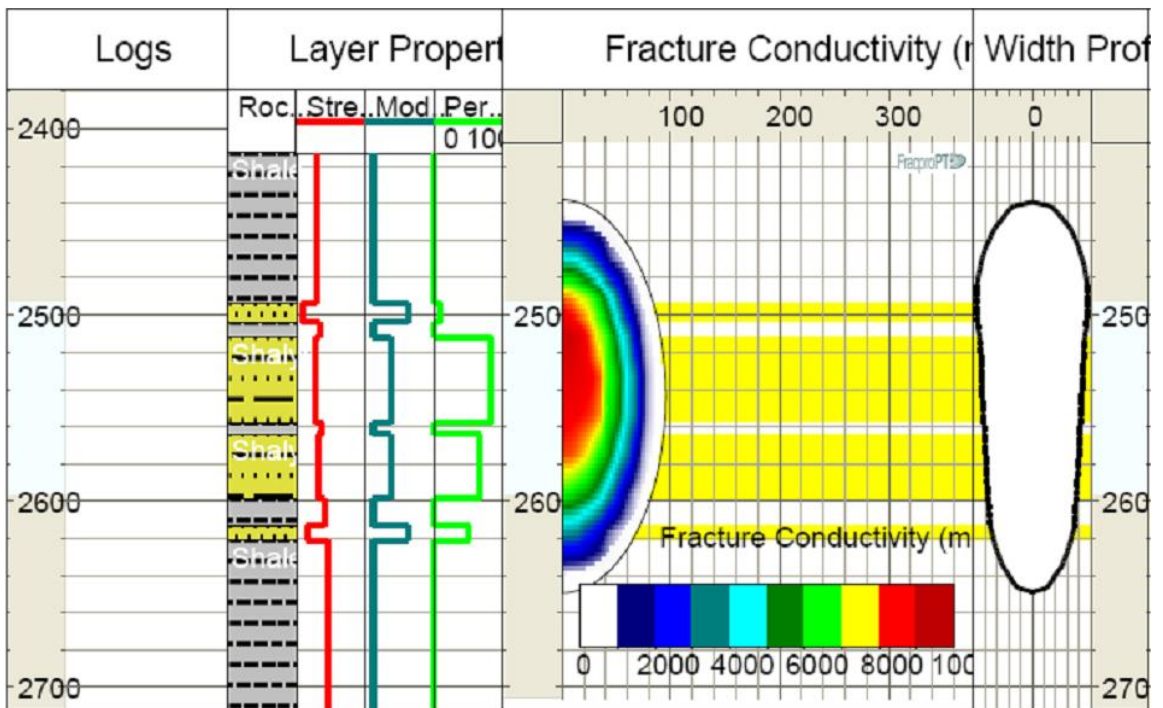


Fuente: FracProPT 10.3.

La figura 69 describe el crecimiento o desarrollo de la geometría de la zona propantada con respecto al tiempo de duración del tratamiento. Valga anotar que el tiempo de bombeo es de 33.81 min y esta registrado en el primer asterisco de la tabla 21 y en la tabla 25. La curva “**Prop Lower Ht**” describe como el propante se va propagando de la parte media de la fractura hacia arriba. La curva “**Prop Upper Ht**” describe como el propante se va propagando de la parte media de la fractura hacia abajo. Por efectos de la gravedad el propante siempre se propagará más hacia abajo que hacia arriba. La curva “**Prop Length**” describe como la zona

propantada va creciendo en longitud con el tiempo del tratamiento. La curva “**Prop Conc**” describe la variación de la concentración del propante inyectado. Nótese como al principio del programa de bombeo la concentración de propante se va incrementando para luego comenzar a disminuir.

Figura 70. Perfil de fractura con registros y litología.



Fuente: FracProPT 10.3.

En la figura 70 aparecen reportados los registros y la litología de la zona que cubre la fractura. Lo más importante de esta figura son la geometría de la fractura y la distribución de la conductividad de la misma. En esta figura se pueden apreciar claramente la longitud, la extensión vertical y el ancho alcanzado por la fractura. Los colores en la fractura muestran como su conductividad va decreciendo con el incremento de la distancia a su centro.

La siguiente tabla muestra un resumen de las principales características de la conductividad de la fractura.

Tabla 22. Resumen de datos de la conductividad de la fractura^{*}.

Avg. Conductivity^{**} (mD-ft)	4847.4	Avg. Frac Width (Closed on prop) (in)	0.177
Dimensionless Conductivity^{**}	0.93	Ref. Formation Permeability (mD)	67.7
Proppant Damage Factor	0.70	Undamaged Prop Perm at Stress (mD)	1023340
Apparent Damage Factor^{***}	0.00	Prop Perm with Prop Damage (mD)	307002
Total Damage Factor	0.70	Prop Perm with Total Damage (mD)	307002
		Proppant Embedment (in)	0.015

Fuente: FracProPT 10.3.

La siguiente tabla registra un resumen de los principales datos de presión que se tienen en cuenta en la fractura.

Tabla 23. Resumen de datos de presión^{*****}.

Model Net Pressure^{*****} (psi)	670	BH Fracture Closure Stress (psi)	1775
Observed Net Pressure^{*****} (psi)	0	Closure Stress Gradient (psi/ft)	0.700
Hydrostatic Head^{*****} (psi)	984	Avg. Surface Pressure (psi)	1558
Reservoir Pressure (psi)	700	Max. Surface Pressure (psi)	2069

Fuente: FracProPT 10.3.

^{*} Todos los valores reportados son para una fractura sencilla. La conductividad actual podría ser mayor si se modela un sistema de múltiples fracturas equivalente.

^{**} Se ha aplicado el factor de daño total.

^{***} Daño aparente para flujo multifásico y no Darcy.

^{****} Valores promedio y máximo reportados en el programa de bombeo.

^{*****} Los valores reportados para el final de la última etapa (Etapa 8, Main frac flush).

^{*****} Valor reportado para el fluido limpio.

En esta tabla se encuentran consignados los valores de algunas presiones importantes de como las presiones máxima y promedio, la presión de cierre de la fractura, el gradiente de presión de cierre de la fractura, la cabeza hidrostática y la presión de yacimiento.

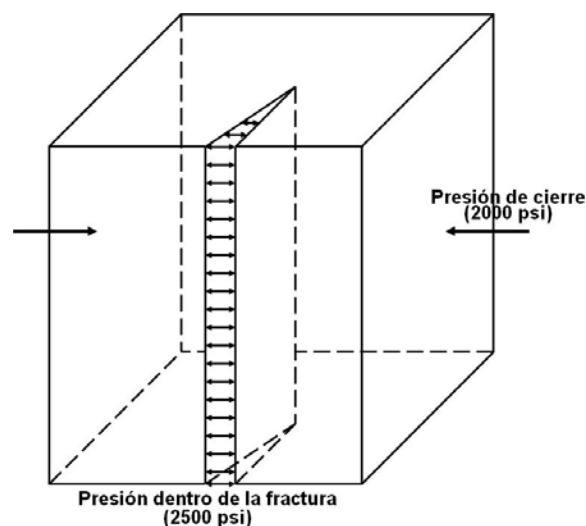
Uno de los datos más importantes de esta tabla es la presión neta simulada (**Model Net Pressure**). Esta presión neta simulada corresponde a la presión extra por encima de la presión de cierre que debe tener la presión de inyección del tratamiento en fondo necesaria para mantener la fractura abierta.

Por ejemplo:

$$\text{NetP} = \text{BHTP} - \delta_{\text{hmin}} = 2500 \text{ psi} - 2000 \text{ psi} = 500 \text{ psi}$$

La presión del tratamiento en fondo debe estar 500 psi por encima de la presión de cierre para que la fractura se mantenga abierta.

Figura 71. Ejemplo explicativo de presión de cierre.

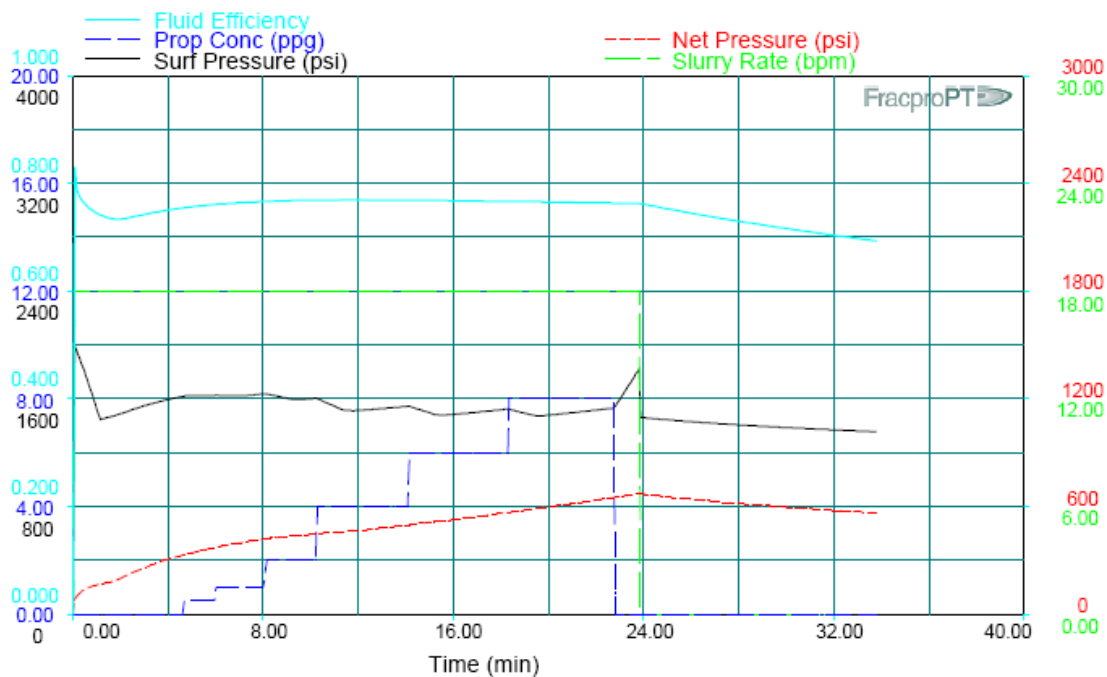


Fuente: Halliburton. Asesor experto en fracturamiento hidráulico.

La presión neta observada (**Observed Net Pressure**) es la que se registra en el momento en que se esta haciendo el tratamiento, por esta razón aquí se registra como cero. Quepa anotar que luego de que se realice el tratamiento la presión neta simulada debe ser ajustada a la presión neta observada.

En la figura 72 se puede apreciar cómo la presión neta al principio del tratamiento va aumentando para comenzar a disminuir cerca de los 24 min, cuando se para el bombeo. En esta figura también se puede observar el comportamiento de la presión de superficie durante el tratamiento.

Figura 72. Información del tratamiento.



Fuente: FracProPT 10.3.

En esta grafica también podemos ver la tasa de bombeo de la mezcla del fluido y del propante (**Slurry Rate**), la cual permanece constante desde el inicio del tratamiento para hacerse cero cerca de los 24 min. Esta información hace parte de la parte operativa del tratamiento. A continuación se presentan dos tablas que resumen la información más importante sobre las operaciones y el programa del tratamiento.

Tabla 24. Resumen de operaciones del tratamiento*.

Total Clean Fluid Pumped (bbls)	378.3	Total Proppant Pumped (klbs)	50.0
Total Slurry Pumped (bbls)	428.4	Total Proppant in Fracture (klbs)	48.0
Pad Volume (bbls)	83.3	Avg. Hydraulic Horsepower (hp)	686
Pad Fraction (% of Slurry Vol)**	20.4	Max. Hydraulic Horsepower (hp)	912
Pad Fraction (% of Clean Vol)**	23.3	Avg Btm Slurry Rate (bpm)	18.0
Primary Fluid Type	MYTOIL55G	Primary Proppant Type	CarboLite 16/20
Secondary Fluid Type		Secondary Proppant Type	

Fuente: FracProPT 10.3.

Esta tabla resume los datos más importantes de la parte operativa del tratamiento como la tasa de bombeo de la mezcla del fluido y del propante (**Avg Btm Slurry Rate**) que también aparece graficada en la figura 72. Están también tabulados el tipo de fluido primario (MYTOIL55G) y el tipo de propante primario (CarboLite-16/20) utilizados. El fluido y el propante secundarios no se registraron debido a que no se vio necesario utilizar alguno para esta operación. Otros datos importantes son el total de fluido limpio bombeado (**Total Clean Fluid Pumped**), el total de propante bombeado (**Total Proppant Pumped**), el total de la mezcla de fluido y propante bombeado (**Total Slurry Pumped**), la cantidad total de propante en la fractura (**Total Proppant in Fracture**), el volumen del colchón (**Pad Volume**)

* Los totales son reportados para combinación de las inyecciones.

** Basado en la razón de los volúmenes de algunas etapas así: Main frac pad / (Main frac pad + Main frac slurry), excluyendo el flush.

y las potencias hidráulicas máxima (**Max. Hydraulic Horsepower**) y promedio (**Avg. Hydraulic Horsepower**) del tratamiento.

Tabla 25. Programa del tratamiento diseñado.

Stage #	Stage Type	Elapsed Time min:sec	Fluid Type	Clean Vol. (gal)	Prop Conc (ppg)	Stage Prop (Klbs)	Slurry Rate (bpm)	Proppant Type
Wellbore Fluid			DIE	1081				
1	Main frac pad	4:37	MYTOIL 55G	3500	0.00	0.0	18.00	
2	Main frac slurry	5:58	MYTOIL 55G	1000	0.50	0.5	18.00	CarboLite 16/20
3	Main frac slurry	8:03	MYTOIL 55G	1500	1.00	1.5	18.00	CarboLite 16/20
4	Main frac slurry	10:12	MYTOIL 55G	1500	2.00	3.0	18.00	CarboLite 16/20
5	Main frac slurry	14:05	MYTOIL 55G	2500	4.00	10.0	18.00	CarboLite 16/20
6	Main frac slurry	18:16	MYTOIL 55G	2500	6.00	15.0	18.00	CarboLite 16/20
7	Main frac slurry	22:44	MYTOIL 55G	2500	8.00	20.0	18.00	CarboLite 16/20
8	Main frac flush	23:48	MYTOIL 55G	800	0.00	0.0	18.00	
9	Shut-in	33:48	SHUT-IN	0	0.00	0.0	0.00	

Fuente: FracProPT 10.3.

La tabla 25 muestra detalladamente el programa de bombeo del tratamiento que resultó del diseño de fracturamiento. Aquí se pueden observar las cantidades de fluido limpio (**Clean volume**) y de propante (**Stage Prop**) que se programó bombear y el tiempo al que se programó bombear. Además se puede observar como va variando la concentración de propante (**Prop Conc**) con el tiempo. Estos datos se pueden comparar con la curva "**Prop Conc**" de la figura x y comprobar su

igualdad. Lo importante de esta tabla es analizar como sus datos van variando con el tiempo que dura el tratamiento.

El tipo de fluido, el tipo de propano y la tasa de bombeo de la mezcla fluido-propano (**Slurry Rate**) vuelven a aparecer en esta tabla.

Los valores consignados en la tabla 24 de las cantidades de fluido, propano y mezcla bombeados se pueden comparar con los de esta tabla (luego de hacer las sumas correspondientes) para comprobar su igualdad.

- Santa Clara Sur 3

Tabla 26. Resumen de datos de la geometría de la fractura^{*}.

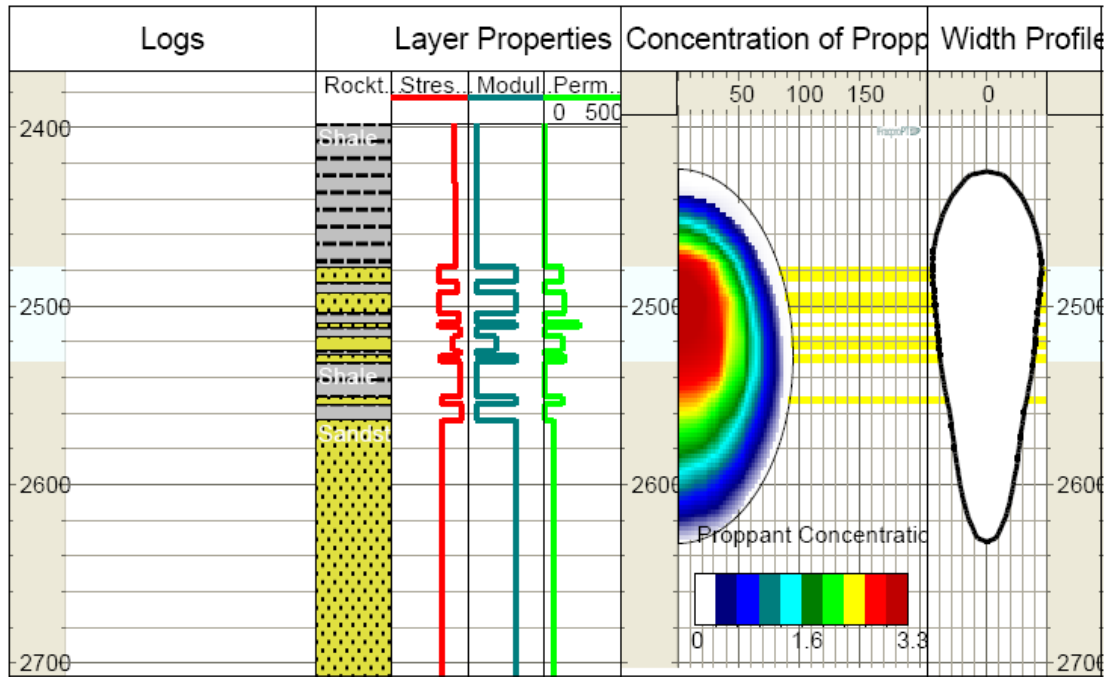
Fracture Half-Length (ft)	98	Propped Half-Length (ft)	77
Total Fracture Height (ft)	215	Total Propped Height (ft)	169
Depth to Fracture Top (ft)	2421	Depth to Propped Fracture Top (ft)	2447
Depth to Fracture Bottom (ft)	2636	Depth to Propped Fracture Bottom (ft)	2616
Equivalent Number of Multiple Fracs	1.0	Max. Fracture Width (in)	0.91
Fracture Slurry Efficiency^{**}	0.76	Avg. Fracture Width (in)	0.57
		Avg. Proppant Concentration (lb/ft³)	1.71

Fuente: FracProPT 10.3.

^{*} Todos los valores reportados son para una fractura sencilla y un tiempo de 26 min. (Final de la etapa 9 Shut - in después del Main frac flush).

^{**} El valor es reportado para el final de la última etapa de bombeo (Etapa 8, Main frac flush).

Figura 73. Perfil de fractura con registros y litología.



Fuente: FracProPT 10.3.

Tabla 27. Resumen de datos de la conductividad de la fractura*.

Avg. Conductivity** (mD-ft)	6418.9	Avg. Frac Width (Closed on prop) (in)	0.172
Dimensionless Conductivity**	0.65	Ref. Formation Permeability (mD)	128
Proppant Damage Factor	0.70	Undamaged Prop Perm at Stress (mD)	1030265
Apparent Damage Factor***	0.00	Prop Perm with Prop Damage (mD)	309080
Total Damage Factor	0.70	Prop Perm with Total Damage (mD)	309080
		Proppant Embedment (in)	0.011

Fuente: FracProPT 10.3.

* Todos los valores reportados son para una fractura sencilla. La conductividad actual podría ser mayor si se modela un sistema de múltiples fracturas equivalente.

** Se ha aplicado el factor de daño total.

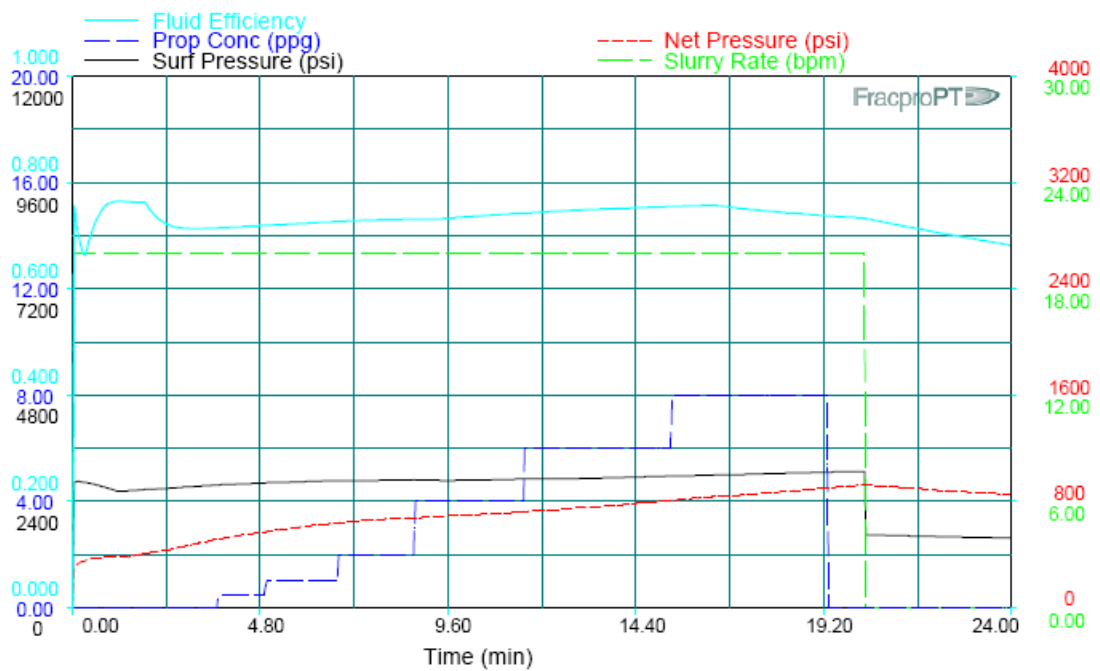
*** Daño aparente para flujo multifásico y no Darcy.

Tabla 28. Resumen de datos de presión*.

Model Net Pressure** (psi)	927	BH Fracture Closure Stress (psi)	1624
Observed Net Pressure** (psi)	0	Closure Stress Gradient (psi/ft)	0.650
Hydrostatic Head*** (psi)	905	Avg. Surface Pressure (psi)	2885
Reservoir Pressure (psi)	890	Max. Surface Pressure (psi)	3074

Fuente: FracProPT 10.3.

Figura 74. Información del tratamiento.



Fuente: FracProPT 10.3.

* Valores promedio y máximo reportados en el programa de bombeo.
 ** Los valores reportados para el final de la última etapa (Etapa 8, Main frac flush).
 *** Valor reportado para el fluido limpio.

Tabla 29. Resumen de operaciones del tratamiento*.

Total Clean Fluid Pumped (bbls)	356.8	Total Proppant Pumped (klbs)	48.0
Total Slurry Pumped (bbls)	404.9	Total Proppant in Fracture (klbs)	46.1
Pad Volume (bbls)	73.8	Avg. Hydraulic Horsepower (hp)	1413
Pad Fraction (% of Slurry Vol)**	19.1	Max. Hydraulic Horsepower (hp)	1505
Pad Fraction (% of Clean Vol)**	22.0	Avg Btm Slurry Rate (bpm)	20.0
Primary Fluid Type	MYTOIL55G	Primary Proppant Type	CarboLite 16/20
Secondary Fluid Type		Secondary Proppant Type	

Fuente: FracProPT 10.3.

Tabla 30. Programa del tratamiento diseñado.

Stage #	Stage Type	Elapsed Time min:sec	Fluid Type	Clean Vol. (gal)	Prop Conc (ppg)	Stage Prop (Klbs)	Slurry Rate (bpm)	Proppant Type
Wellbore Fluid			DIESEL	1081				
1	Main frac pad	3:41	MYTOIL 55G	3100	0.00	0.0	20.00	
2	Main frac slurry	4:54	MYTOIL 55G	1000	0.50	0.5	20.00	CarboLite 16/20
3	Main frac slurry	6:46	MYTOIL 55G	1500	1.00	1.5	20.00	CarboLite 16/20
4	Main frac slurry	8:42	MYTOIL 55G	1500	2.00	3.0	20.00	CarboLite 16/20
5	Main frac slurry	11:30	MYTOIL 55G	2000	4.00	8.0	20.00	CarboLite 16/20
6	Main frac slurry	15:16	MYTOIL 55G	2500	6.00	15.0	20.00	CarboLite 16/20
7	Main frac slurry	19:17	MYTOIL 55G	2500	8.00	20.0	20.00	CarboLite 16/20
8	Main frac flush	20:14	MYTOIL 55G	800	0.00	0.0	20.00	
9	Shut-in	30:14	SHUT-IN	0	0.00	0.0	0.00	

Fuente: FracProPT 10.3.

* Los valores máximo y promedio reportados en el programa de bombeo para la combinación de las inyecciones.

** Basado en la razón de los volúmenes de algunas etapas así: Main frac pad / (Main frac pad + Main frac slurry), excluyendo el flush.

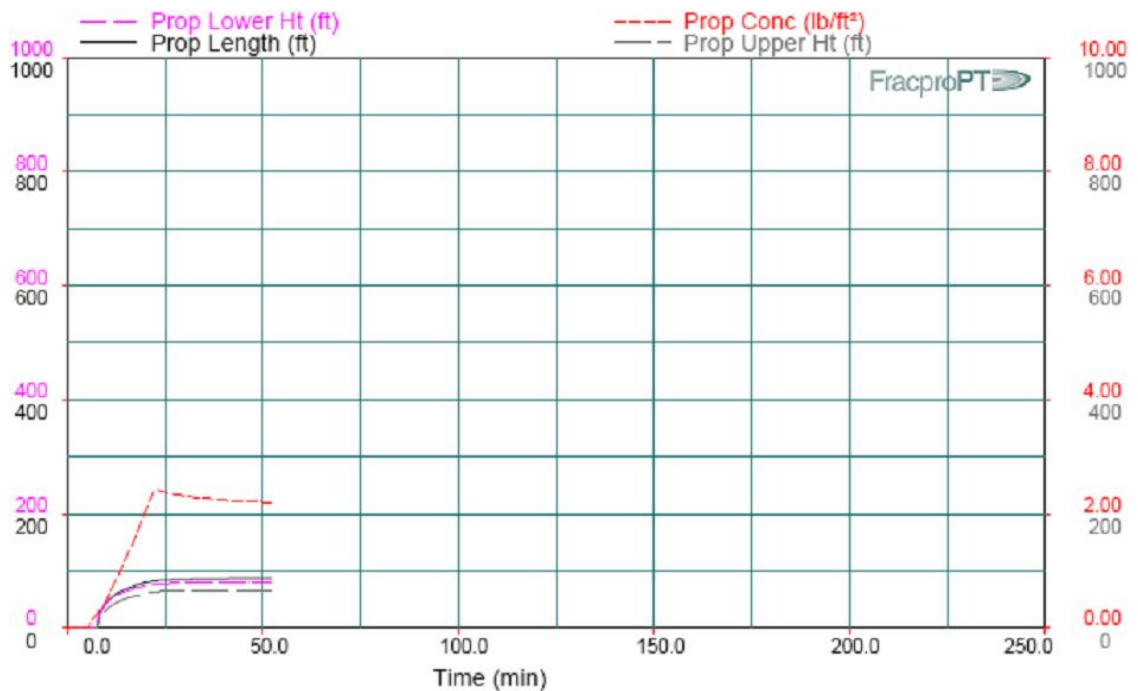
- Santa Clara Sur 4

Tabla 31. Resumen de datos de la geometría de la fractura*.

Fracture Half-Length (ft)	103	Propped Half-Length (ft)	87
Total Fracture Height (ft)	173	Total Propped Height (ft)	145
Depth to Fracture Top (ft)	2580	Depth to Propped Fracture Top (ft)	2594
Depth to Fracture Bottom (ft)	2753	Depth to Propped Fracture Bottom (ft)	2739
Equivalent Number of Multiple Fracs	1.0	Max. Fracture Width (in)	0.79
Fracture Slurry Efficiency**	0.76	Avg. Fracture Width (in)	0.63
		Avg. Proppant Concentration (lb/ft ³)	2.19

Fuente: FracProPT 10.3.

Figura 75. Dimensiones de la zona propantada.

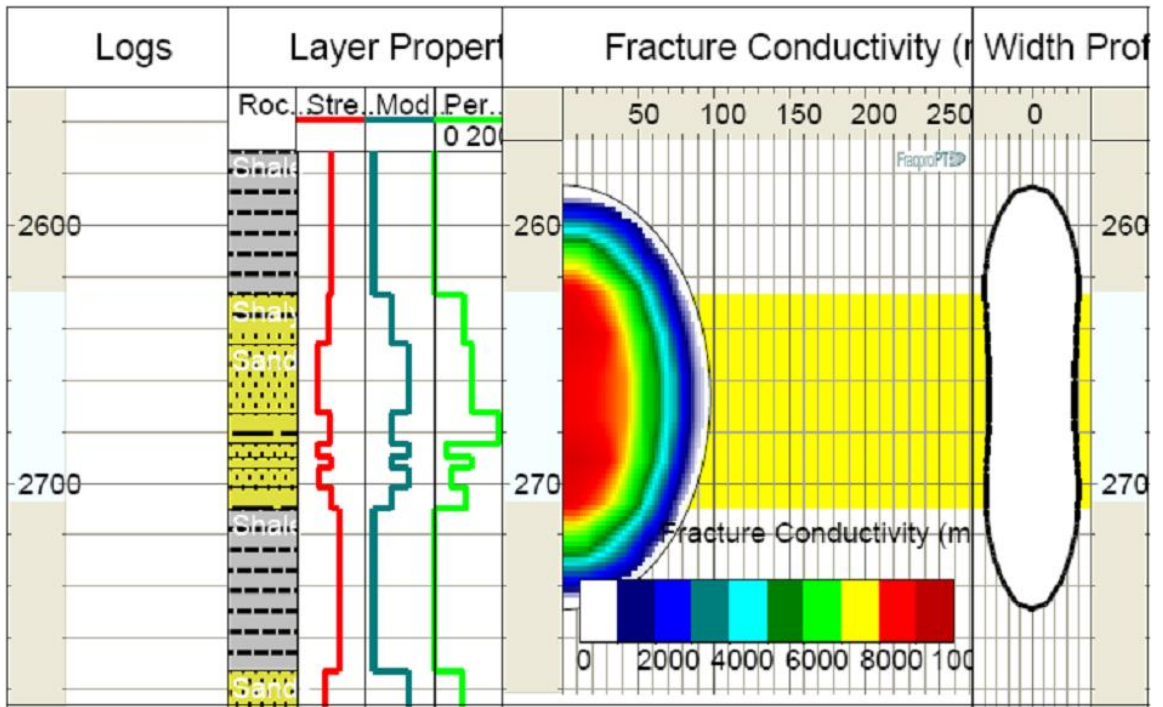


Fuente: FracProPT 10.3.

* Todos los valores reportados son para una fractura sencilla y un tiempo de 52.26 min. (Final de la etapa 9 Shut - in después del Main frac flush).

** El valor es reportado para el final de la última etapa de bombeo (Etapa 8, Main frac flush).

Figura 76. Perfil de fractura con registros y litología.



Fuente: FracProPT 10.3.

Tabla 32. Resumen de datos de la conductividad de la fractura*.

Avg. Conductivity** (mD-ft)	6275.1	Avg. Frac Width (Closed on prop) (in)	0.233
Dimensionless Conductivity**	0.69	Ref. Formation Permeability (mD)	104
Proppant Damage Factor	0.70	Undamaged Prop Perm at Stress (mD)	1022574
Apparent Damage Factor***	0.00	Prop Perm with Prop Damage (mD)	306772
Total Damage Factor	0.70	Prop Perm with Total Damage (mD)	306772
		Proppant Embedment (in)	0.013

Fuente: FracProPT 10.3.

* Todos los valores reportados son para una fractura sencilla. La conductividad actual podría ser mayor si se modela un sistema de múltiples fracturas equivalente.

** Se ha aplicado el factor de daño total.

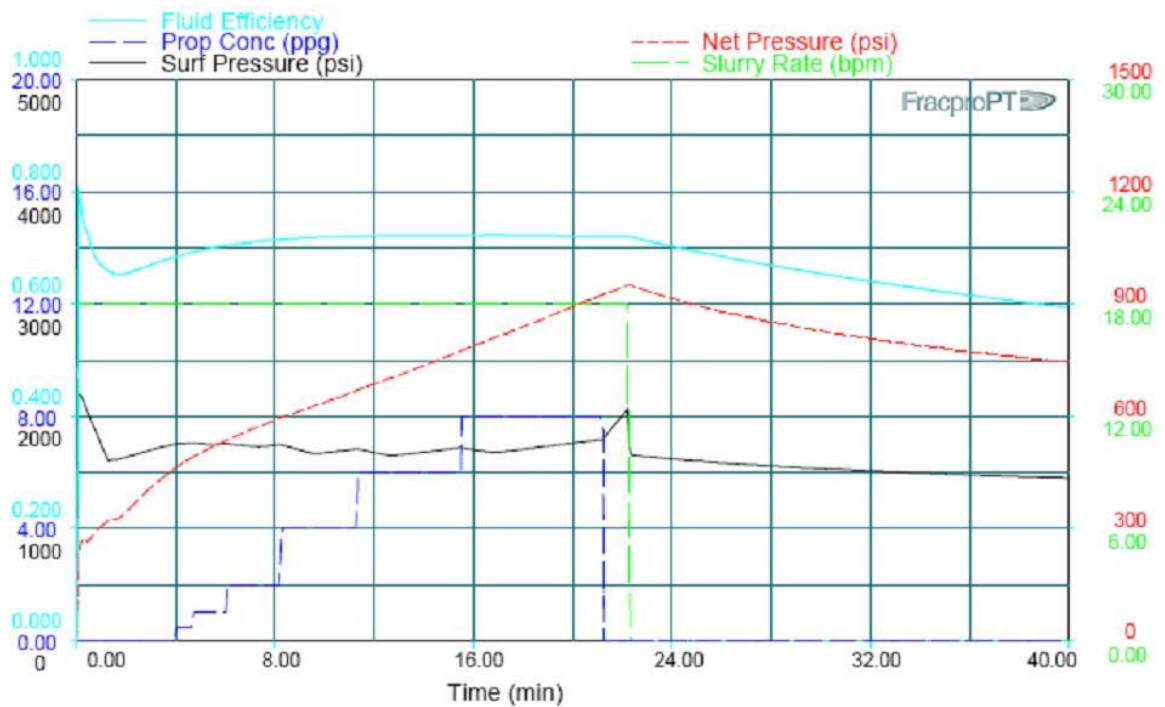
*** Daño aparente para flujo multifásico y no Darcy.

Tabla 33. Resumen de datos de presión*.

Model Net Pressure** (psi)	952	BH Fracture Closure Stress (psi)	1782
Observed Net Pressure** (psi)	0	Closure Stress Gradient (psi/ft)	0.670
Hydrostatic Head*** (psi)	1076	Avg. Surface Pressure (psi)	1733
Reservoir Pressure (psi)	920	Max. Surface Pressure (psi)	2222

Fuente: FracProPT 10.3.

Figura 77. Información del tratamiento.



Fuente: FracProPT 10.3.

* Valores promedio y máximo reportados en el programa de bombeo.
 ** Los valores reportados para el final de la última etapa (Etapa 8, Main frac flush).
 *** Valor reportado para el fluido limpio.

Tabla 34. Resumen de operaciones del tratamiento*.

Total Clean Fluid Pumped (bbls)	347.2	Total Proppant Pumped (klbs)	52.9
Total Slurry Pumped (bbls)	400.2	Total Proppant in Fracture (klbs)	50.8
Pad Volume (bbls)	71.4	Avg. Hydraulic Horsepower (hp)	764
Pad Fraction (% of Slurry Vol)**	18.7	Max. Hydraulic Horsepower (hp)	979
Pad Fraction (% of Clean Vol)**	21.9	Avg Btm Slurry Rate (bpm)	18.0
Primary Fluid Type	MYTOIL55G	Primary Proppant Type	CarboLite 16/20
Secondary Fluid Type		Secondary Proppant Type	

Fuente: FracProPT 10.3.

Tabla 35. Programa del tratamiento diseñado.

Stage #	Stage Type	Elapsed Time min:sec	Fluid Type	Clean Vol. (gal)	Prop Conc (ppg)	Stage Prop (Klbs)	Slurry Rate (bpm)	Proppant Type
Wellbore Fluid			DIESEL	1085				
1	Main frac pad	3:58	MYTOIL 55G	3000	0.00	0.0	18.00	
2	Main frac slurry	4:38	MYTOIL 55G	500	0.50	0.3	18.00	CarboLite 16/20
3	Main frac slurry	6:01	MYTOIL 55G	1000	1.00	1.0	18.00	CarboLite 16/20
4	Main frac slurry	8:10	MYTOIL 55G	1500	2.00	3.0	18.00	CarboLite 16/20
5	Main frac slurry	11:17	MYTOIL 55G	2000	4.00	8.0	18.00	CarboLite 16/20
6	Main frac slurry	15:28	MYTOIL 55G	2500	6.00	15.0	18.00	CarboLite 16/20
7	Main frac slurry	21:11	MYTOIL 55G	3200	8.00	25.6	18.00	CarboLite 16/20
8	Main frac flush	22:14	MYTOIL 55G	800	0.00	0.0	18.00	
9	Shut-in	52:14	SHUT-IN	0	0.00	0.0	0.00	

Fuente: FracProPT 10.3.

* Los valores máximo y promedio reportados en el programa de bombeo para la combinación de las inyecciones.
 ** Basado en la razón de los volúmenes de algunas etapas así: Main frac pad / (Main frac pad + Main frac slurry), excluyendo el flush.

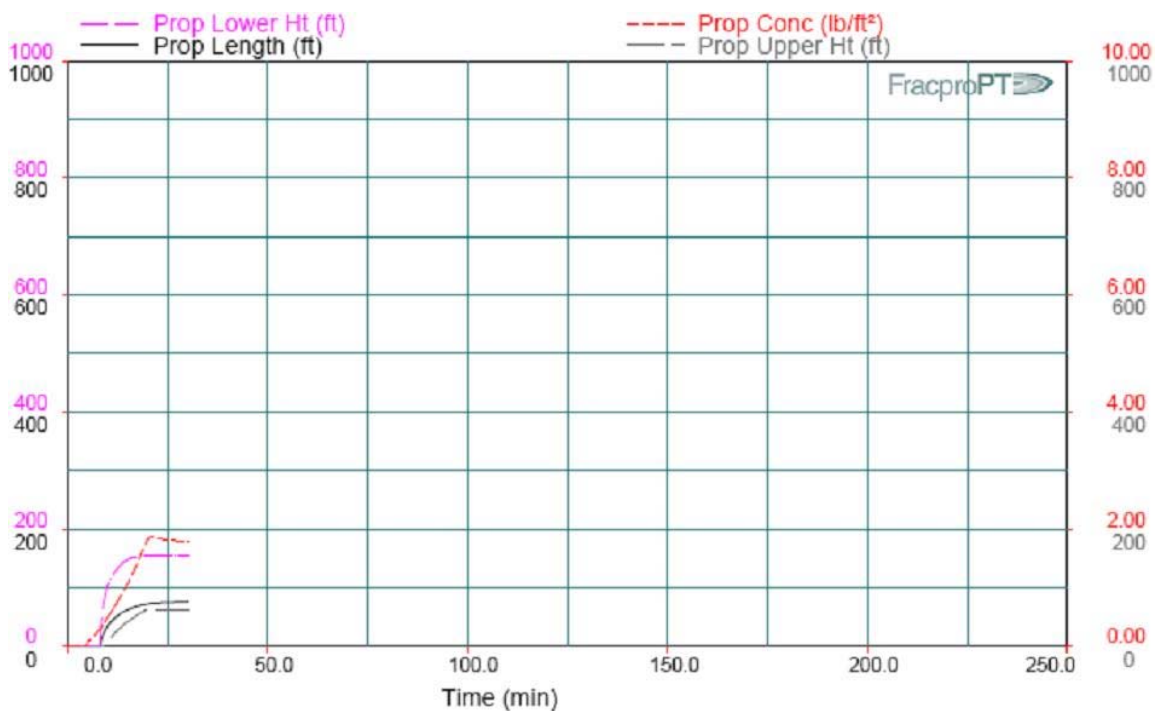
- Santa Clara Sur 8ST

Tabla 36. Resumen de datos de la geometría de la fractura*.

Fracture Half-Length (ft)	95	Propped Half-Length (ft)	76
Total Fracture Height (ft)	273	Total Propped Height (ft)	218
Depth to Fracture Top (ft)	2545	Depth to Propped Fracture Top (ft)	2596
Depth to Fracture Bottom (ft)	2817	Depth to Propped Fracture Bottom (ft)	2814
Equivalent Number of Multiple Fracs	1.0	Max. Fracture Width (in)	0.77
Fracture Slurry Efficiency**	0.80	Avg. Fracture Width (in)	0.51
		Avg. Proppant Concentration (lb/ft ²)	1.76

Fuente: FracProPT 10.3.

Figura 78. Dimensiones de la zona propantada.

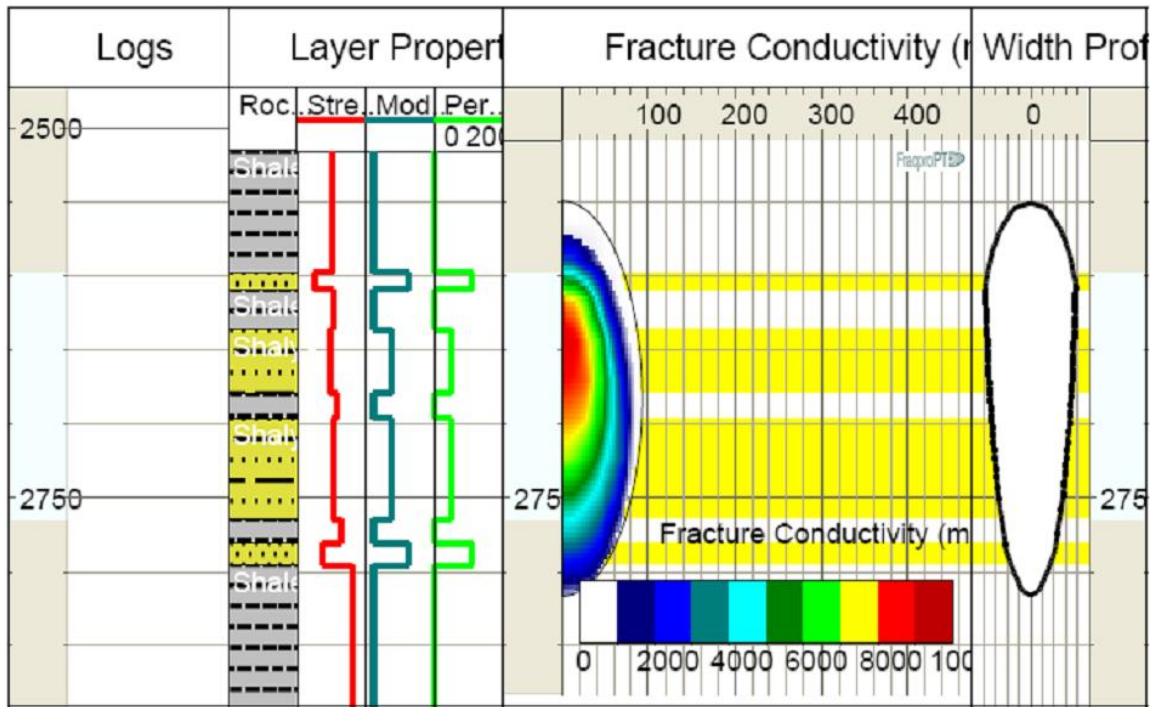


Fuente: FracProPT 10.3.

* Todos los valores reportados son para una fractura sencilla y un tiempo de 30.19 min. (Final de la etapa 10 Shut - in después del Main frac flush).

** El valor es reportado para el final de la última etapa de bombeo (Etapa 8, Main frac flush).

Figura 79. Perfil de fractura con registros y litología.



Fuente: FracProPT 10.3.

Tabla 37. Resumen de datos de la conductividad de la fractura*.

Avg. Conductivity** (mD-ft)	4212.6	Avg. Frac Width (Closed on prop) (in)	0.174
Dimensionless Conductivity**	0.90	Ref. Formation Permeability (mD)	61.7
Proppant Damage Factor	0.70	Undamaged Prop Perm at Stress (mD)	1003055
Apparent Damage Factor***	0.00	Prop Perm with Prop Damage (mD)	300917
Total Damage Factor	0.70	Prop Perm with Total Damage (mD)	300917
		Proppant Embedment (in)	0.015

Fuente: FracProPT 10.3.

* Todos los valores reportados son para una fractura sencilla. La conductividad actual podría ser mayor si se modela un sistema de múltiples fracturas equivalente.

** Se ha aplicado el factor de daño total.

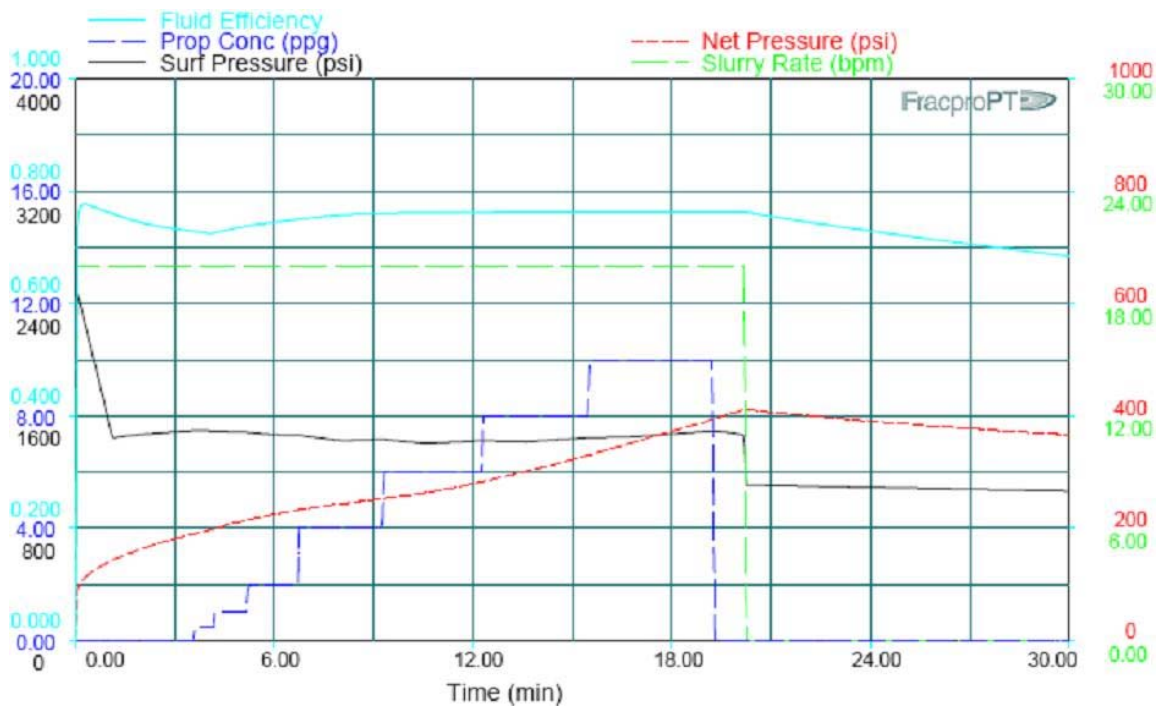
*** Daño aparente para flujo multifásico y no Darcy.

Tabla 38. Resumen de datos de presión*.

Model Net Pressure** (psi)	411	BH Fracture Closure Stress (psi)	1967
Observed Net Pressure** (psi)	0	Closure Stress Gradient (psi/ft)	0.740
Hydrostatic Head*** (psi)	1267	Avg. Surface Pressure (psi)	1480
Reservoir Pressure (psi)	930	Max. Surface Pressure (psi)	2487

Fuente: FracProPT 10.3.

Figura 80. Información del tratamiento.



Fuente: FracProPT 10.3.

* Valores promedio y máximo reportados en el programa de bombeo.
 ** Los valores reportados para el final de la última etapa (Etapa 8, Main frac flush).
 *** Valor reportado para el fluido limpio.

Tabla 39. Resumen de operaciones del tratamiento*.

Total Clean Fluid Pumped (bbls)	343.2	Total Proppant Pumped (klbs)	60.6
Total Slurry Pumped (bbls)	403.9	Total Proppant in Fracture (klbs)	58.2
Pad Volume (bbls)	71.4	Avg. Hydraulic Horsepower (hp)	724
Pad Fraction (% of Slurry Vol)**	18.6	Max. Hydraulic Horsepower (hp)	1218
Pad Fraction (% of Clean Vol)**	22.2	Avg Btm Slurry Rate (bpm)	20.0
Primary Fluid Type	DF140-25	Primary Proppant Type	CarboLite 16/20
Secondary Fluid Type		Secondary Proppant Type	

Fuente: FracProPT 10.3.

Este es el único pozo para el cual se recomendó un tratamiento base agua debido a que tiene un corte de agua mayor del 45%, pero el propante es el mismo. Esto se puede ver en las tablas 39 y 40.

Tabla 40. Programa del tratamiento diseñado.

Stage #	Stage Type	Elapsed Time min:sec	Fluid Type	Clean Vol. (gal)	Prop Conc (ppg)	Stage Prop (Klbs)	Slurry Rate (bpm)	Proppant Type
Wellbore Fluid			2% KCL	1059				
1	Main frac pad	3:34	DF140-25	3000	0.00	0.0	20.00	
2	Main frac slurry	4:10	DF140	500	0.50	0.3	20.00	CarboLite 16/20
3	Main frac slurry	5:10	DF140	800	1.00	0.8	20.00	CarboLite 16/20
4	Main frac slurry	6:43	DF140	1200	2.00	2.4	20.00	CarboLite 16/20
5	Main frac slurry	9:14	DF140	1800	4.00	7.2	20.00	CarboLite 16/20

* Los valores máximo y promedio reportados en el programa de bombeo para la combinación de las inyecciones.

** Basado en la razón de los volúmenes de algunas etapas así: Main frac pad / (Main frac pad + Main frac slurry), excluyendo el flush.

6	Main frac slurry	12:15	DF140	2000	6.00	12.0	20.00	CarboLite 16/20
7	Main frac slurry	15:28	DF140	2000	8.00	16.0	20.00	CarboLite 16/20
8	Main frac slurry	19:14	DF140	2200	10.00	22.0	20.00	CarboLite 16/20
9	Main frac flush	20:11	WG221 1CP	800	0.00	0.0	20.00	
10	Shut-in	30:11	SHUTIN	0	0.00	0.0	0.00	

Fuente: FracProPT 10.3.

- Santa Clara Sur 9

Tabla 41. Resumen de datos de la geometría de la fractura*.

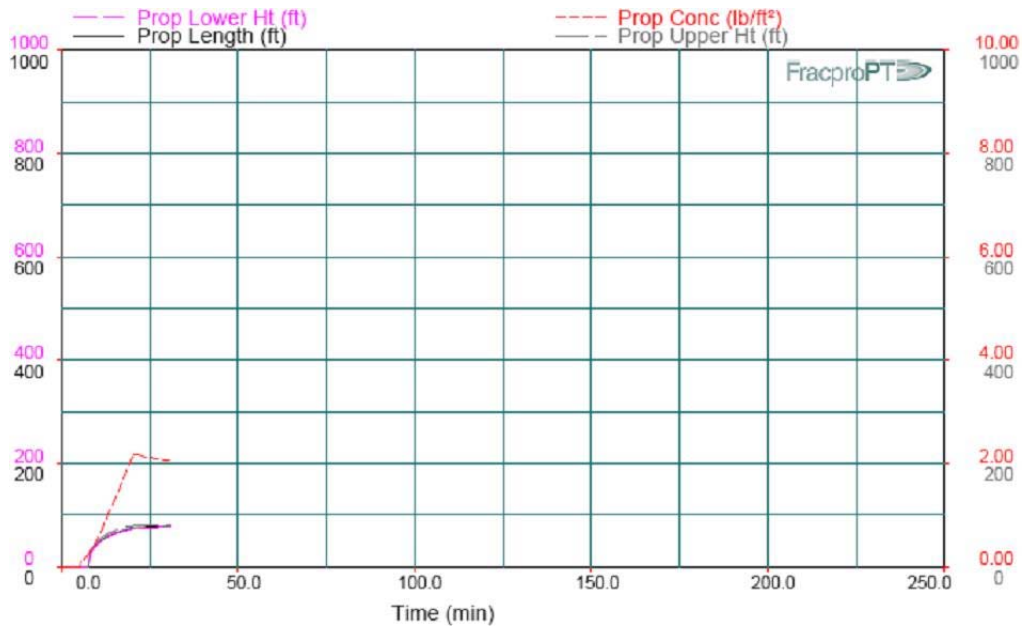
Fracture Half-Length (ft)	92	Propped Half-Length (ft)	79
Total Fracture Height (ft)	184	Total Propped Height (ft)	157
Depth to Fracture Top (ft)	2495	Depth to Propped Fracture Top (ft)	2508
Depth to Fracture Bottom (ft)	2678	Depth to Propped Fracture Bottom (ft)	2665
Equivalent Number of Multiple Fracs	1.0	Max. Fracture Width (in)	0.89
Fracture Slurry Efficiency**	0.70	Avg. Fracture Width (in)	0.60
		Avg. Proppant Concentration (lb/ft²)	2.05

Fuente: FracProPT 10.3.

* Todos los valores reportados son para una fractura sencilla y un tiempo de 30.46 min. (Final de la etapa 9 Shut - in después del Main frac flush).

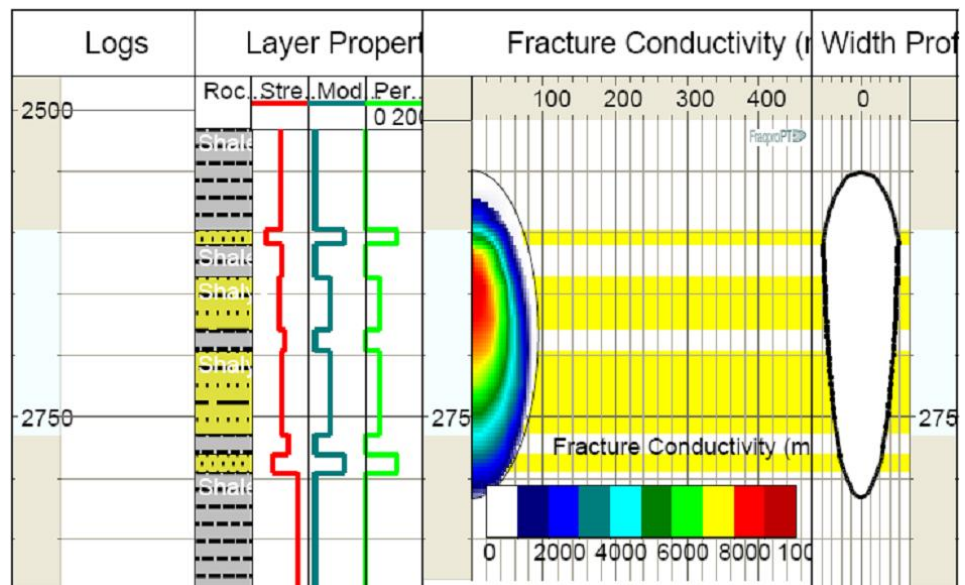
** El valor es reportado para el final de la última etapa de bombeo (Etapa 8, Main frac flush).

Figura 81. Dimensiones de la zona propantada.



Fuente: FracProPT 10.3.

Figura 82. Perfil de fractura con registros y litología.



Fuente: FracProPT 10.3.

Tabla 42. Resumen de datos de la conductividad de la fractura^{*}.

Avg. Conductivity^{**} (mD-ft)	6404.0	Avg. Frac Width (Closed on prop) (in)	0.223
Dimensionless Conductivity^{**}	1.63	Ref. Formation Permeability (mD)	50
Proppant Damage Factor	0.70	Undamaged Prop Perm at Stress (mD)	1008460
Apparent Damage Factor^{***}	0.00	Prop Perm with Prop Damage (mD)	302538
Total Damage Factor	0.70	Prop Perm with Total Damage (mD)	302538
		Proppant Embedment (in)	0.016

Fuente: FracProPT 10.3.

Tabla 43. Resumen de datos de presión^{****}.

Model Net Pressure^{*****} (psi)	853	BH Fracture Closure Stress (psi)	1916
Observed Net Pressure^{*****} (psi)	0	Closure Stress Gradient (psi/ft)	0.740
Hydrostatic Head^{*****} (psi)	986	Avg. Surface Pressure (psi)	1832
Reservoir Pressure (psi)	930	Max. Surface Pressure (psi)	2526

Fuente: FracProPT 10.3.

^{*} Todos los valores reportados son para una fractura sencilla. La conductividad actual podría ser mayor si se modela un sistema de múltiples fracturas equivalente.

^{**} Se ha aplicado el factor de daño total.

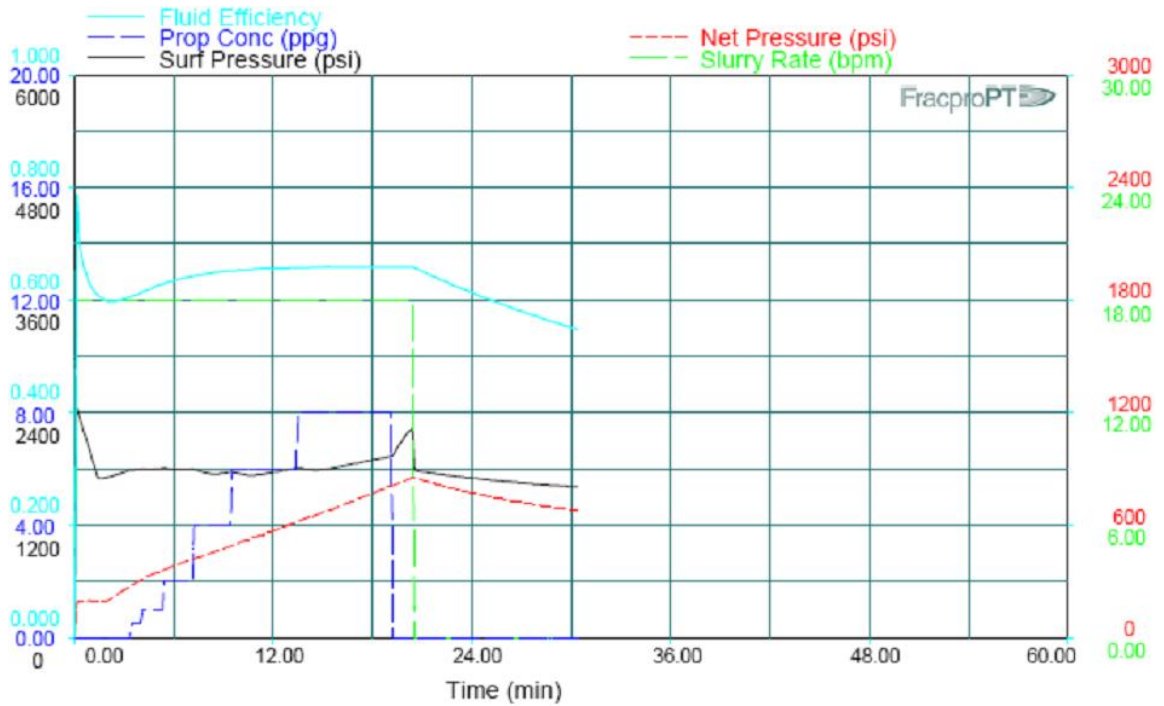
^{***} Daño aparente para flujo multifásico y no Darcy.

^{****} Valores promedio y máximo reportados en el programa de bombeo.

^{*****} Los valores reportados para el final de la última etapa (Etapa 8, Main frac flush).

^{*****} Valor reportado para el fluido limpio.

Figura 83. Información del tratamiento.



Fuente: FracProPT 10.3.

Tabla 44. Resumen de operaciones del tratamiento*.

Total Clean Fluid Pumped (bbls)	318.4	Total Proppant Pumped (klbs)	49.6
Total Slurry Pumped (bbls)	367.8	Total Proppant in Fracture (klbs)	47.3
Pad Volume (bbls)	59.5	Avg. Hydraulic Horsepower (hp)	807
Pad Fraction (% of Slurry Vol)**	17.3	Max. Hydraulic Horsepower (hp)	1113
Pad Fraction (% of Clean Vol)**	20.3	Avg Btm Slurry Rate (bpm)	18.0
Primary Fluid Type	MYTOIL55G	Primary Proppant Type	CarboLite 16/20
Secondary Fluid Type		Secondary Proppant Type	

Fuente: FracProPT 10.3.

* Los valores máximo y promedio reportados en el programa de bombeo para la combinación de las inyecciones.

** Basado en la razón de los volúmenes de algunas etapas así: Main frac pad / (Main frac pad + Main frac slurry), excluyendo el flush.

Tabla 45. Programa del tratamiento diseñado.

Stage #	Stage Type	Elapsed Time min:sec	Fluid Type	Clean Vol. (gal)	Prop Conc (ppg)	Stage Prop (Klbs)	Slurry Rate (bpm)	Proppant Type
	Wellbore Fluid		DIESEL	1312				
1	Main frac pad	3:18	MYTOIL 55G	2500	0.00	0.0	18.00	
2	Main frac slurry	3:58	MYTOIL 55G	500	0.50	0.3	18.00	CarboLite 16/20
3	Main frac slurry	5:21	MYTOIL 55G	1000	1.00	0.8	18.00	CarboLite 16/20
4	Main frac slurry	7:05	MYTOIL 55G	1200	2.00	2.4	18.00	CarboLite 16/20
5	Main frac slurry	9:25	MYTOIL 55G	1500	4.00	7.2	18.00	CarboLite 16/20
6	Main frac slurry	13:25	MYTOIL 55G	2400	6.00	12.0	18.00	CarboLite 16/20
7	Main frac slurry	19:09	MYTOIL 55G	3200	8.00	16.0	18.00	CarboLite 16/20
8	Main frac slurry	20:27	MYTOIL 55G	984	0.00	22.0	18.00	CarboLite 16/20
9	Main frac flush	30:27	SHUT-IN	0	0.00	0.0	0.00	
10	Shut-in	3:18	MYTOIL 55G	2500	0.00	0.0	18.00	

Fuente: FracProPT 10.3.

4.2.1 Recomendaciones operacionales. Como resultado del desarrollo del estudio de factibilidad técnica para realizar trabajos fracturamiento hidráulico para los pozos seleccionados del campo Santa Clara, se expusieron las siguientes recomendaciones operativas para cada pozo para antes del tratamiento:

- Santa Clara Sur 1: Arenar hasta 2600 pies MD. El pozo ya tiene un empaque a una profundidad de 2690 pies para aislar LKB.

- Santa Clara Sur 3: Sentar empaque a 2900 pies. Arenar a una profundidad de 2812 pies MD.
- Santa Clara Sur 4ST: Sentar RBP a 2800 pies MD. Arenar hasta una profundidad de 2780 pies MD. Revisar calidad de cemento desde 2600 pies hasta 2900 pies.
- Santa Clara Sur 8ST: Sentar RBP a 2835 pies MD. Arenar hasta 2805 pies MD. El diseño de fractura se hizo usando una máxima concentración de arena de 10 ppg basado en los resultados del simulador de fractura los cuales indicaron que el pozo tiene la capacidad de aceptar mayores concentraciones de agente apuntalante. Se recomienda fracturar este pozo al final del proyecto para tener un mejor entendimiento de la respuesta de yacimiento a mayores concentraciones de agente apuntalante.
- Santa Clara Sur 9: Sentar RBP a una profundidad de 3230 pies MD. Arenar a una profundidad de 3150 pies.

Para el momento de la ejecución del tratamiento se expusieron las siguientes recomendaciones operativas:

- Realizar pruebas de laboratorio a los fluidos de fractura para evaluar los siguientes parámetros:
 - La sensibilidad de la roca a la presencia del fluido de fractura en la formación.
 - Evaluar la concentración óptima de sales en los fluidos de trabajo (fracturamiento y completamiento) para prevenir posibles obstrucciones en la formación por inchamiento de arcillas en el caso de fluidos base agua.
 - La compatibilidad del fluido de fractura con los fluidos de formación (pruebas anti-**sludge** y concentración óptima de surfactantes rompedores de emulsión)

- La concentración del rompedor de gel a la temperatura de fondo (BHT) para alcanzar los tiempos de rompimientos determinados.
- Realizar pruebas de calibración antes de bombear el tratamiento de fracturamiento. El uso de registradores electrónicos de presión en fondo para estas pruebas sería ideal aunque no indispensable. Estas pruebas son:
 - Prueba de inyektividad (**Step Rate Test**). Se debe utilizar un fluido no compresible (Ej: crudo muerto, tratamiento orgánico) para determinar el valor de presión de extensión de fractura (**Fracture Extensión Pressure**), normalmente asumido como presión de fractura. Es importante que la prueba se realice con **tiempos de bombeo constantes** en cada etapa e iniciar con bajas tasas de bombeo (0.5 ~ 1 bpm). El tiempo de bombeo de cada etapa se determina por el tiempo que se necesita para alcanzar una tasa de inyección a presión constante. Calcular los valores de presión máxima de trabajo con base en presiones de colapso y estallido de la tubería del completamiento del pozo (**tubing** y **casing**). La calidad del resultado depende de la cantidad de datos registrados, exactitud en el tiempo de bombeo constante, fluido no compresible usado y especialmente calidad del cálculo de presión de fondo (BHP) de cada intervalo.
 - Minifrac. Se debe utilizar fluido de fractura, en este caso el fluido base aceite MY-T-OIL V activado, para evaluar parámetros de la roca (esfuerzo mínimo, permeabilidad, leakoff, Modulo de Young, relación de Piosson, etc.) y del fluido (eficiencia del fluido). Recalcule el volumen de pad a utilizar en el fracturamiento con base en la eficiencia del fluido.
 - “**Step Down Test** (SDT)”. Se recomienda realizar una prueba **SDT** como parte final del Minifrac. Para esto se debe establecer por lo menos tres valores constantes de caudal y presión durante la prueba incluyendo el valor final de caudal y presión del minifrac. Utilizar la opción de cálculo de fricciones de FracproPT (pantalla F-8) para calculo de fricciones de fondo (perforados y tortuosidad). Desplazar con fluido lineal (MY-T-OIL V Lineal) hasta pasar

perforados para garantizar homogeneidad de las propiedades de fricción del fluido desde los perforados hasta superficie. La función del **SDT** es determinar fricciones de fondo (perforados y tortuosidad).

- Ajustar el modelo de simulación con base en los resultados de las pruebas y realice ajuste de la presión neta (**Matching**) en la locación para modelar parámetros de geomecánica de la roca y volumen de pad.
- Durante la ejecución de los diseños se determinó que existe un riesgo potencial de migración de finos después del tratamiento debido a la estimulación mecánica de la formación causada por el fracturamiento hidráulico. Debido a esto se recomienda bombear una resina de baja viscosidad con el fin de inmovilizar los finos en la pared de la fractura como pre-pad del tratamiento de fractura. Además, previo al tratamiento, debe determinarse el tipo de resina (curable/ no curable) que mejor aplica para las condiciones específicas del pozo.
- Con base en lecciones aprendidas del Campo Palermo se recomienda hacer un sistema de tratamiento de estabilización de finos (en caso de no usar resinas o agentes modificadores de superficie) y un tratamiento de control, remoción y/o inhibición de parafinas y/o asfaltenos.
- En términos generales, pozos con ángulo de desviación considerables presentan un alto riesgo de arenamiento prematuro debido a la alta presión neta causada por la generación de múltiple fracturas, especialmente en casos donde hay varias perforaciones abiertas. Para el caso de los pozos SC-3S y SC-9S, donde el ángulo de inclinación en la zona de interés es de 53 grados aproximadamente, este riesgo es potencial, lo cual se debe evaluar durante la prueba de minifrac. Si los resultados de la prueba de minifrac indican la presencia de múltiples fracturas, se recomienda una técnica de fracturamiento apropiada que enfoque la energía en forma puntual para minimizar el riesgo de arenamiento prematuro y optimizar la estimulación del pozo desviado en forma selectiva.

- La simulación de la fractura indicó que el fluido base aceite (MY-TOIL), usado en la simulación de la fractura, presenta una alta eficiencia de fluido. Aun así el volumen de fluido a utilizarse en el **pad** de la fractura debe ser recalculado con base en los resultados de eficiencia de fluido determinados con el minifrac.
- Correr el modelo del simulador de fractura con base en los resultados obtenidos de las pruebas de inyección y ajustar el programa de bombeo teniendo en cuenta las limitaciones de geometría de fractura.
- Evaluar la factibilidad de monitorear la dirección de la fractura inducida mediante geófonos o tiltmeters, especialmente en pozos desviados. Realice estas mediciones durante la prueba de minifrac para evaluar la orientación de la fractura inducida con respecto a la dirección del pozo. Esto permitirá determinar el cubrimiento de la fractura en el pozo (fractura transversal, longitudinal).
- Se recomienda utilizar **coiled tubing** para optimizar los tiempos de limpieza de pozo posteriores al fracturamiento (limpieza de arena de fractura).
- Se recomienda utilizar **coiled tubing** y nitrógeno para inducir el flujo del pozo posterior al fracturamiento y reducir el tiempo de retorno del fluido de fractura. Esta es una de las mejores prácticas realizadas por las empresas operadoras en el área circunvecina.

5. ANÁLISIS ECONÓMICO Y DE PRODUCCIÓN DE LOS DISEÑO DE TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Los análisis económico y de producción de este proyecto se hicieron con la finalidad de mostrar la viabilidad económica de los trabajos de fracturamiento hidráulico que se propusieron realizar en el campo Santa Clara en Neiva para acelerar la producción de reservas del mismo.

Para que FracProPT desarrolle el análisis económico y de producción se requirió conocer y definir algunos parámetros importantes por cada pozo. En este capítulo se reportan, para cada pozo, estos parámetros y un resumen de los principales resultados de los análisis económico y de producción.

Los índices de rentabilidad son criterios de selección que se utilizan para medir la bondad económica de un proyecto de inversión. En este proyecto se tuvo en cuenta como indicador económico principal el valor presente neto NPV, además de la tasa interna de retorno y el periodo de pago del proyecto.

A continuación se definen estos tres indicadores:

- **Valor presente neto (NPV).**^[19] El valor presente neto de un proyecto a una tasa de interés (i), es la ganancia extraordinaria que genera el proyecto dada en valores monetarios actuales, es decir, el NPV refleja el valor de la inversión y el retorno de la misma en términos actuales al tener en cuenta tasas de interés que afectan el proyecto durante su tiempo de ejecución; muestra en dólares actuales

[18] García, Jaime A. Matemática financiera con ecuaciones diferenciales finitas. Cuarta edición., 2000

todos los ingresos y egresos, presentes y futuros, que constituyen el proyecto. La fórmula que permite realizar una estimación del VPN es:

$$\text{VPN} = \frac{S}{(1+i)^n} \quad (79)$$

donde,

VPN: valor presente neto, del flujo de caja realizado.

S: valor de flujo de caja en un determinado período.

i: interés de capitalización del dinero por período

n: número de períodos existentes entre el período descontado y el presente.

Para la toma de decisiones se debe tener en cuenta que:

- Si el $\text{VPN} > 0$, el proyecto es atractivo y debe ser aceptado, implica que el proyecto arroja un beneficio aun después de recuperar el dinero invertido.
 - Si el $\text{VPN} < 0$, el proyecto no vale la pena ya que hay alternativas de inversión que arrojan mayor beneficio, es decir, que necesariamente no hay ingresos netos positivos, sino que ellos no alcanzan a compensar los costos de oportunidad de dejar de lado las alternativas de inversión.
 - Si el $\text{VPN} = 0$, es indiferente realizar el proyecto o escoger otras alternativas, puesto que arroja el mismo beneficio, es decir, que los beneficios alcanzan tan solo a compensar el capital invertido.
-
- **Tasa interna de retorno (IRR)^[19].** Índice que representa el equilibrio entre el valor presente de los ingresos con el valor presente de los egresos, o la tasa que rinden los dineros que al final de cualquier período, aún continúan invertidos en el proyecto, o la tasa que rinden los dineros no recuperados en el proyecto en

^[19] García J., Op. Cit., p. 271 - 283

cualquier periodo. No puede ser usada en todos los casos, por ejemplo, si no se tienen valores negativos en el flujo de caja no existe IRR. Es un criterio independiente y ajeno al riesgo. Un trabajo tiene un IRR bueno siempre y cuando este supere el valor de la tasa de interés mínima a la cual la empresa esta dispuesta a invertir.

- **Periodo de pago (Payout time).** Es el periodo después del proyecto en el cual se recupera la inversión con respecto a la producción incremental IOR obtenida en el proyecto, esto determina el momento en que la diferencia entre ingresos y egresos sea igual a cero.

Se explica el significado de los principales datos de las tablas y las figuras para el primer pozo Santa Clara 1 Sur. Para los otros cuatro pozos los datos son diferentes pero la interpretación es la misma.

- **Santa Clara Sur 1**

En las tablas 46 y 47 están consignados los parámetros que FracProPT necesita para desarrollar los análisis económico y de producción del pozo Santa Clara Sur 1.

Tabla 46. Costos del propante y del fluido.

Material	Quantity	Units	Unit Cost (\$)	Discnt (%)	Cost (\$)
MYTOIL55G	357.1	bbls	46.20	0.0	16499.99
CarboLite-16/20	50.00	klb	1000.00	0.0	49999.96

Fuente: FracProPT 10.3

Las cantidades totales de fluido y propante registradas en la tabla 45 son valores que ya se habían obtenido previamente del programa del tratamiento. Con estas cantidades de fluido y propante y con sus respectivos valores unitarios (**Unit Cost**) se pueden calcular los costos totales del fluido y del propante (**Cost**).

La tabla 46 contiene otros datos importantes que son necesarios en el análisis económico del tratamiento, tales como el precio neto del barril de aceite (**Net Oil Price**), el porcentaje anual en que se aumentan los precios del crudo (**price escalation rate**), la duración del periodo para el cual se va a calcular el valor presente neto del proyecto (**NPV Evaluation Period**), los costos de la simulación del tratamiento (**Simulation Cost**), la tasa de descuento o tasa de oportunidad a la cual se evalúa el proyecto (**Nominal discount rate**), el porcentaje anual en que se aumentan, en la evaluación económica, los costos de operación (**Cost Escalation Rate**) y los costos de operación del pozo (**Operating Cost**). Este último valor se calcula teniendo en cuenta el costo de producción de un barril para el campo Santa clara el cual es de 4 U\$/bbl, así:

$$\text{Operating Cost} = 4 \frac{\text{US\$}}{\text{bbl}} * \left[Q \left(\frac{\text{bbl}}{\text{día}} \right) \right] * \left[30 \frac{\text{días}}{\text{mes}} \right]$$

Tabla 47. Información económica.

Net Oil Price (\$/bbl)	40.00	NPV Evaluation Period (days)	360.00
Nominal Discount Rate (%/year)	15.000	Price Escalation Rate (%/year)	5.000
Operating Cost (\$/month)	4800.00	Cost Escalation Rate (%/year)	5.000
Stimulation Cost (\$)	180000	Cost CarboLite-16/20 (\$/lb)	1.00

Fuente: FracProPT 10.3

La tabla 48 contiene el resumen de los resultados de producción y del análisis económico que arrojó la simulación. Note que en la tabla 47 se define como periodo de tiempo para calcular el valor presente neto 360 días. En esta última tabla se pueden encontrar las tasas de flujo diarias (**Flow Rate**) para diferentes días durante los 360 días. Además se encuentra registrada la producción acumulada de aceite (**Cumulative Production**) al final de los 360 días.

Se estimó un valor de US\$ 350.000 para el trabajo de fracturamiento de cada pozo. Este valor incluye el costo del fracturamiento hidráulico, el cual se estimó en US\$ 180.000, 12 días de equipo a US\$ 10.000/día (US\$ 120.000) y US\$ 50.000 de un tratamiento de orgánicos antes del fracturamiento.

Este valor de US\$ 350.000 del trabajo de fracturamiento más los US\$ 180.000 de la simulación o diseño del mismo suman US\$ 530.000. Este es el costo total del proyecto y se encuentra consignado de primero en la columna de valor presente neto de la tabla 48.

Todos los pozos tienen este valor de US\$ 530.000 como costo del proyecto.

Tabla 48. Resultados de producción y análisis económico.

Time (days)	Flow Rate (bbl/day)	Cumulative Production (Mbbls)	Recovery (%)	Flowing Surface Pressure (psi)	Flowing Bottomhole Pressure (psi)	Average Reservoir Pressure (psi)	Net Present Value (M\$)
0.00	0	0.000	0.00	700	700	700	-530
0.50	300	0.150	0.01	527	527	700	-524
1.11	300	0.332	0.02	456	456	700	-517
1.78	300	0.534	0.03	403	403	700	-509
2.66	300	0.798	0.05	352	352	699	-499
3.69	300	1.106	0.07	299	299	699	-486
4.71	300	1.414	0.08	247	247	699	-474
5.61	300	1.683	0.10	199	199	699	-464
6.30	300	1.891	0.11	156	156	699	-455

6.78	300	2.033	0.12	118	118	698	-450
7.07	290	2.118	0.13	100	100	698	-446
7.65	273	2.276	0.13	100	100	698	-440
10.00	249	2.862	0.17	100	100	698	-417
16.68	215	4.301	0.25	100	100	697	-361
30.42	183	6.808	0.40	100	100	695	-263
57.55	155	11.021	0.65	100	100	691	-101
91.25	137	15.650	0.93	100	100	688	75
182.50	120	26.595	1.57	100	100	678	483
273.75	109	36.535	2.16	100	100	669	843
360.00	102	45.363	2.69	100	100	662	1155

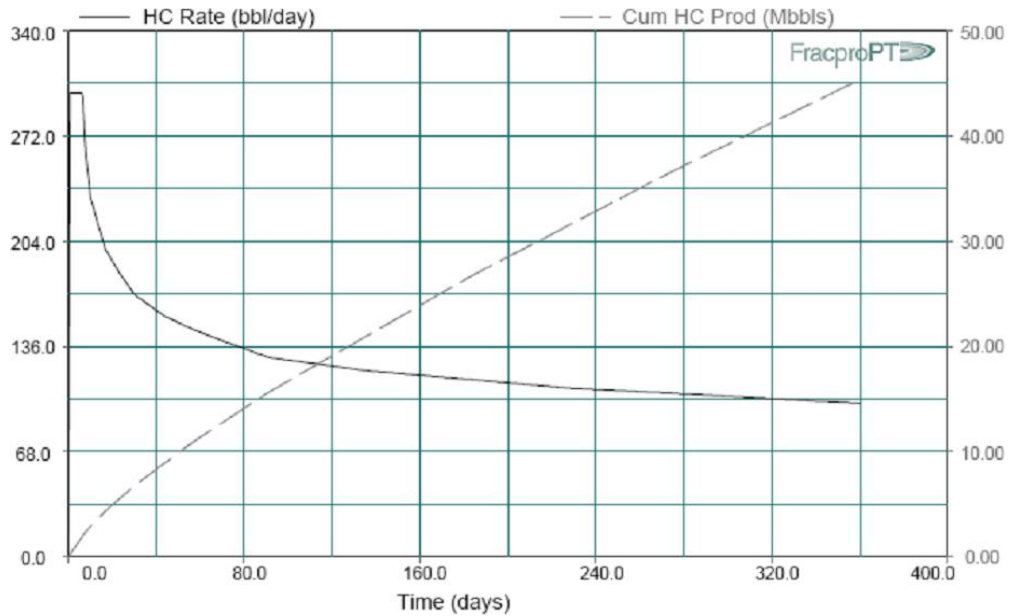
Fuente: FracProPT 10.3

En esta tabla también se encuentra registrada la variación del valor presente neto (Net Present Value) con el desarrollo del proyecto. Note, en la tabla, que el proyecto se paga a los 77 días. En las siguientes figuras se grafican los resultados consignados en esta tabla 48.

En la figura 84 están graficadas la curva de producción diaria (**HC Rate**) durante 360 días y la curva de producción acumulada (**Cum HC Prod**) hasta el final de los mismos 360.

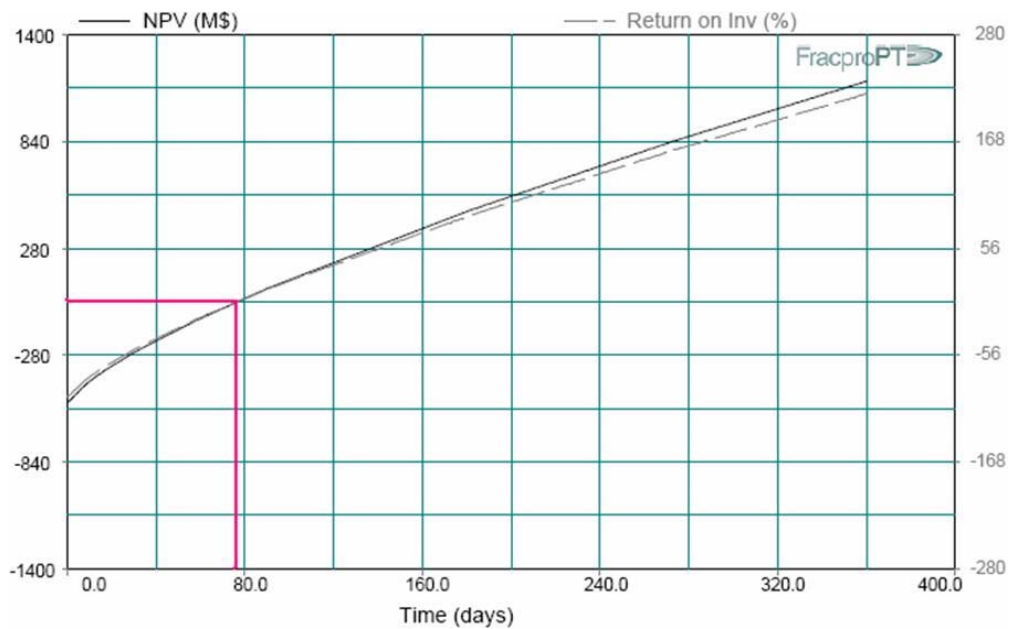
La figura 85 muestra las curvas de valor presente neto (**NPV**) y tasa interna de retorno (**Return on Inv**). Note aquí también que el proyecto se alcanza a pagar aproximadamente a los 77 días.

Figura 84. Producción diaria y producción acumulada.



Fuente: FracProPT 10.3

Figura 85. Valor presente neto y tasa interna de retorno.



Fuente: FracProPT 10.3

• Santa Clara Sur 3

Tabla 49. Costos del propante y del fluido.

Material	Quantity	Units	Unit Cost (\$)	Discnt (%)	Cost (\$)
MYTOIL55G	335.7	Bbls	44.52	0.0	14946.00
CarboLite-16/20	48.00	Klbs	1100.00	0.0	52800.00

Fuente: FracProPT 10.3

Tabla 50. Información económica.

Net Oil Price (\$/bbl)	40.00	NPV Evaluation Period (days)	360.00
Nominal Discount Rate (%/year)	15.000	Price Escalation Rate (%/year)	5.000
Operating Cost (\$/month)	12480.00	Cost Escalation Rate (%/year)	15.000
Stimulation Cost (\$)	180000	Cost CarboLite-16/20 (\$/lb)	1.10

Fuente: FracProPT 10.3

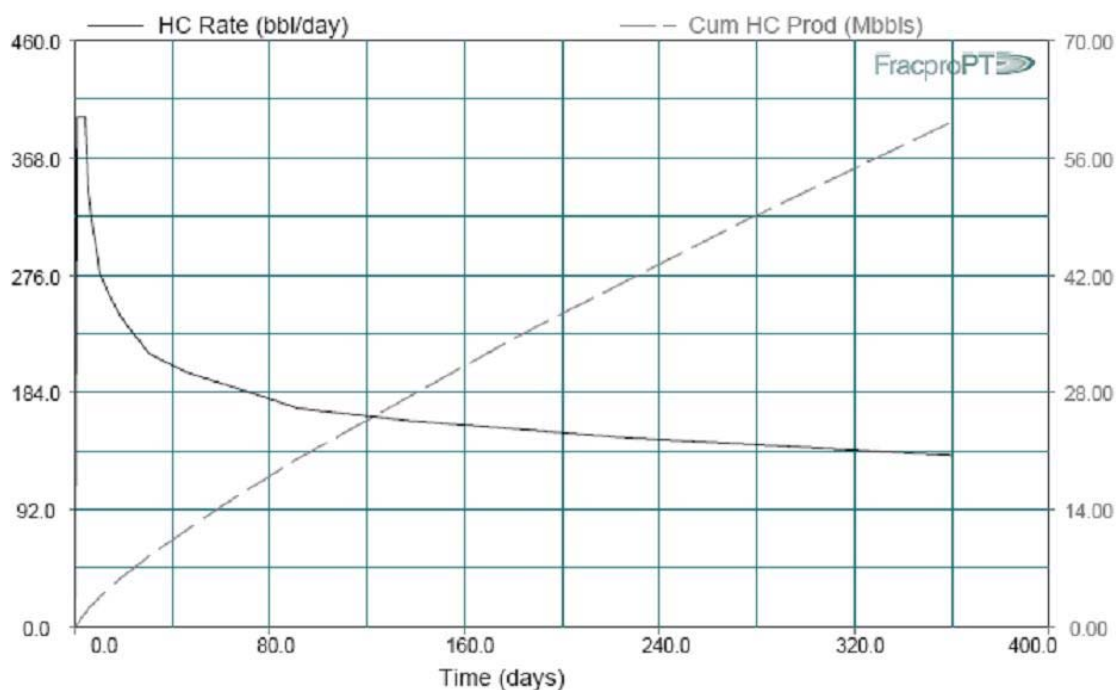
Tabla 51. Resultados de producción y análisis económico.

Time (days)	Flow Rate (bbl/day)	Cumulative Production (Mbbbls)	Recovery (%)	Flowing Surface Pressure (psi)	Flowing Bottomhole Pressure (psi)	Average Reservoir Pressure (psi)	Net Present Value (M\$)
0.00	0	0.000	0.00	890	890	890	-530
0.50	400	0.200	0.01	633	633	890	-522
1.02	400	0.408	0.03	531	531	889	-514
1.50	400	0.601	0.04	463	463	889	-507
2.07	400	0.827	0.05	400	400	889	-498
2.69	400	1.078	0.07	337	337	889	-488
3.29	400	1.318	0.08	276	276	888	-479

3.79	400	1.516	0.10	219	219	888	-471
4.15	400	1.661	0.11	168	168	888	-465
4.38	400	1.753	0.11	123	123	888	-462
4.51	390	1.803	0.11	100	100	888	-460
4.72	372	1.881	0.12	100	100	888	-457
5.34	357	2.103	0.13	100	100	887	-448
7.22	326	2.715	0.17	100	100	886	-424
10.00	297	3.540	0.22	100	100	885	-393
18.35	259	5.704	0.36	100	100	882	-310
30.42	229	8.462	0.54	100	100	879	-205
60.83	200	14.533	0.92	100	100	870	22
91.25	181	20.042	1.27	100	100	862	226
182.50	162	34.795	2.21	100	100	840	757
273.75	148	48.293	3.06	100	100	821	1227
360.00	139	60.278	3.82	100	100	804	1631

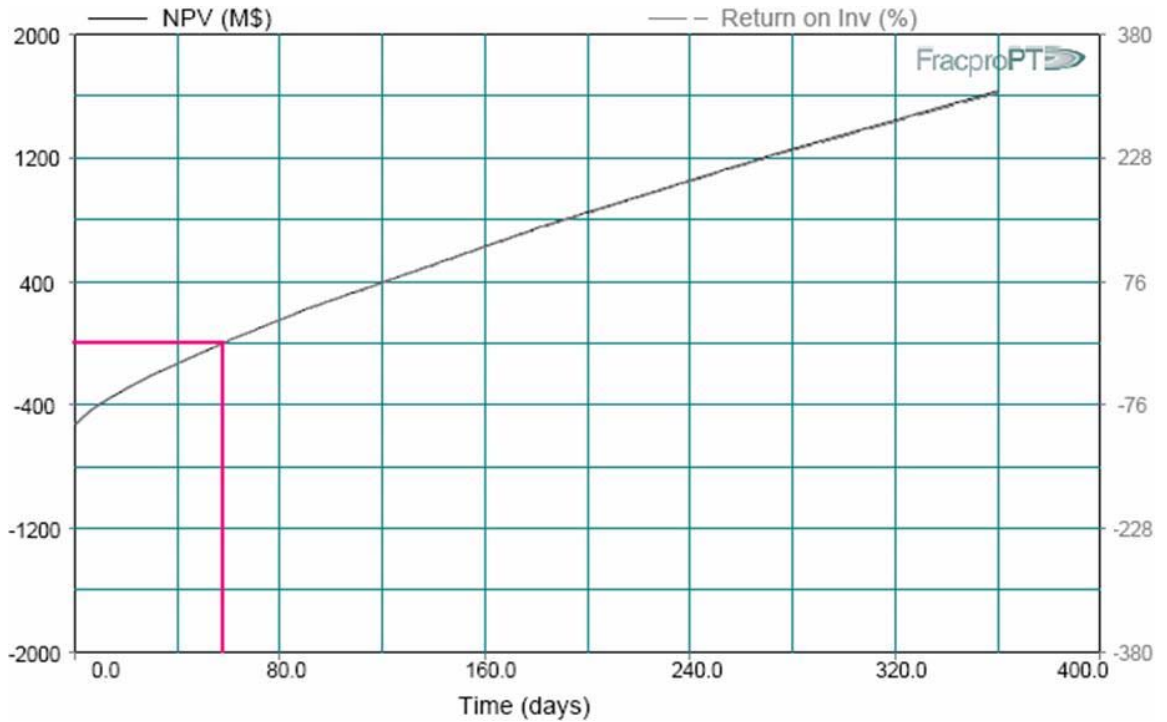
Fuente: FracProPT 10.3

Figura 86. Producción diaria y producción acumulada.



Fuente: FracProPT 10.3

Figura 87. Valor presente neto y tasa interna de retorno.



Fuente: FracProPT 10.3

En la grafica de la figura 87 se puede ver que el proyecto se alcanza a pagar aproximadamente a los 58 días.

• **Santa Clara Sur 4ST**

Tabla 52. Costos del propante y del fluido.

Material	Quantity	Units	Unit Cost (\$)	Discnt (%)	Cost (\$)
MYTOIL55G	326.2	Bbls	46.20	0.0	15070.00
CarboLite-16/20	52.85	Klbs	1100.00	0.0	58135.00

Fuente: FracProPT 10.3

Tabla 53. Información económica.

Net Oil Price (\$/bbl)	40.00	NPV Evaluation Period (days)	360.00
Nominal Discount Rate (%/year)	15.000	Price Escalation Rate (%/year)	5.000
Operating Cost (\$/month)	11160.00	Cost Escalation Rate (%/year)	5.000
Stimulation Cost (\$)	180000	Cost CarboLite-16/20 (\$/lb)	1.10

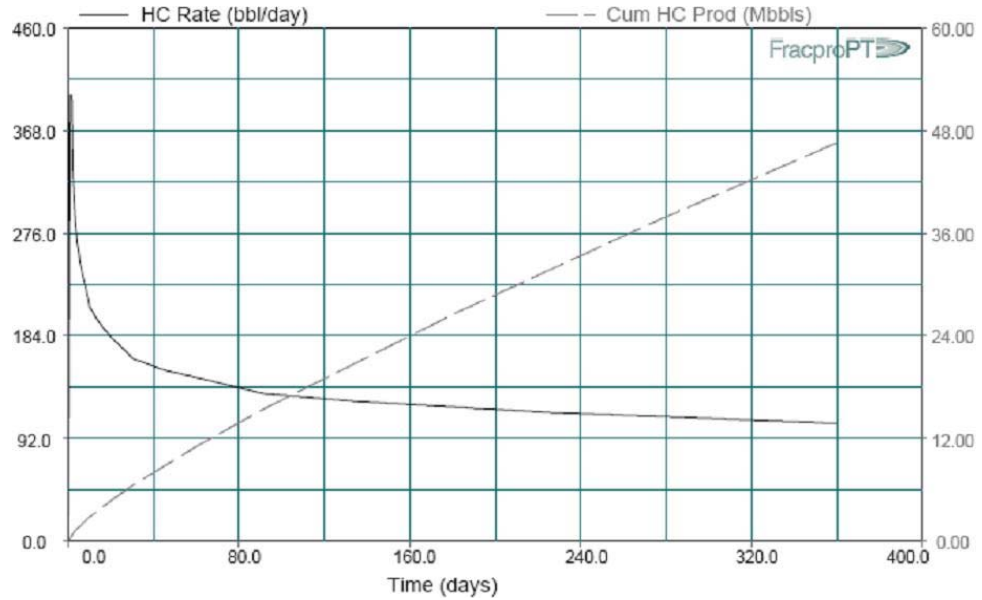
Fuente: FracProPT 10.3

Tabla 54. Resultados de producción y análisis económico.

Time (days)	Flow Rate (bbl/day)	Cumulative Production (Mbbbls)	Recovery (%)	Flowing Surface Pressure (psi)	Flowing Bottomhole Pressure (psi)	Average Reservoir Pressure (psi)	Net Present Value (M\$)
0.00	0	0.000	0.00	922	922	922	-530
0.50	400	0.200	0.01	556	556	922	-522
0.88	400	0.351	0.02	404	404	921	-516
1.09	400	0.434	0.03	319	319	921	-513
1.23	400	0.493	0.03	259	259	921	-511
1.35	400	0.540	0.03	209	209	921	-509
1.44	400	0.577	0.04	165	165	921	-507
1.51	400	0.603	0.04	126	126	921	-506
1.55	395	0.620	0.04	100	100	921	-506
1.61	373	0.642	0.04	100	100	921	-505
1.79	358	0.707	0.04	100	100	921	-502
2.33	330	0.886	0.05	100	100	921	-495
3.96	288	1.355	0.08	100	100	920	-477
6.98	248	2.105	0.13	100	100	919	-448
10.00	223	2.779	0.17	100	100	918	-423
19.06	195	4.543	0.28	100	100	916	-356
30.42	174	6.515	0.40	100	100	913	-281
60.83	153	11.156	0.68	100	100	906	-109
91.25	139	15.384	0.94	100	100	900	46
182.50	125	26.760	1.63	100	100	882	452
273.75	115	37.228	2.27	100	100	866	814
360.00	108	46.577	2.84	100	100	852	1128

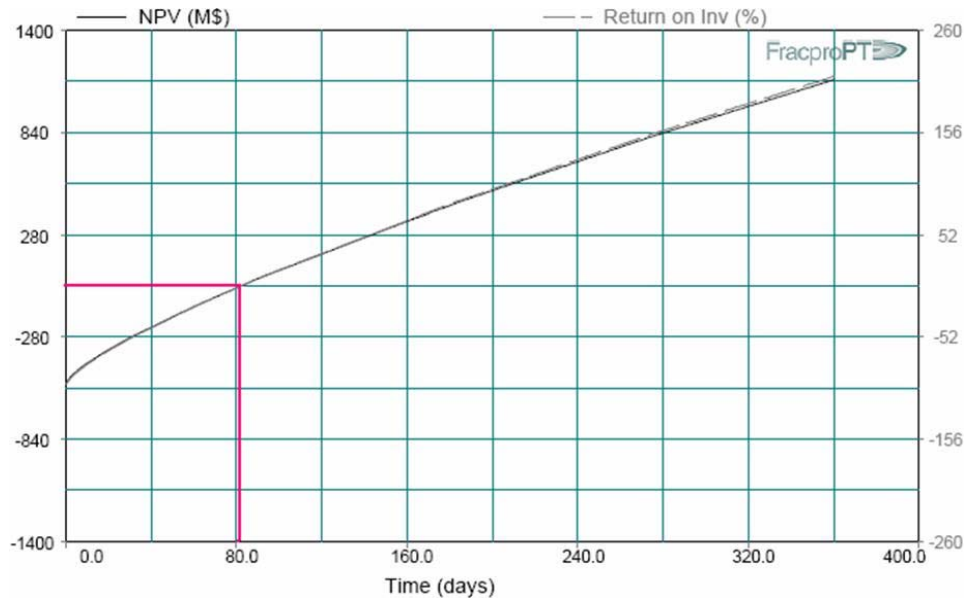
Fuente: FracProPT 10.3

Figura 88. Producción diaria y producción acumulada.



Fuente: FracProPT 10.3

Figura 89. Valor presente neto y tasa interna de retorno.



Fuente: FracProPT 10.3

En la grafica de la figura 89 se puede ver que el proyecto se alcanza a pagar aproximadamente a los 83 días.

- **Santa Clara Sur 8ST**

Tabla 55. Costos del propante y del fluido.

Material	Quantity	Units	Unit Cost (\$)	Discnt (%)	Cost (\$)
MYTOIL55G	326.2	Bbls	46.20	0.0	15070.00
CarboLite-16/20	52.85	Klbs	1100.00	0.0	58135.00

Fuente: FracProPT 10.3

Tabla 56. Información económica.

Net Oil Price (\$/bbl)	40.00	NPV Evaluation Period (days)	360.00
Nominal Discount Rate (%/year)	15.000	Price Escalation Rate (%/year)	5.000
Operating Cost (\$/month)	6360.00	Cost Escalation Rate (%/year)	5.000
Stimulation Cost (\$)	180000	Cost CarboLite-16/20 (\$/lb)	1.00

Fuente: FracProPT 10.3

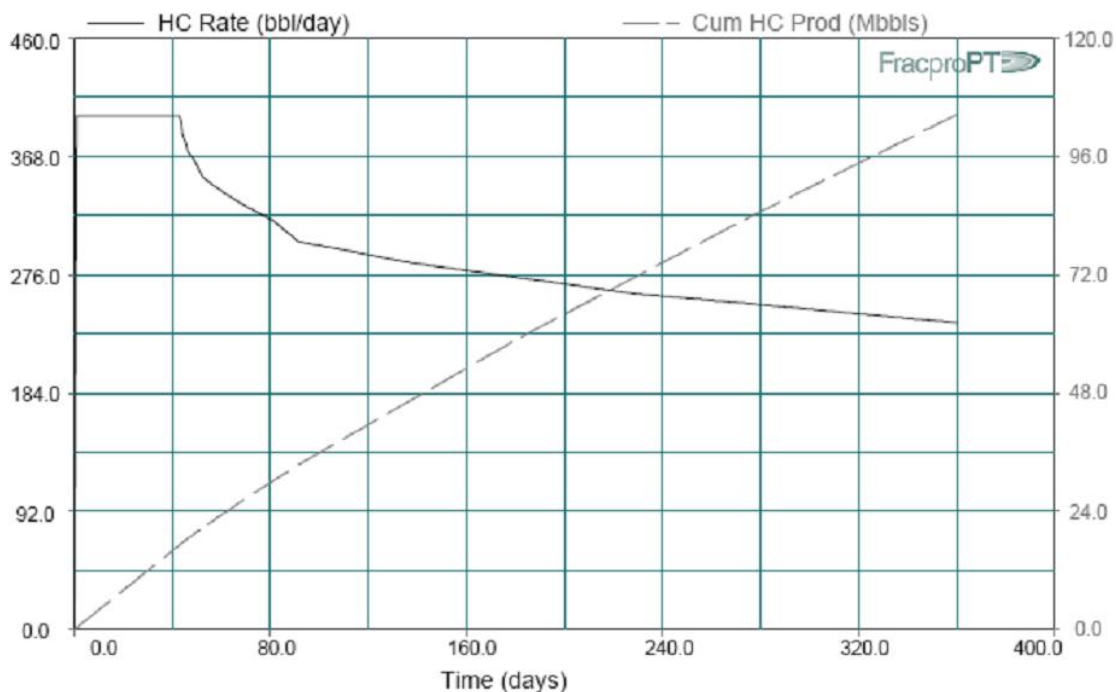
Tabla 57. Resultados de producción y análisis económico.

Time (days)	Flow Rate (bbl/day)	Cumulative Production (Mbbbls)	Recovery (%)	Flowing Surface Pressure (psi)	Flowing Bottomhole Pressure (psi)	Average Reservoir Pressure (psi)	Net Present Value (M\$)
0.00	0	0.000	0.00	930	930	930	-530
0.50	400	0.200	0.01	776	776	930	-522
1.41	400	0.563	0.02	709	709	930	-508
2.98	400	1.192	0.03	649	649	929	-483
5.77	400	2.308	0.07	584	584	928	-439

10.00	400	4.000	0.12	516	516	927	-372
15.40	400	6.159	0.18	447	447	926	-287
30.42	400	12.167	0.35	330	330	922	-52
39.01	400	15.604	0.45	232	232	919	83
41.18	400	16.472	0.47	175	175	919	117
42.50	400	16.999	0.49	137	137	918	137
43.43	400	17.370	0.50	109	109	918	152
44.10	390	17.633	0.51	100	100	918	162
46.12	379	18.400	0.53	100	100	917	192
52.19	364	20.611	0.59	100	100	916	278
70.39	339	26.786	0.77	100	100	912	517
91.25	318	33.426	0.96	100	100	907	773
182.50	285	59.470	1.71	100	100	888	1758
273.75	261	83.321	2.40	100	100	870	2637
360.00	246	104.553	3.01	100	100	855	3399

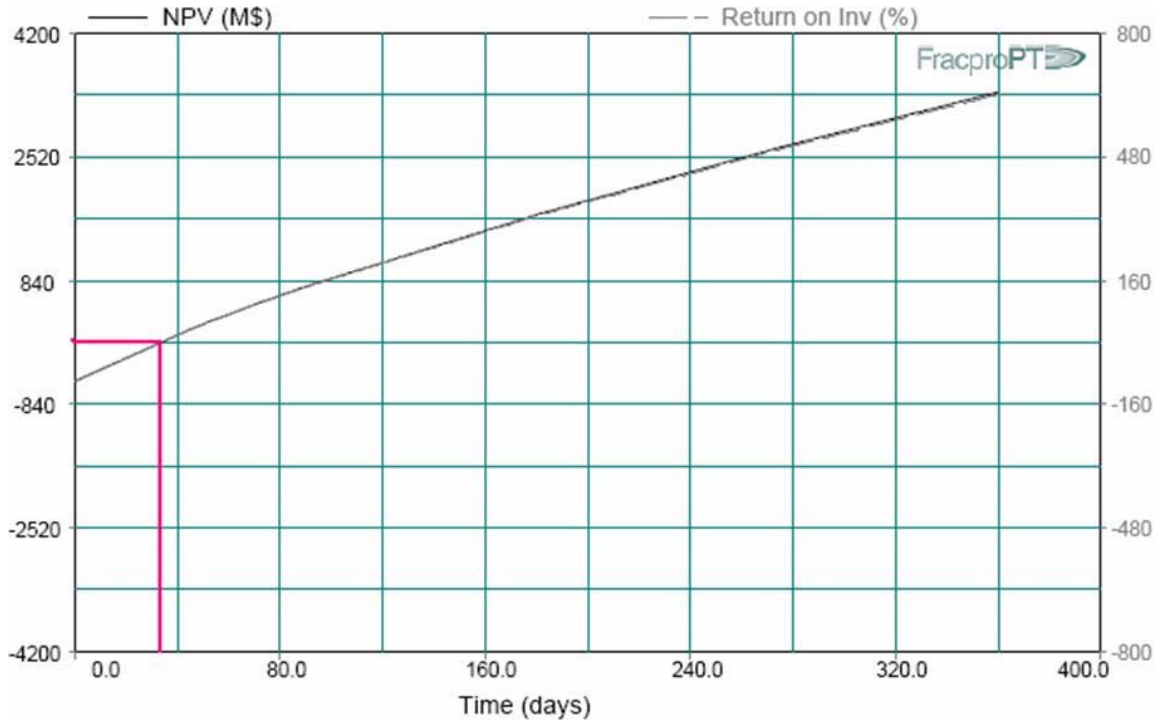
Fuente: FracProPT 10.3

Figura 90. Producción diaria y producción acumulada.



Fuente: FracProPT 10.3

Figura 91. Valor presente neto y tasa interna de retorno.



Fuente: FracProPT 10.3

En la grafica de la figura 97 se puede ver que el proyecto se alcanza a pagar aproximadamente a los 34 días.

• **Santa Clara Sur 9**

Tabla 58. Costos del propante y del fluido.

Material	Quantity	Units	Unit Cost (\$)	Discnt (%)	Cost (\$)
MYTOIL55G	292.9	Bbls	50.40	0.0	14760.00
CarboLite-16/20	49.65	Klbs	1000.00	0.0	49650.00

Fuente: FracProPT 10.3

Tabla 59. Información económica.

Net Oil Price (\$/bbl)	40.00	NPV Evaluation Period (days)	360.00
Nominal Discount Rate (%/year)	15.000	Price Escalation Rate (%/year)	5.000
Operating Cost (\$/month)	26600.00	Cost Escalation Rate (%/year)	5.000
Stimulation Cost (\$)	150000	Cost CarboLite-16/20 (\$/lb)	1.00

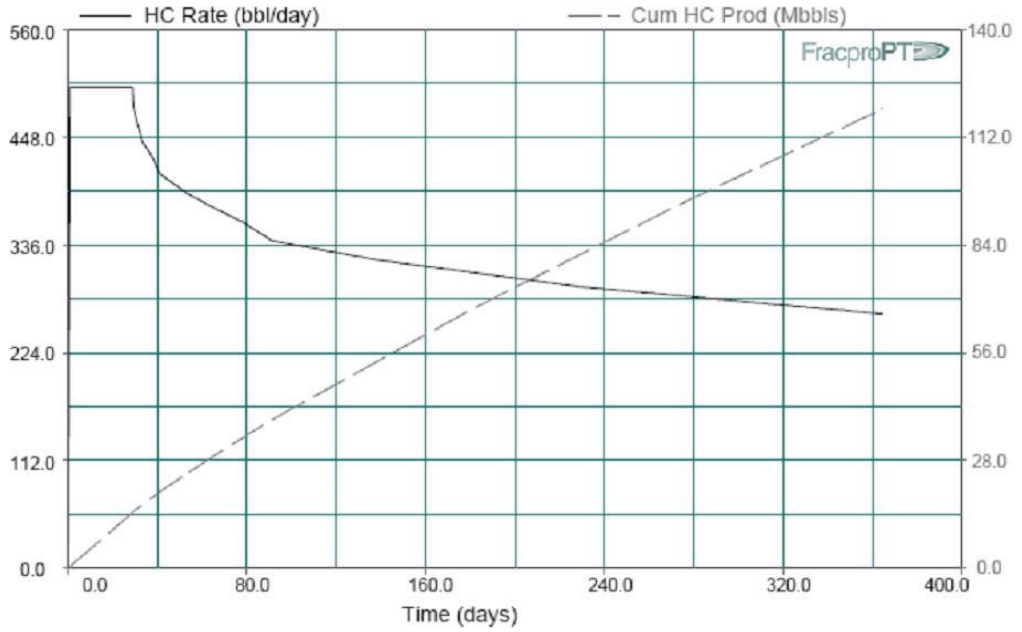
Fuente: FracProPT 10.3

Tabla 60. Resultados de producción y análisis económico.

Time (days)	Flow Rate (bbl/day)	Cumulative Production (Mbbbls)	Recovery (%)	Flowing Surface Pressure (psi)	Flowing Bottomhole Pressure (psi)	Average Reservoir Pressure (psi)	Net Present Value (M\$)
0.00	0	0.000	0.00	930	930	930	-500
0.50	500	0.250	0.01	767	767	930	-490
1.36	500	0.679	0.02	695	695	929	-474
2.73	500	1.363	0.05	632	632	929	-448
4.99	500	2.496	0.08	565	565	928	-405
7.50	500	3.748	0.12	506	506	927	-357
10.00	500	5.000	0.17	454	454	926	-309
13.69	500	6.844	0.23	394	394	925	-239
22.05	500	11.026	0.37	293	293	921	-80
26.23	500	13.117	0.43	211	211	920	0
28.33	500	14.163	0.47	149	149	919	40
28.59	500	14.293	0.47	118	118	919	45
28.77	500	14.387	0.48	100	100	919	48
28.96	486	14.479	0.48	100	100	919	52
29.53	480	14.753	0.49	100	100	919	62
30.42	472	15.170	0.50	100	100	918	78
33.07	457	16.380	0.54	100	100	917	124
41.02	430	19.799	0.66	100	100	915	252
64.88	390	29.104	0.96	100	100	907	598
91.25	360	38.592	1.28	100	100	899	947
182.50	321	67.887	2.25	100	100	874	1999
273.75	293	94.607	3.13	100	100	852	2929
360.00	274	119.580	3.96	100	100	832	3772

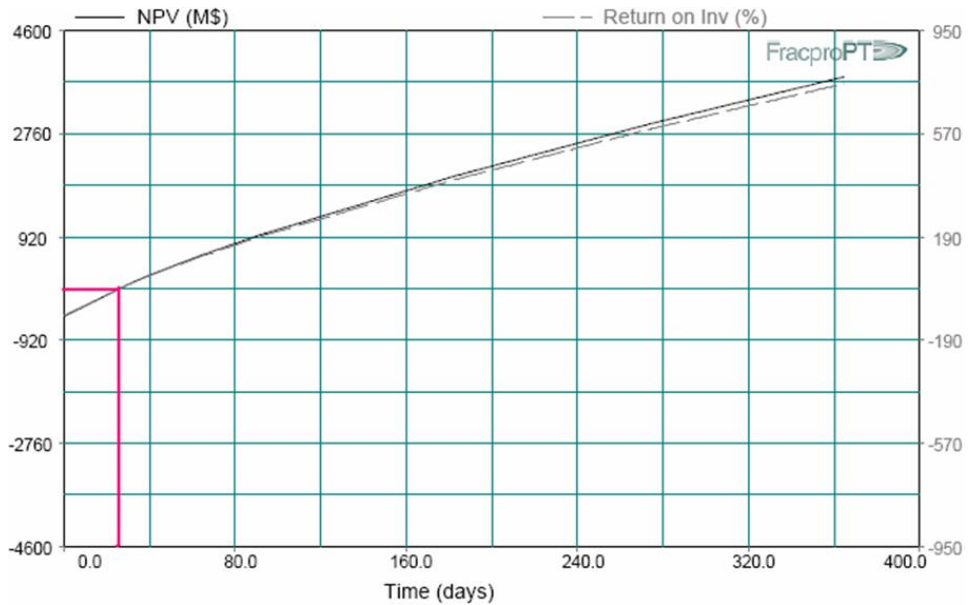
Fuente: FracProPT 10.3

Figura 92. Producción diaria y producción acumulada.



Fuente: FracProPT 10.3

Figura 93. Valor presente neto y tasa interna de retorno.



Fuente: FracProPT 10.3

En la grafica de la figura 93 se puede ver que el proyecto se alcanza a pagar aproximadamente a los 27 días.

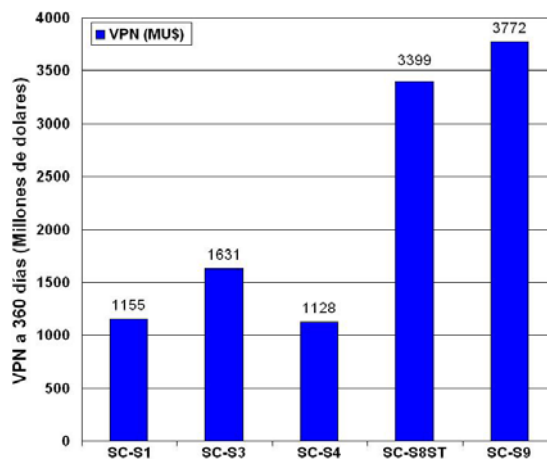
Los análisis económico y de producción de cada pozo se resumen en la tabla 61 (a 180 días con el fin de evaluar el progreso del proyecto) y en la figura 94:

Tabla 61. Resultados del análisis económico y de producción.

Pozo	180 días				360 días			
	Q (bopd)	Vol. Acum. (Mbl)	VPN (MU\$)	Tasa de Retorno (%)	Q (bopd)	Vol. Acum. (Mbl)*	VPN (MU\$)**	Tasa de Retorno (%)
SC-1S	114.4	26.59	483	91	99	45.36	1155	218
SC-3S	154	34.8	756	142	135	60	1631	307
SC-4SST	120	26.76	452	85.2	105	46.5	1128	213
SC-8SST	273	60	1758	332	239	104.6	3399	641
SC-9S	307	68	2000	400	264	120	3772	754

Fuente: Halliburton. Asesor experto en fracturamiento hidráulico.

Figura 94. Valor presente neto (VPN) a 360 días de cada pozo candidato.



Fuente: Halliburton. Asesor experto en fracturamiento hidráulico.

* Mbl: Miles de barriles.
 ** MU\$: miles de dólares.

Finalmente se concluyo que se recomienda fracturar los cinco pozos analizados con base en los diseños que se realizaron.

Tabla 62. Período de pago del proyecto para cada pozo seleccionado.

Pozos seleccionados	Periodo de pago (Días)
SC-1S	77
SC-3S	58
SC-4S	83
SC-8SST	34
SC-9S	27

Fuente: VIZCAINO BUENO, H. L; DORIA CARRASCAL, L. M.

6. CONCLUSIONES

- Se desarrolló una metodología que permite en cinco pasos analizar los criterios de selección de pozo más importantes y con este análisis definir en un campo los pozos con las características necesarias para realizar trabajos de fracturamiento.
- Se aplicó en el campo Santa Clara la metodología de selección de pozos y se identificaron cinco pozos del bloque sur del campo como los mejores para el desarrollo de trabajos de fracturamiento hidráulico.
- Se realizaron, con la ayuda de la herramienta software **FracProPT 10.3**, los diseños de fractura de cada pozo y su respectiva optimización de diseño de fractura mediante el análisis económico y de producción de la misma con resultados económicamente rentables para el proyecto.
- En el campo Santa Clara el bloque sur es el que presenta las mejores características y además esta parte del campo todavía no ha tenido contacto con el acuífero asociado al campo.
- De la formación Caballos, la unidad productora que posee las mejores características petrofísicas y en este caso la de mayor interés para el fracturamiento es la formación Caballos superior (UKB). La formación caballos medio (MKB) presenta solo una pequeña sección en la parte superior con buenas características. La formación LKB es una formación que se encuentra inundada de agua y por esto se excluyó para el análisis de producción y para los trabajos de fracturamiento.

- En los diseños de fracturamiento hidráulico del Campo Santa Clara se escogió el fluido de fractura base aceite MY-T-OIL V para realizar los fracturamientos. Debido a que este fluido no provoca alteraciones apreciables en la formación, genera fracturas mas limpias y según lecciones aprendidas del proceso de optimización de los fracturamiento del campo Palermo es el mas indicado para pozos con BSW mayor a 45%.
- El análisis de sensibilidad de la longitud de fractura permite determinar el valor económicamente óptimo de la longitud de la fractura. FracproPT asume que la cobertura vertical de la fractura cubre intervalos productores. Puesto que esta suposición puede no necesariamente ser cierta en cada caso en particular, se debe hacer un análisis de ingeniería para evaluar la aplicación de dicha longitud en cada fractura.
- El análisis de sensibilidad de la conductividad de la fractura Vs. tipo de agente apuntalante, permite evaluar y optimizar el diseño del tipo y tamaño de arena de fractura.
- El valor presente neto estimado a los 360 días de los pozos seleccionados para el fracturamiento hidráulico oscila entre 1.1 y 3.7 millones de dólares.
- Los pozos con mala calidad del cemento no se seleccionaron como candidatos para realizar trabajos de fracturamiento hidráulico hasta que se les realice cementación remedial.
- Los resultados reportados en este proyecto son solo un estimativo de los valores de producción incremental que puede llegar a obtener en la etapa de ejecución de los trabajos de fracturamiento hidráulico.

7. RECOMENDACIONES

- El campo Santa Clara tiene presiones relativamente bajas, por lo tanto es importante implementar un mecanismo que permita mantener la presión del yacimiento ya que esta va ir disminuyendo a medida que se perforen mas pozos y entre mas estemos por debajo de la Presión de burbuja mas problemas se pueden presentar en el momento de fracturar por la energía insuficiente para alimentar la fractura.
- Revisar en detalle la calidad e integridad del cemento de los pozos que no fueron seleccionados inicialmente para realizar trabajos de fracturamiento hidráulico.
- Seleccionar muestras de corazones para coordinar pruebas de permeabilidades relativas gas- aceite-agua para el campo debido a que se encontraron muchas inconsistencias en el estudio actualmente existente.
- Se recomendó la estimulación con tratamientos químicos para algunos pozos en los que no se pueden realizar trabajos de fracturamiento.
- La presión de cierre baja en el Minifrac, indicara si seguimos o no con el Fracturamiento hidráulico (pozo depletado), pues es posible que la presión de cierre no llegue a confinar la fractura y todo el tiempo en producción estemos produciendo proppant y finalmente desempaquetando la fractura. En el caso de que no se realice el fracturamiento hidráulico lo mejor es realizar un tratamiento con disolventes y dejar el pozo nuevamente en producción.

- Se recomienda revisar los modelos petrofísicos y geomecánicos del Campo Santa Clara para determinar la caracterización del yacimiento.
- Luego de terminar la campaña de fracturamiento en el Campo Santa Clara, se recomienda hacer una evaluación de los resultados de producción obtenidos, comparando y ajustando los diseños y modelos iniciales.
- Se recomienda para el desarrollo de próximos proyectos mantener un sistema de operaciones con un equipo interdisciplinario con la participación de miembros de diferentes áreas no solo para la selección y diseño de pozos, si no de cualquier proyecto que se desee realizar.

BIBLIOGRAFÍA

BJ services company S.A. Handbook hydraulic fracturing, 1986.

BROWM, K. B.; BEGGS, H. D. The technology of artificial lift methods. Tulsa Oklahoma. 1977.

DALE BEGGS, H. Production optimization using nodal analysis, Tulsa, 2001.

ECONOMIDES, Michael; NOLTE, Kenneth G. Reservoir Simulation. Houston, Texas. 1989.

EXXON production reserch company. Coring and core analysis. 1991.

GÓMEZ, L. G. Análisis avanzado de presiones. Universidad Industrial de Santander. Abril de 2001.

McCAIN Jr, William D. The properties of petroleum fluids. Second Edition, 1990.

NIND T., E. W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. Trent University, Ontario, Canada. 1987.

Well performance manual. Tercera Edición. Agosto, 1993.

ANEXO A. TABLA DE DATOS PARA EL MODELAMIENTO EN WELLFLO

El paso dos de la metodología de selección de pozos de la sección 3.1 consiste en la creación de una tabla con el fin de consignar de forma organizada los principales datos de cada pozo. A continuación se encuentra dicha tabla.

POZO	Zonas Productora	Profundidad Punto Medio de Perforaciones por zona	Profundidad Punto Medio de Perforaciones por intervalo	Intervalos			Espesor	Kabs Md Intervalo	Kabs Md Zona	Observaciones	Pwf (psia)	Ps (psia)	Produc (BFPD)	kh Interv	kh Zona	% Produc Interv	% Produc Zona	Produc Interv	Produc Zona	Ko Interv (0.45)	Ko Zona (0.45)							
SC-1	UKB2	2455	2441	2428-2454	2428.00	2454.00	26	173.08	172.82	PRODUCIENDO	208.80	600	153.83	4500.13	8122.54	55.40	100.00	85.23	153.83	77.89	77.77							
	UKB3		2464	2457-2470	2457.00	2470.00	13	164.27						2135.45		26.29		40.44		73.92								
			2478	2474-2482	2474.00	2482.00	8	185.87						1486.95		18.31		28.16		83.64								
	LKB2	2738	2722	2714-2729	2714.00	2729.00	15			ZONAS AISLADAS																		
			2745	2742-2747	2742.00	2747.00	5																					
			2759	2756-2762	2756.00	2762.00	6																					
	LKB3	2788	2784	2776-2792	2776.00	2792.00	16																					
			2796	2792-2800	2792.00	2800.00	8																					
			2455					97										208.8	600	153.83	8122.54	8122.54	100.00	100.00	153.83	153.83		
		GOR	47.96	BSW	56.65	PROF.TOTAL	2934	%API	19.00																			
SC-1S	UKB1	2558	2498	2493-2502	2493.00	2502.00	9	11.15	60	PRODUCIENDO	356.20	700	63.50	100.34	5422.56	1.85	100.00	1.18	63.50	5.02	27.11							
	UKB2		2527	2512-2542	2512.00	2542.00	30	66.32						1989.59		36.69		23.30		29.84								
			2553	2545-2560	2545.00	2560.00	15	81.33						1220.01		22.50		14.29		36.60								
	UKB3		2571	2564-2577	2564.00	2577.00	13	70.34						914.46		16.86		10.71		31.65								
			2590	2582-2597	2582.00	2597.00	15	50.26						753.84		13.90		8.83		22.62								
	MKB	2618	2614-2622	2614.00	2622.00	8	55.54	444.31	8.19	5.20	24.99																	
	LKB	2829	2829	2816-2842	2816.00	2842.00	26	45.34	45.34	ZONAS AISLADAS																		
	LKB2	2883	2883	2878-2888	2878.00	2888.00	10	10.33	10.33																			
		2558					126										356.20	700	63.5	5422.56	5422.56	100.00	100.00	63.50	63.50			
	GOR	392.28	BSW	37.59	PROF.TOTAL	3070	%API	18.00																				
SC-2	DISCORDANCIA	2205	2186	2183-2188	2183.00	2188.00	5	999.25	999.25																			
			2223	2219-2226	2219.00	2226.00	7	999.25																				
	UKB1	2362	2324	2322-2326	2322.00	2326.00	4	7.62	167	PRODUCIENDO	165.80	650	1044.71	30.48	9371.27	0.33	100.00	3.40	1044.71	3.43	75.30							
	UKB2		2336	2330-2342	2330.00	2342.00	12	79.37						952.45		10.16		106.18		35.72								
			2351	2347-2354	2347.00	2354.00	7	516.31						3614.17		38.57		402.91		232.34								
			2363	2358-2368	2358.00	2368.00	10	79.33						793.34		8.47		88.44		35.70								
	UKB3		2379	2372-2386	2372.00	2386.00	14	278.37						3897.19		41.59		434.46		125.27								
			2391	2388-2393	2388.00	2393.00	5	14.06						70.31		0.75		7.84		6.33								
			2400	2398-2402	2398.00	2402.00	4	3.33						13.32		0.14		1.48		1.50								
	LKB	2672	2621	2616-2625	2616.00	2625.00	9			ZONAS AISLADAS																		
	LKB2	2655	2644	2642-2646	2642.00	2646.00	4																					
			2663	2658-2668	2658.00	2668.00	10																					
	LKB3	2708	2692	2688-2695	2688.00	2695.00	7																					
			2714	2699-2728	2699.00	2728.00	29																					
			2293					127										165.80	650	1044.71	9371.27	9371.27	100.00	100.00	1044.71	1044.71		
	GOR	116.79	BSW	87.48	PROF.TOTAL	2800	%API	18.00																				

POZO	Zona Productora	Profundidad Punto Medio de Perforaciones por zona	Profundidad Punto Medio de Perforaciones por intervalo	Intervalos		Espesor	Kabs Md Intervalo	Kabs Md Zona	Observaciones	Pwf (psia)	Ps (psia)	Produc (BFPD)	kh Interv	kh Zona	% Produc Interv	% Produc Zona	Produc Interv	Produc Zona	Ko Zona (0.45)	Ko Interv (0.45)	
SC-3	UKB2	2535	2494	2490-2498	2490.00	2498.00	8	37.75	PRODUCIENDO. LAS ZONAS LKB Y LKB2 ESTAN ABIERTAS, PERO NO ENTRARÁN EN EL MODELAMIENTO	250.27	570.52	1501.27	301.99	3506.14	6.92	80.38	129.31	1501.27	16.99	24.27	
			2505	2502-2508	2502.00	2508.00	6	10.56					63.35		1.45		27.13		4.75		
			2518	2510-2526	2510.00	2526.00	16	45.83					733.32		16.81		314.00		20.62		
			UKB3	2546	2531-2560	2531.00	2560.00	29					75.46		2188.26		50.17		936.98		33.96
			MKB	2577	2574-2580	2574.00	2580.00	6					36.54		219.21		5.03		93.86		16.44
	LKB	2784	2784	2774-2794	2774.00	2794.00	20	16.97		16.97	274.85	626.56	145.33	339.40	339.40	7.78	10.32	145.33	145.33	7.64	7.64
	LKB2	2821	2821	2800-2842	2800.00	2842.00	42	12.29		12.29	278.50	634.88	221.03	516.21	516.21	11.83	15.70	221.03	221.03	5.53	5.53
		2666					127				263.20	600	1867.63	4361.76	4361.76	100.00	100.00	1867.63	1867.63		
GOR	1274.82	BSW	85.18	PROF.TOTAL	2960	°API	19.00	Pwf	895.60												
SC-3S	UKB2	2759	2720	2712-2728	2712.00	2728.00	16	113.69	PRODUCIENDO. LA ZONA LKB ESTA ABIERTA, PERO NO ENTRARÁ EN EL MODELAMIENTO	215.59	892.42	77.10	1819.08	9519.04	9.79	51.24	14.73	77.10	51.16	61.19	
			2744	2733-2755	2733.00	2755.00	22	125.07					2751.44		14.81		22.29		56.28		
			UKB3	2781	2768-2794	2768.00	2794.00	26					159.30		4141.91		22.30		33.55		71.69
			2803	2800-2806	2800.00	2806.00	6	134.43					806.60		4.34		6.53		60.50		
	MKB	2840	2827	2825-2829	2825.00	2829.00	4	411.78		205.54	221.92	918.62	31.63	1647.11	3905.20	8.87	21.02	13.34	31.63	185.30	92.49
			2848	2840-2855	2840.00	2855.00	15	150.54		2258.09	12.16	18.29	67.74								
	MKB1	2869	2869	2863-2875	2863.00	2875.00	12	57.60		57.60	224.19	928.00	5.60	691.25	691.25	3.72	3.72	5.60	5.60	25.92	25.92
	LKB	3145	3145	3128-3162	3128.00	3162.00	34	131.21		131.21	245.75	1017.28	36.13	4461.06	4461.06	24.01	24.01	36.13	36.13	59.04	59.04
	2937					135			229.50	950.00	150.46	18576.56	18576.56	100.00	100.00	150.46	150.46				
GOR	193.53	BSW	30.61	PROF.TOTAL	3500	°API	40.00														
SC-4S	UKB2	2728	2697	2687-2707	2687.00	2707.00	20	68.07	PRODUCIENDO	101.64	922.28	58.03	1361.42	7374.04	8.55	46.30	10.71	58.03	30.63	46.09	
	UKB3		2743	2717-2769	2717.00	2769.00	52	115.63					6012.62		37.75		47.32		52.03		
	MKB2	2884	2884	2834-2933	2834.00	2933.00	99	86.39		86.39	107.44	974.85	67.31	8552.37	8552.37	53.70	53.70	67.31	67.31	38.87	38.87
		2810					171				104.70	950.00	125.34	15926.41	15926.41	100.00	100.00	125.34	125.34		
GOR	256.50	BSW	25.49	PROF.TOTAL	3022	°API	19.00														
SC-5	UKB1	2794	2770	2720-2820	2720	2820	100	138.62	PRODUCIENDO	104.54	762.35	112.47	13861.86	15934.05	87.00	100.00	97.84	112.47	62.38	64.02	
	MKB1		2862	2856-2868	2856	2868	12	172.68					2072.19		13.00		14.63		77.71		
	LKB	3028	3017	3008-3026	3008	3026	18	ZONAS AISLADAS													
			3042	3036-3048	3036	3048	12														
	LKB2	3085	3085	3064-3105	3064	3105	41														
	LKB3	3139	3139	3134-3144	3134	3144	10														
	2932					193			109.70	800.00	112.47	15934.05	15934.05	100.00	100.00	112.47	112.47				
GOR	493.08	BSW	43.61	PROF.TOTAL	3200	°API	18.00														

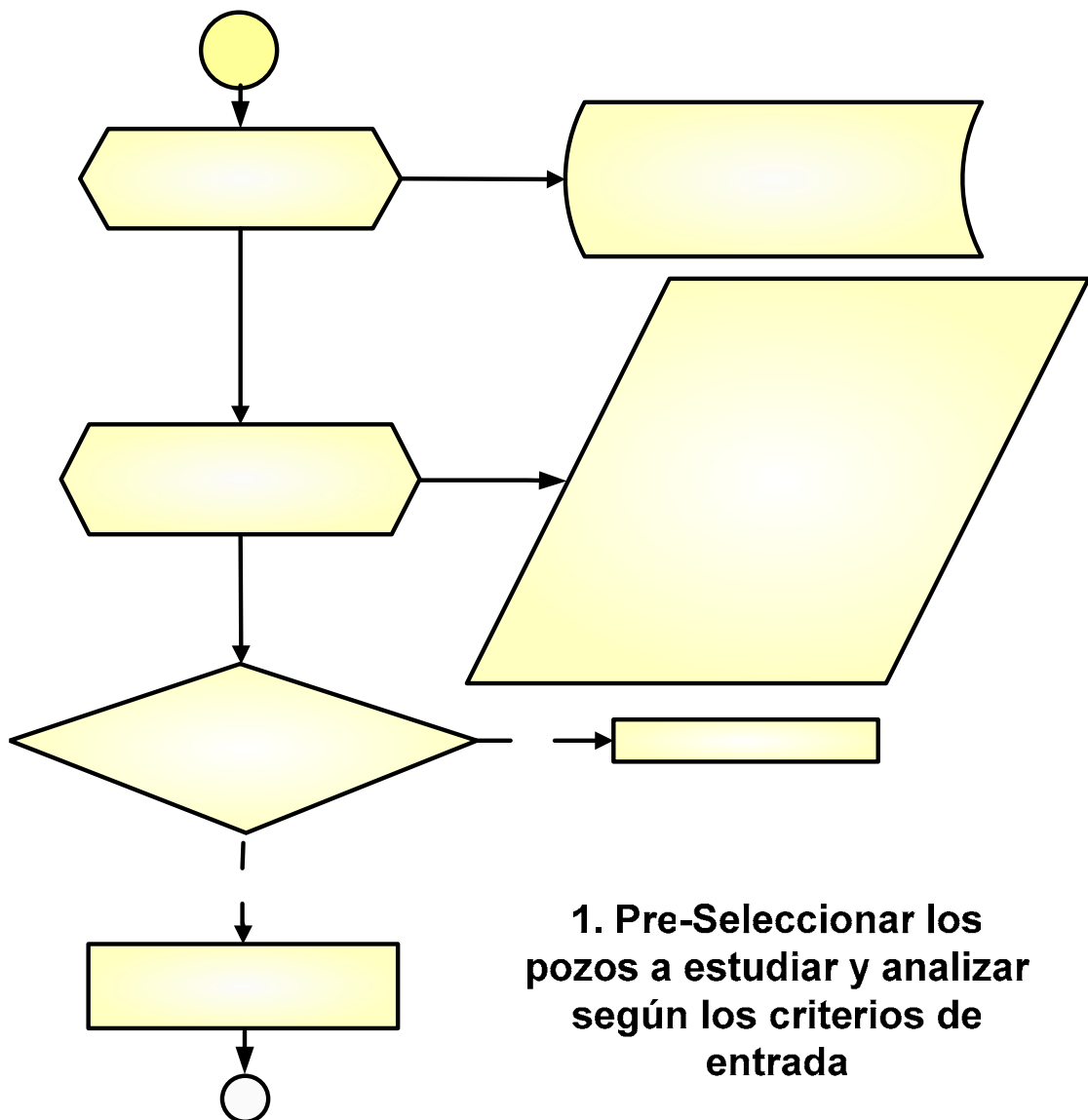
POZO	Zona Productora	Profundidad Punto Medio de Perforaciones por zona	Profundidad Punto Medio de Perforaciones por intervalo	Intervalos			Espesor	Kabs Md Intervalo	Kabs Md Zona	Observaciones	Pwf (psia)	Ps (psia)	Produc (BFPD)	kh Interv	kh Zona	% Produc Interv	% Produc Zona	Produc Interv	Produc Zona	Ko Interv (0.45)	Ko Zona (0.45)										
SC-5S	UKB2	4111	3981	3894-4068	3894	4068	174			PRODUCIENDO. NO HAY DATOS DE Kabs.																					
	UKB3-MKB		4207	4086-4327	4086	4327	241																								
	MKB1	4385	4385	4365-4405	4365	4405	40																								
		4150										347.00	950.00	606.85																	
	GOR	147.38	BSW	20.36	PROF.TOTAL	5130	%API	19.00																							
SC-6	UKB2	2686	2631	2620-2642	2620	2642	22	55.07	72	PRODUCIENDO	312.90	930.00	132.61	1211.49	7518.00	16.11	100.00	21.37	132.61	24.78	32.22										
			2663	2648-2678	2648	2678	30	46.10						1382.97				18.40		24.39		20.74									
	2686		2684-2687	2684	2687	3	15.49	46.46						0.62				0.82		6.97											
	2695		2690-2700	2690	2700	10	48.44	484.37						6.44				8.54		21.80											
	UKB3		2709	2707-2710	2707	2710	3	58.42						175.26				2.33		3.09		26.29									
			2733	2714-2751	2714	2751	37	113.99						4217.46				56.10		74.39		51.29									
			LKB	2996	2996	2962-3030	2962	3030						68						ZONAS AISLADAS											
			2686					173												312.90		930	132.61	7518.00	7518.00	100.00	100.00	132.61	132.61		
	GOR	535.53	BSW	85.32	PROF.TOTAL	3225	%API	18.00																							
SC-6S	UKB1	2855	2804	2799 - 2809	2799	2809	10	10.37	128.81	PRODUCIENDO	225.74	866.12	202.97	103.74	11206.21	0.53	57.44	1.88	202.97	4.67	57.96										
	UKB2		2842	2824 - 2860	2824	2860	36	141.22						5083.81				26.06		92.08		63.55									
	UKB3		2891	2870 - 2911	2870	2911	41	146.80						6018.66				30.85		109.01		66.06									
	MKB	2968	2942	2940 - 2944	2940	2944	4	36.62	51.94		146.49	1402.27	0.75	7.19	2.65	25.40	3.28	11.59	16.48	18.18											
			2992	2988 - 2996	2988	2996	8	76.96			615.66				3.16				11.15		34.63										
	LKB	3347	3282	3276 - 3288	3276	3288	12	55.02	33.69		660.19	2695.40	3.38	13.82	11.96	48.82	2.96	10.45	24.76	11.79											
			3343	3322 - 3363	3322	3363	41	14.07			577.07				7.47				26.41		24.30										
	LKB3	3452	3404	3390 - 3417	3390	3417	27	54.01	247.37		1458.14	4205.28	2.22	21.56	7.85	76.17	2.22	19.33	24.39	86.58											
			3444	3440 - 3448	3440	3448	8	54.19			433.52				7.85				24.39												
			3460	3455 - 3464	3455	3464	9	419.08			3771.76		19.33	68.32	188.59																
		3132					201				247.60	950	353.36	19509.16	19509.16	100.00	100.00	353.36	353.36												
		GOR	45.70	BSW	3.03	PROF.TOTAL	3580	%API	19.00																						

POZO	Zona Productora	Profundidad Punto Medio de Perforaciones por zona	Profundidad Punto Medio de Perforaciones por intervalo	Intervalos			Espesor	Kabs Md Intervalo	Kabs Md Zona	Observaciones	Pwf (psia)	Ps (psia)	Produc (BFPD)	kh Interv	kh Zona	% Produc Interv	% Produc Zona	Produc Interv	Produc Zona	Ko Interv (0.45)	Ko Zona (0.45)	
SC-7A	UKB1	2905	2841	2836-2846	2836	2846	10	34.07	121.5	PRODUCIENDO	633.61	754.30	161.68	340.70	13972.14	2.44	100.00	3.94	161.68	15.33	54.67	
	UKB2		2885	2850-2920	2850	2920	70	116.00						8120.00		58.12		93.96		52.20		
	MKB		2932	2925-2938	2925	2938	13	149.00						1937.00		13.86		22.41		67.05		
	MKB1		2975	2964-2986	2964	2986	22	162.47						3574.44		25.58		41.36		73.11		
	LKB	3175	3155	3151-3158	3151	3158	7	0.31	ZONAS AISLADAS													
			3184	3170-3198	3170	3198	28	20.87														
	LKB2	3262	3262	3240-3284	3240	3284	44	41.21														
	LKB3	3319	3319	3312-3326	3312	3326	14	20.00														
			3081					208			672.00	800	161.68	13972.14	13972.14	100.00	100.00	161.68	161.68			
	GOR	100.10	BSW	86.38	PROF.TOTAL	3368	%API	18.00														
SC-7S	UKB	3111	3052	3028 - 3076	3028	3076	48	36.67	89	PRODUCIENDO	67.80	930.00	268.38	1760.14	10800.66	15.51	100.00	41.64	268.38	16.50	48.69	
			3123	3086 - 3160	3086	3160	74	99.89						7392.23		65.15		174.86		44.95		
	MKB		3185	3176 - 3193	3176	3193	17	129.02			0.00	0.00	0.00	2193.34	0.00	19.33	0.00	51.88	0.00	58.06	0.00	
			3111					139			67.80	930	268.38	11345.70	10800.66	100.00	100.00	268.38	268.38			
	GOR	1985.78	BSW	86.31	PROF.TOTAL	3705	%API	19.00														
SC - 8SST	UKB	2731	2674	2632 - 2715	2632	2715	83	103.29	93.22	PRODUCIENDO	123	930	124.35	8573.10	7644.25	55.74	100.00	69.31	124.35	46.48	41.95	
	MKB		2766	2731 - 2800	2731	2800	69	87.88						6063.74		39.42		49.02		39.55		
	MKB1		2823	2816 - 2829	2816	2829	13	57.30						744.88		4.84		6.02		25.78		
			2731					165			123	930	124.35	15381.72	7644.25	100.00	100.00	124.35	124.35			
	GOR	989.30	BSW	57.62	PROF.TOTAL	2990	%API	19.00														
SC-9	VILLETA	2489	2489	2488 - 2490	2488	2490	2	-999.25	-999.25	ZONAS AISLADAS												
	UKB2	2557	2527	2524 - 2529	2524	2529	5	112.39	139	PRODUCIENDO	163.44	798.75	407.47	561.93	7791	7.21	100.00	29.39	407.47	50.57	62.60	
				2540	2533 - 2547	2533	2547	14						211.55		2961.65		38.02		154.90		95.20
			2559	2549 - 2568	2549	2568	19	131.31						2494.85		32.02		130.49		59.09		
	UKB3		2575	2570 - 2580	2570	2580	10	84.75						847.54		10.88		44.33		38.14		
			2586	2582 - 2590	2582	2590	8	115.58						924.67		11.87		48.36		52.01		
	MKB1	2633	2633	2632 - 2634	2632	2634	2	0.00														
	LKB	2792	2792	2787 - 2796	2787	2796	9	87.77														
	LKB2	2846	2821	2820 - 2822	2820	2822	2	0.11	ZONAS AISLADAS													
				2849	2845 - 2852	2845	2852	7														
	2864		2856 - 2871	2856	2871	15	96.53															
		2561					91			163.70	800	407.47	7790.65	7790.65	100.00	100.00	407.47	407.47				
	GOR	81.45	BSW	75.28	PROF.TOTAL	2980	%API	18														

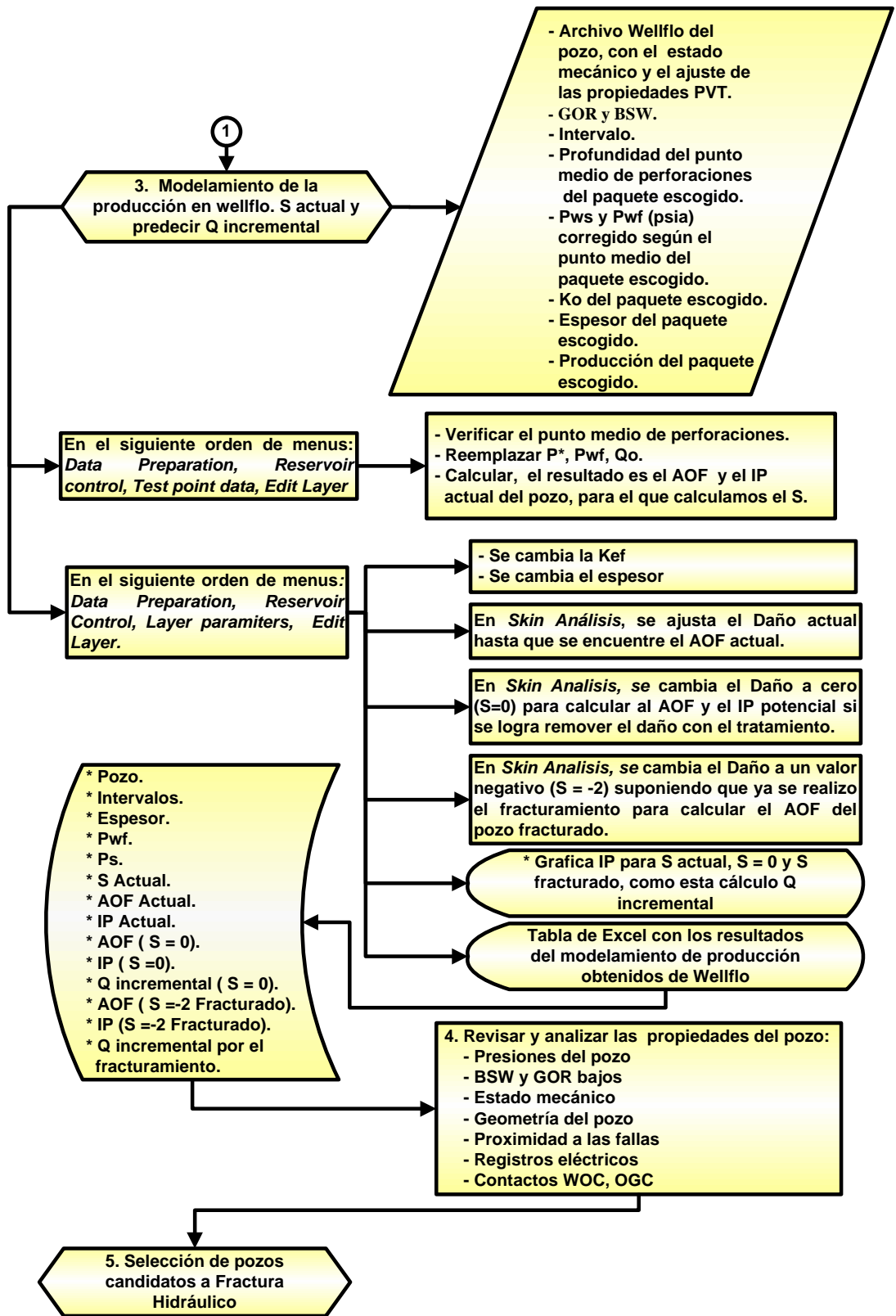
POZO	Zona Productora	Profundidad Punto Medio de Perforaciones por zona	Profundidad Punto Medio de Perforaciones por intervalo	Intervalos			Espesor	Kabs Md Intervalo	Kabs Md Zona	Observaciones	Pwf (psia)	Ps (psia)	Produc (BFPD)	kh Interv	kh Zona	% Produc Interv	% Produc Zona	Produc Interv	Produc Zona	Ko Interv (0.45)	Ko Zona (0.45)			
SC-9S	UKB2	3169	3105	3062 - 3148	3062	3148	86	148.7141	130	PRODUCIENDO. LA ZONA LKB ESTA ABIERTA, PERO NO ENTRARÁ EN EL MODELAMIENTO.	244.66	906.52	371	12789.41	20781	55.81	90.69	228.30	370.95	66.92	58.45			
	UKB3		3172	3158 - 3186	3158	3186	28	94.4878						2645.66				47.23		42.52				
	MKB		3199	3190 - 3208	3190	3208	18	141.5011						2547.02				11.11		63.68				
			3218	3216 - 3220	3216	3220	4	72.9185						291.67				1.27		5.21		32.81		
	MKB1		3246	3240 - 3252	3240	3252	12	52.2386						626.86				2.74		11.19		23.51		
			3270	3264 - 3276	3264	3276	12	156.6787						1880.14				8.20		33.56		70.51		
	LKB	3563	3555	3546 - 3564	3546	3564	18	107.2347	88.94	275.08	1019.23	38	1930.23	2134	8.42	9.31	34.46	38.10	48.26	40.02				
			3577	3574 - 3580	3574	3580	6	34.0426					204.26				0.89		3.65		15.32			
			3321					184						256.40	950	409.05	22915.25	22915.25	100.00	100.00	409.05	409.05		
		GOR	452.01	BSW	88.25	PROF.TOTAL	3696	%API	19.00															
SC-10	VILLETA	2299	2299	2298 - 2300	2298	2300	2	-999.25	-999.25	ZONAS AISLADAS														
	UKB2	2486	2468	2430 - 2506	2430.00	2506.00	76	95.88	100	PRODUCIENDO	105.11	664.07	132.61	7286.65	8634.94	84.39	100.00	111.90	132.61	43.14	45.18			
	MKB		2537	2532 - 2542	2532.00	2542.00	10	134.83						1348.29				15.61		20.71		60.67		
	MKB2	2581	2581	2580 - 2582	2580.00	2582.00	2	0.56																
	LKB	2690	2690	2686 - 2694	2686.00	2694.00	8	154.55																
	LKB2	2725	2715	2712 - 2718	2712.00	2718.00	6	25.80																
			2736	2734 - 2738	2734.00	2738.00	4	2.97																
		2621					106			110.80	700	132.61	8634.94	8634.94	100.00	100.00	132.61	132.61						
	GOR	285	BSW	81.10	PROF.TOTAL	2960	%API	19																
SC-11	UKB2	2579	2531	2512 - 2549	2512	2549	37	132.55	106.77	PRODUCIENDO	130.40	600	184	4904	8755.38	56.02	100.00	103.07	184.00	59.65	48.05			
	UKB3		2572	2562 - 2582	2562	2582	20	77.09						1541.80				17.61		32.40		34.69		
	MKB		2590	2586 - 2593	2586	2593	7	160.40						1122.81				12.82		23.60		72.18		
	MKB1		2628	2624 - 2631	2624	2631	7	70.83						495.80				5.66		10.42		31.87		
	LKB	2841	2841	2839 - 2843	2839	2843	4	38.22																
	LKB2	2883	2874	2870 - 2878	2870	2878	8	42.86																
			2889	2882 - 2896	2882	2896	14	135.46																
	LKB3	2931	2931	2926 - 2936	2926	2936	10	55.66																
		2579					118			130.40	600	184.00	8755.38	8755.38	100.00	100.00	184.00	184.00						
	GOR	131	BSW	71.40	PROF.TOTAL	3001	%API	19																

POZO	Zona Productora	Profundidad Punto Medio de Perforaciones por zona	Profundidad Punto Medio de Perforaciones por intervalo	Intervalos			Espesor	Kabs Md Intervalo	Kabs Md Zona	Observaciones	Pwf (psia)	Ps (psia)	Produc (BFPD)	kh Interv	kh Zona	% Produc Interv	% Produc Zona	Produc Interv	Produc Zona	Ko Intev (0.45)	Ko Zona (0.45)	
SC-14DST	UKB1	2694	2649	2646 - 2651	2646	2651	5	70	128	PRODUCIENDO. LAS ZONAS LKB1 Y LKB2 ESTAN ABIERTAS, PERO NO ENTRARÁN EN EL MODELAMIENTO.	280.00	587	261	349.04	8460.73	3.05	73.97	11	261.26	31	57.69	
	UKB2		2667	2661 - 2673	2661	2673	12	203						2431.21		21.26		75		91		
			2683	2677 - 2688	2677	2688	11	133						1466.20		12.82		45		60		
			2722	2703 - 2741	2703	2741	38	111						4214.29		36.85		130		50		
	LKB1	3114	3100	3094 - 3105	3094	3105	11	65	55		323.71	679	55	713.57	1768.26	6.24	15.46	22	54.60	29	25	
			3116	3107 - 3125	3107	3125	18	58						1036.06		9.06		32		26		
			3133	3131 - 3134	3131	3134	3	6						18.63		0.16		1		3		
	LKB2	3189	3160	3153 - 3166	3153	3166	13	3	34		331.45	695	37	34.07	1208.74	0.30	10.57	1	37.33	1	15	
			3185	3182 - 3187	3182	3187	5	39						193.87		1.69		6		17		
			3192	3189 - 3195	3189	3195	6	9						55.60		0.49		2		4		
			3218	3212 - 3224	3212	3224	12	77						925.20		8.09		29		35		
		2935					134			305.10	640	353.19	11437.73	11437.73	100.00	100.00	353.19	353.19				
GOR	879.10	BSW	63.58	PROF.TOTAL	3350	%API	18															
SC-15D	UKB2	3847	3707	3669 - 3745	3669	3745	76	131.60	160.44	PRODUCIENDO	155.30	800	115.81	10001.46	33370.70	29.97	100.00	34.71	115.81	59.22	72.20	
	UKB3		3796	3768 - 3823	3768	3823	55	145.84						8021.03		24.04		27.84		65.63		
			3850	3841 - 3859	3841	3859	18	141.62						2549.07		7.64		8.85		63.73		
			3892	3884 - 3899	3884	3899	15	166.72						2500.73		7.49		8.68		75.02		
			MKB	3952	3938 - 3965	3938	3965	27						251.91		6801.66		20.38		23.60		113.36
			MKB1	4016	4007 - 4024	4007	4024	17						205.69		3496.75		10.48		12.14		92.56
		3847					208		155.30	800	115.81	33370.70	33370.70	100.00	100.00	115.81	115.81					
GOR	702.84	BSW	10.23	PROF.TOTAL	4225	%API	18															
SC-16D	UKB1	3679	3549	3525 - 3573	3525	3573	48	165.48	115.62	PRODUCIENDO	175.90	800	263.99	7943	22892.11	34.70	100.00	91.60	263.99	74	52.03	
	UKB2		3598	3588 - 3608	3588	3608	20	61.09						1222		5.34		14.09		27		
	UKB3		3641	3627 - 3655	3627	3655	28	191.33						5357		23.40		61.78		86		
			3676	3670 - 3682	3670	3682	12	199.48						2394		10.46		27.60		90		
			3689	3686 - 3692	3686	3692	6	105.75						635		2.77		7.32		48		
			3701	3694 - 3707	3694	3707	13	175.88						2286		9.99		26.37		79		
			3724	3721 - 3727	3721	3727	6	15.70						94		0.41		1.09		7		
	MKB		3769	3757 - 3781	3757	3781	24	44.46						1067		4.66		12.30		20		
			3795	3785 - 3805	3785	3805	20	74.66						1493		6.52		17.22		34		
			3823	3812 - 3833	3812	3833	21	19.07						401		1.75		4.62		9		
			3679					198		175.90	800.00	263.99	22892.11	22892.11	100.00	100.00	263.99	263.99				
GOR	698	BSW	45.62	PROF.TOTAL	4100	%API	19															

ANEXO B. ALGORITMO PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO EN EL CAMPO SANTA CLARA



2.Preparar Tabla de datos en



ANEXO C. TABLA DE RESULTADO

Con el fin de tener organizados los resultados del modelamiento de producción de cada pozo en el software Wellflo se creó una tabla con estos.

Los pozos sombreados con color azul son los pozos que fueron seleccionados luego de haber aplicado la metodología de selección por tener las mejores características para los trabajos de fracturamiento hidráulico.

Los valores exactos de producción incremental no son consignados por compromisos de confidencialidad. Todas la producciones incrementales están por encima de 40 bbl; este valor de 40 bbl fue el valor que se determinó como criterio de selección. Todos los pozos que resultaron con daño a la formación arrojaron un de producción incremental mayor de 40 bbl, lo cual indica que cualquiera de estos pozos es buen candidato siendo mejores los que tengan mayores incrementos de producción. Valga recordar que este no es el único criterio de selección y que es necesario tener en cuenta otros factores que se encuentran en la metodología de selección de pozos en la sección 3.1.

Los pozos que resultaron no tener daño en la formación no fueron modelados ya que se consideró que estos pozos están produciendo a su máxima capacidad.

POZO	ARENA	INTERVALOS (ft)	ESPESOR NETO (ft)	PROFUNDIDAD PUNTO MEDIO DE LA ZONA (ft)	Kef (md)_0,45	GRADIENTE DE FLUIDO	Pwf DE LA ZONA	ACTUAL				S = 0		S = - 2	
								Ps ZONA	S	IP ACTUAL	Q ACTUAL	IP (S = 0)	Q INCRE	IP FRAC	Q INCRE
SC-1	UKB2	2428 - 2454	47	2455	78,5	0,24	208,8	600,0	-3,571	0,3932	153,83				
	UKB3	2457 - 2470													
		2474 - 2482													
SC-1S	UKB1	2493 - 2502	90	2558	50,0	0,26	356,2	700,0	2,3	0,1921	63,5	0,2535	> 40	0,351	>> 40
	UKB2	2512 - 2542													
		2545 - 2560													
	UKB3	2564 - 2577													
		2582 - 2597													
SC-2	UKB1	2322 - 2326	56	2362	62,9	0,28	165,0	650,0	-5,538	3,0985	1044,71				
	UKB2	2330 - 2342													
		2347 - 2354													
	UKB3	2358 - 2368													
		2372 - 2386													
		2388 - 2393													
MKB	2398 - 2402														
SC-3	UKB2	2490 - 2498	65	2535	18,6	0,23	250,3	570,5	-6,987	5,8006	1381,66				
		2502 - 2508													
		2510 - 2526													
	UKB3	2531 - 2560													
	MKB	2574 - 2580													
SC-3S	UKB2	2712 - 2728	70	2759	59,9	0,32	228,2	892,4	3,46	0,1487	76,3	0,2201	> 40	0,304	>> 40
		2733 - 2755													
	UKB3	2768 - 2794													
		2800 - 2806													
SC-4ST	UKB2	2687 - 2707	72	2728		0,36	63,3	922,3	12	0,116	58,0	0,3093	> 40	0,4284	>> 40
	UKB3	2717 - 2769													
SC-5	UKB1	2720 - 2820	100	2794	70,0	0,29	104,5	762,4	-0,38	0,2808	112,47				
	MKB1	2856 - 2868													

POZO	ARENA	INTERVALOS (ft)	ESPESOR NETO (ft)	PROFUNDIDAD PUNTO MEDIO DE LA ZONA (ft)	Kef (md)_0,45	GRADIENTE DE FLUIDO	Pwf DE LA ZONA	ACTUAL				S = 0		S = - 2	
								Ps ZONA	S	IP ACTUAL	Q ACTUAL	IP (S = 0)	Q INCRE	IP FRAC	Q INCRE
SC-6	UKB2	2620-2642	105	2686	25,3	0,35	312,9	930,0	7,5	0,3069	132,61	0,6249	> 40	0,8654	>> 40
		2648-2678													
		2684-2687													
	UKB3	2690-2700													
		2707-2710													
		2714-2751													
SC-6S	UKB1	2799 - 2809	87	2855	45,1	0,30	225,7	866,1	-4,783	0,2865	180,33				
	UKB2	2824 - 2860													
	UKB3	2870 - 2911													
SC-7A	UKB1	2836-2846	93	2923	44,9	0,27	637,4	758,8	-5,552	0,9917	111,64				
	UKB2	2850-2920													
	MKB	2925-2938													
SC-7S	UKB	3028 - 3076	139	3111	48,7	0,30	67,8	930,0	7	0,5355	268,38	1,0562	> 40	1,4627	>> 40
		3086 - 3160													
	MKB	3176 - 3193													
SC-8SST	UKB	2632 - 2715	165	2731	41,95	0,34	123,0	930,0	3,675	0,2527	124,35	0,3818	> 40	0,5287	>> 40
	MKB	2731 - 2800													
	MKB1	2816 - 2829													
SC-9	UKB2	2524 - 2529	56	2557	62,6	0,31	163,44	798,75	0,636	1,0013	407,47	1,0898	> 40	1,5092	>> 40
		2533 - 2547													
	UKB3	2549 - 2568													
		2570 - 2580													
		2582 - 2590													
SC-9S	UKB2	3062 - 3148	160	3169	58,45	0,29	244,66	906,52	4,004	0,84	370,95	1,3020	> 40	1,8030	>> 40
	UKB3	3158 - 3186													
	MKB	3190 - 3208													
		3216 - 3220													
	MKB1	3240 - 3252													
3264 - 3276															
SC-10	UKB2	2430 - 2506	86	2486	45,18	0,29	105,1	664,1	1,601	0,3842	132,61	0,4697	> 40	0,6505	>> 40
SC-11	UKB2	2512 - 2549	82	2579	48,1	0,23	130,4	600	-3,442	0,6088	184				
	UKB3	2562 - 2582													
		2586 - 2593													

POZO	ARENA	INTERVALOS (ft)	ESPESOR NETO (ft)	PROFUNDIDAD PUNTO MEDIO DE LA ZONA (ft)	Kef (md)_0,45	GRADIENTE DE FLUIDO	Pwf DE LA ZONA	ACTUAL				S = 0		S = - 2	
								Ps ZONA	S	IP ACTUAL	Q ACTUAL	IP (S = 0)	Q INCRE	IP FRAC	Q INCRE
SC-14DST	UKB1	2646 - 2651	66	2693,50	57,69	0,22	279,99	587,34	-4,258	1,1164	261,26				
	UKB2	2661 - 2673													
		2677 - 2688													
		2703 - 2741													
SC-15D	UKB2	3669 - 3745	208	3846,50	72,20	0,21	155,30	800	4,74	0,28	115,81	0,4690	> 40	0,65	>> 40
	UKB3	3768 - 3823													
		3841 - 3859													
		3884 - 3899													
SC-16D	UKB1	3525 - 3573	198	3679	52,03	0,22	176,90	800	-1,183	0,4876	263,99				
	UKB2	3588 - 3608													
	UKB3	3627 - 3655													
		3670 - 3682													
		3686 - 3692													
		3694 - 3707													
	3721 - 3727														

ANEXO D. CALL OUT SHEET PRODUCTION AND COST ANALYSIS

A la hora de hacer los diseños de los cinco pozos seleccionados se creó una tabla en la cual se creó una tabla en la cual se consignaron los datos de entrada al software FracProPT de cada pozo con el fin de tener estos datos a la mano.

Information		Nombre				
		Pozo 1	Pozo 2	Pozo 3	Pozo 4	Pozo 5
		SC-1S	SC-3S	SC-4S	SC-8ST	SC-9S
1	Reservoir Properties					
	Drainage Area (acres)	30	30	30	30	30
	Formation Compressibility (psi-1)	6.9e-5	6.9e-5	6.9e-5	6.9e-5	6.9e-5
	Formation Thickness (ft)					
	Gross pay thickness (ft)	132	167	85 ; 107	138	150
	Initial Pressure (psi)	1215	1036	978	950	950
	Reservoir Permeability (md) efectiva	50	60	41	42	59
	Total Porosity (fraction)	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
	Water Saturation (fraction)	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35
	Youngs Modulus (MMpsi)	3,50E+06	3,50E+06	3,50E+06	3,50E+06	3,50E+06
	X offset	575	575	575	575	575
	Y offset	575	575	575	575	575
	Aspec Ratio					
	Reservoir Pressure (Psi)	700	892,4	922,3	930	930
Agotamiento de Presion (Psi)	515	143,6	55,7	20	20	
2	Well Properties					
	Depth (ft)	2558	2759	2728	2731	3169
	Wellbore Radius (ft)	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
	Tube Inner Diameter (in)	2,441				
	Tube Length (ft)					
	Absolute Pipe Roughness					
	Skin	2,3	3,46	0,69	3,68	4
	Surface Temp. (F)	90	90	90	90	90
	Bottomhole Temp. (F)	116	116	116	116	116
	Oilwell GOR (SCF/bbl)	392,18	193,53	256,5	980	400
	Water Production (stb/day)	24	46	32	71	187
Oil per day (bpd)	40	104	93	53	222	

3	Model Parameters					
	Total prod. Period (days)	180	180	180	180	180
	Monthly Well Cost (\$)	4800	12480	11160	6360	26640
	Total Well Cost (\$)	300000	300000	300000	300000	300000
	Gas Price (\$/MSCF)					
	Oil Price (\$/stb)	40	40	40	40	40
	Annual Discount Rate (%)	15	15	15	15	15
	Maximum Oil Rate (STB/day)	300	400	400	400	500
	Minimum Oil Rate (STB/day)	10	10	10	10	10
4	Fluid Properties					
	Water Compressibility (psi-1)	3,79E-06	3,79E-06	3,79E-06	3,79E-06	3,79E-06
	Oil Formation Volume Factor	10.708	10.708	10.708	10.708	10.708
	Oil Viscosity (cP)	22	22	22	22	22
	Oil Gravity (API)	18.4	18.4	18.4	18.4	18.4
	Oil Compressibility (psi-1)	3,83E-06	3,83E-06	3,83E-06	3,83E-06	3,83E-06
	Gas Specific Gravity	0.7914	0.7914	0.7914	0.7914	0.7914
	Oil Bubble Point	1100	1100	1100	1100	1100
	Water Salinity (ppm)	1850	1850	1850	1850	1850
5	Fracture Properties					
	fracture Gradiente (psi/ft)				0,8	0,8
6	Pressure Control Selection Select 1 and input the value					
	Constant Flowing surf. Pressure					
	Constant bottomhole pressure	100	100	100	100	100
	Variable flowing surf. pressure					
	Variable bottomhole pressure					

SC-1S	Stress (psi)	Young M. (psi)	Poisson's R
Sandstone	0,63	3,50E+06	0,22
Shalysandstone	0,70	2,47E+06	0,275
Shale	0,73	1,44E+06	0,33
SC-3S	Stress (psi)	Young M. (psi)	Poisson's R
Sandstone	0,65	3,50E+06	0,22
Shalysandstone	0,718	2,47E+06	0,275
Shale	0,751	1,44E+06	0,33
SC-4S	Stress (psi)	Young M. (psi)	Poisson's R
Sandstone	0,67	3,50E+06	0,22
Shalysandstone	0,74	2,47E+06	0,275
Shale	0,77	1,44E+06	0,33
SC-8S	Stress (psi)	Young M. (psi)	Poisson's R
Sandstone	0,67	3,50E+06	0,22
Shalysandstone	0,74	2,47E+06	0,275
Shale	0,77	1,44E+06	0,33
SC-9S	Stress (psi)	Young M. (psi)	Poisson's R
Sandstone	0,67	3,50E+06	0,22
Shalysandstone	0,74	2,47E+06	0,275
Shale	0,77	1,44E+06	0,33