

**CONSTRUCCIÓN DE UNA APLICACIÓN COMPUTACIONAL PARA EL
PRE DISEÑO DE UN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO**

**PAOLA ANDREA DE SALES BASTOS
EDWIN STIVENS MORENO DELGADO**



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

2008

**CONSTRUCCIÓN DE UNA APLICACIÓN COMPUTACIONAL PARA EL
PRE DISEÑO DE UN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO**

**PAOLA ANDREA DE SALES BASTOS
EDWIN STIVENS MORENO DELGADO**

**Trabajo de grado como requisito parcial para optar al título de
Ingeniero de Petróleos.**

Director:

ING. ELKIN RODOLFO SANTAFE RANGEL

Codirector:

ING. CARLOS MEDINA ZARATE



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

2008

DEDICATORIA

*A Dios quien en todo momento fué
y será mi iluminación y mi maestro.*

*A mi madre, por su apoyo incondicional, por ser mi modelo a seguir,
por ser tan fuerte e impulsarme a salir adelante. Te amo Mamita.*

*A Elkin, sin ti, este triunfo no sería posible,
y porque a pesar de todo quiero ser un motivo de orgullo para ti.*

A mi familia porque siempre creyeron en mí.

*A mis amigos, a los nuevos y a los de siempre,
Porque de una u otra forma han ayudado con este logro.*

Paola Andrea De Sales Bastos

DEDICATORIA

*A Dios, por ser mi guía en todo
momento.*

A mi Mamá Gladys Delgado Jaime,

*A mi Papá Pedro Antonio Moreno
Cubides,*

*A mis hermanos Kenny L. y Freddy
Andrés,*

A mi sobrino Kenny Santiago Moreno P.

*A mi familia y amigos por su paciencia y
colaboración en la realización de este
proyecto.*

*A los profesores que fueron de una u otra
forma parte de mi formación moral y
profesional y a todas las personas que
hicieron posible la realización de este
trabajo.*

Edwin Stivens Moreno Delgado

AGRADECIMIENTOS

Los autores por medio de estos cortos renglones desean expresar sus más sinceros agradecimientos a:

Elkin Rodolfo Santafé Rangel, Ingeniero de Petróleos, docente de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la UIS y director del proyecto, por sus invaluable aportes, sugerencias y por su apoyo incondicional.

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 recomendaciones.

Grupo de Investigación de Campos Maduros, quienes apoyaron el desarrollo de este proyecto.

Al ingeniero Fernando Enrique Calvete, y al grupo **G.I.T.A.H.** por que fueron los que dieron vida a este proyecto en sus inicios, y por creer en nosotros.

A los ingenieros Iván Fedullo, Renzo Mayorga, Rubén Castro, Esperanza Cotes, Sergio Orozco, Mauricio Gutiérrez, por su valiosa colaboración.

A Cami, Liza, Oscar, Stephanie, Martha, Chele, Nelson, Chris, Javi, Yami, Diego, Ferney, Patty, Andrea, José, Silvestre, Willy, July, Mile, Javier B., Renzo, Oliver, Mao, Lore, Gus, Julián, Nata, Tina, Sarita, Leo, Marlhin, Karla, Marce, Sr. Juan, Sra. Bertha, Adri, Los Rafas, Chara, y a todos aquellos que

consideren que deben estar en estas líneas, por que por cada uno de ustedes estamos acá.

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

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. GENERALIDADES DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	3
1.1. FLUIDO FRACTURANTE, ADITIVOS Y MATERIAL DE SOPORTE	4
1.1.1 Fluido Fracturante.	5
1.1.2 Aditivos.	9
1.1.3 Material De Soporte.	11
1.2. EQUIPOS PARA LA OPERACIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	14
1.2.1 Tanques de Almacenamiento (Frac Tank).	15
1.2.2 Unidades de Hidratación (Aditivos).	16
1.2.3 Blender.	17
1.2.4 Bombas.	21
1.2.5 Líneas de Alta Presión.	22
1.2.6 Cabezal de Pozo.	22
1.2.7 Instrumentos de Medición.	24
1.2.8 Frac Van.	24
1.3. DESARROLLO GENERAL DE UNA OPERACIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	26
1.4. SOFTWARE	31
1.4.1 FracProPT (Pinnacle).	31

1.4.2 HF2D frac design spreadsheets.	35
1.4.3 Gohfer.	37
2. EXPRESIONES PARA EL MODELAMIENTO	39
2.1. HIDRÁULICA DEL FRACTURAMIENTO	39
2.1.1 Minifrac.	40
2.1.2 Presión de Tratamiento.	42
2.1.3 Presión de extensión de la fractura.	42
2.1.4 Perdidas de presión a través de las perforaciones.	43
2.1.5 Perdidas de presión por tortuosidades.	44
2.1.6 Presión Hidrostática	45
2.1.7 Perdidas de presión por fricción en la tubería.	46
2.1.8 Potencia hidráulica.	49
2.1.9 Step Rate Test (SRT).	50
2.1.10 Step Down Test (SDT).	52
2.2. Número de Propante	54
2.3. Modelos De Fractura	55
2.4. Otros	60
3. VALIDACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	63
3.1. INDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP) Y RELACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL FLUJO DE ENTRADA (IPR)	63
3.1.1 Índice de productividad (IP).	63
3.1.2 Predicción de la relación del comportamiento del flujo de entrada (IPR).	67
3.1.3 Método de Vogel.	68

3.1.4 Método de Fetkovich.	75
3.1.5 Factores que afectan el índice de productividad (IP) y la relación de comportamiento (IPR).	78
3.2. VALOR PRESENTE NETO (VPN)	80
3.3. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	82
4. INGENIERIA DE CONTROL DE LA OPERACIÓN	84
4.1. GENERALIDADES	84
4.2. MODULO QAQC	84
4.2.1 Listas de chequeo.	85
4.2.2 Tablas de QA/QC.	88
4.2.3 Anexos de QA/QC.	93
5. CONSTRUCCIÓN DE LA APLICACIÓN COMPUTACIONAL	97
5.1. TIPO DE PLATAFORMA COMPUTACIONAL	97
5.2. METODOLOGÍA DE DESARROLLO DE LA APLICACIÓN	99
5.3. DIAGRAMA DE ORGANIZACIÓN GENERAL DE LA APLICACIÓN	101
5.4. ESPECIFICACIÓN DE CADA MODULO	104
5.4.1 Especificación de cada modulo del pre diseño.	104
5.4.2 Especificaciones de cada modulo del diseño.	
5.4.3 Modulo QA/QC	124
5.5. DIAGRAMAS DE FLUJO	131
5.6. PRUEBAS Y VALIDACION DE LA APLICACIÓN COMPUTACIONAL	139
5.6.1 Prueba para un pozo situado en la cuenca del valle medio del magdalena.	139

5.6.2 Prueba para un pozo situado en la cuenca de valle superior del magdalena.	153
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	169
BIBLIOGRAFIA	171
ANEXO	174

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Formación de una fractura por fracturamiento hidráulico.	4
Figura 2. Distribución del fluido de fracturamiento con el material de Propante. Antes, durante y después del bombeo.	5
Figura 3. Algunos fluidos gelificantes.	7
Figura 4. Gel activado.	9
Figura 5. Material de soporte.	11
Figura 6. Diferentes tipos de Propante con su respectiva redondez, esfericidad y calidad.	13
Figura 7. Frac Tank.	15
Figura 8. Unidad de hidratación.	16
Figura 9. Blender.	17
Figura 10. Tanque de mezcla.	19
Figura 11. Fracturadores o bombeadores.	21
Figura 12. Wellhead.	23
Figura 13. Frac Van.	25
Figura 14. Gráfica que se puede observar de la frac van.	25
Figura 15. Esquema operativo de fracturamiento.	26
Figura 16. Frac Tanks y blender.	27
Figura 17. Blender y Propante.	28
Figura 18. Manifold y bombas.	29

Figura 19. Líneas de alta presión y frac van.	29
Figura 20. Cabezal de pozo	31
Figura 21. Diagrama de flujo de HF2D Frac Design.	36
Figura 22. Prueba step down test en donde se indican las pérdidas de presión por tortuosidades.	45
Figura 23. Ejemplo típico de un step rate test	51
Figura 24. Ejemplo típico de un step down test	53
Figura 25. Geometría de la fractura según Perkins Kern	58
Figura 26. Radio de wellbore equivalente.	62
Figura 27. Representación gráfica del IP	65
Figura 28. Relación del comportamiento del flujo de entrada (IPR)	67
Figura 29. Gráfica de Vogel para $F_e=1$	69
Figura 30. Gráfica de Vogel para varias eficiencias de flujo.	73
Figura 31. Representación del valor presente neto	81
Figura 32. Comparación consumo teórico Vs real.	94
Figura 33. Diagrama de organización general de la aplicación	102
Figura 34. Gráfica de las pérdidas de presión por fricción de perforaciones de la aplicación computacional.	105
Figura 35. Gráfica numero de perforados de la aplicación computacional.	106
Figura 36. Gráfica pérdidas de presión de tubería de la aplicación computacional.	106
Figura 37. Gráfica calculo de potencia requerida teniendo el gradiente de fractura.	107
Figura 38. Gráfica calculo de potencia requerida sin tener gradiente de fractura.	108

Figura 39. Gráfica del SDT de la aplicación computacional (parte superior)	110
Figura 40. Gráfica SDT de la aplicación computacional (parte inferior)	110
Figura 41. Step down test	111
Figura 42. Step dpwn test (al final).	113
Figura 43. Gráfica SRT de la aplicación computacional (parte superior)	114
Figura 44. Gráfica SRT de la aplicación computacional (parte inferior)	114
Figura 45. SRT (al inicio)	115
Figura 46. Gráfica numero de Propante de la aplicación computacional.	117
Figura 47. Gráfica del número de Propante e índice de productividad adimensional	119
Figura 48. Gráfica del cálculo de volumen de desplazamiento en la aplicación computacional.	121
Figura 49. Gráfica del cálculo de volumen de desplazamiento en la aplicación computacional.	122
Figura 50. Gráfica análisis económico de la aplicación computacional.	124
Figura 51. Modulo QA/QC	125
Figura 52. Diagrama de flujo perdidas de presión por fricción de perforados.	131
Figura 53. Diagrama de flujo de perforados.	131
Figura 54. Diagrama de flujo perdidas de presión por fricción de tubería.	132
Figura 55. Diagrama de flujo potencia requerida con gradiente de fractura.	132

Figura 56. Diagrama de flujo potencia requerida sin gradiente de fractura.	133
Figura 57. Diagrama de flujo SDT	134
Figura 58. Diagrama de flujo SRT.	135
Figura 59. Diagrama de flujo numero de Propante.	136
Figura 60. Diagrama de flujo volumen de desplazamiento.	137
Figura 61. Diagrama de flujo análisis económico.	138
Figura 62. Prueba de la aplicación computacional: perdidas de presión por fricción de perforados.	139
Figura 63. Prueba de la aplicación computacional para encontrar numero de perforaciones	140
Figura 64. Prueba de la aplicación computacional perdidas de presión por fricción tubería.	141
Figura 65. Prueba de la aplicación computacional potencia requerida sin gradiente de fractura.	142
Figura 66. Resultados de la prueba SRT (parte superior)	144
Figura 67. Resultados de la prueba SRT (parte inferior).	145
Figura 68. Resultados de la prueba SDT (parte superior)	146
Figura 69. Resultados de la prueba SDT (parte inferior)	147
Figura 70. Resultados de la prueba SDT (Gráficas con 5 perforados)	148
Figura 71. Resultados del cálculo de desplazamiento (parte superior)	148
Figura 72. Resultados del cálculo de desplazamiento (parte inferior)	149
Figura 73. Resultados del análisis económico	150
Figura 74. Resultados para el numero de Propante	151

Figura 75. Prueba 2, aplicación computacional perdidas de presión por fricción de perforados.	153
Figura 76. Prueba 2. Aplicación computacional numero de perforaciones.	154
Figura 77. Prueba de la aplicación computacional perdidas de presión por fricción de tubería.	155
Figura 78. Prueba de la aplicación computacional potencia requerida teniendo gradiente de fractura.	156
Figura 79. Resultados de la prueba 2 SRT (parte superior)	158
Figura 80. Resultados de la prueba SRT (parte inferior)	158
Figura 81. Resultados de la prueba SDT (parte superior)	160
Figura 82. Resultados de la prueba SDT (parte inferior)	161
Figura 83. Resultados de la prueba SDT con 5 perforaciones.	162
Figura 84. Resultados del cálculo de desplazamiento (parte superior)	163
Figura 85. Resultados del cálculo de desplazamiento (parte inferior)	163
Figura 86. Gráfica del cálculo de desplazamiento.	164
Figura 87. Resultado del análisis económico.	165
Figura 88. Resultado para el número de propante.	166

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Características de los fluidos de fracturamiento.	6
Tabla 2. Aditivos con la respectiva propiedad que confieren.	10
Tabla 3. Material de soporte y su respectiva presión de confinamiento.	12
Tabla 4. Datos de entrada y salida del simulador FracProPT.	34
Tabla 5. Datos de entrada y salida de HF2D frac Design.	35
Tabla 6. Datos de entrada y salida del simulador Gohfer.	38
Tabla 7. Rango optimo para el agua.	86
Tabla 8. Variables operativas.	89
Tabla 9. Composición de 1000 galones de fluido de fractura.	93
Tabla 10. Lista de cheque numero 1.	126
Tabla 11. Resumen de la operación.	127
Tabla 12. Análisis de fluido base.	128
Tabla 13. Control de tratamiento.	129
Tabla 14. Aditivos.	130
Tabla 15. Resultados de la prueba.	143
Tabla 16. Comparación de los resultados del pozo con la aplicación computacional.	145
Tabla 17. Resultados del número de propante en el lugar optimo	152
Tabla 18. Resultados de los tratamientos detallados.	152

Tabla 19. Resultados de la potencia requerida.	157
Tabla 20. Comparación de los resultados del pozo con la aplicación computacional.	159
Tabla 21. Resultados del número de propante en el lugar optimo	167
Tabla 22. Resultados para el tratamiento detallado.	167

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Manual de usuario de la aplicación computacional.	174

RESUMEN

TITULO:

CONSTRUCCIÓN DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA EL PREDISEÑO DE UN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.*

AUTORES:

PAOLA ANDREA DE SALES BASTOS
EDWIN STIVENS MORENO DELGADO**

PALABRAS CLAVE:

Fracturamiento Hidráulico, Potencia, Desplazamiento, Fluidos, Material de soporte, Aditivos, Presión, QA/QC, Índice de Productividad, Numero de Propante, Análisis Económico, Herramienta Computacional.

DESCRIPCION:

En este trabajo se presenta el desarrollo de una aplicación computacional para el prediseño de fracturamiento hidráulico. Stimfrac es una herramienta computacional que permite prediseñar y diseñar en 2D las distintas variables involucradas en una fractura hidráulica. Mediante la utilización de Stimfrac se puede seleccionar los parámetros de tratamiento (proceso de bombeo, tipo de fluido fracturante, tipo y concentración de material de soporte, etc) en forma aleatoria hasta encontrar una combinación que proporcione una fractura con las características deseadas. Stimfrac está basado en un modelo bidimensional de propagación de la geometría de la fractura (PKN).

El modelo asume que la fractura tiene una sección transversal elíptica similar a los modelos 3D pero con una altura constante. Las ecuaciones del modelo se resuelven de forma acoplada, discretizando la fractura en volúmenes de control de igual altura pero de longitud variable y calculando iterativamente la presión y tasa de flujo que cumplen con los principios de conservación (conservación de masa y cantidad de movimiento), establecidos a ciertas condiciones iniciales y de frontera. Adicionalmente, se dispone de un modelo hidráulico que permite estimar la potencia y presiones requeridas en superficie para desarrollar la operación de fractura.

Además se adicionó el modulo QAQC a la aplicación computacional. Este modulo es un procedimiento general que permite evaluar si la operación quedo bien hecha. Consiste en aplicar ingeniería de control, la cual contiene una serie de puntos de evaluación donde se busca saber si la operación fue optima o no, para de esta manera implementar correctivos y establecer un tipo de enseñanza, con el ánimo de no cometer el mismo error para procedimientos futuros.

* Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingenierías de Petróleos, Director Ing. ELKIN Rodolfo Santafe Rangel, Co-director CARLOS Ernesto Medina.

SUMMARY

TITLE:

CONSTRUCTION OF A COMPUTATIONAL TOOLS FOR THE PREDESIGNED A FRACTURING HYDRÁULIC.

AUTHORS:

PAOLA ANDREA DE SALES BASTOS
EDWIN STIVENS MORENO DELGADO **

KEY WORDS:

Hydraulic Fracturing, power, Displacement, Fluid, material support, additives, pressure, QA / QC, productivity index, total Propan, Economic Analysis, Computational Tool.

DESCRIPTION:

This paper presents a computational application for development hydraulic fracturing Predesign. Stimfrac is a tool that allows predesigned and design 2D the different variables involved in a hydraulic fracture. Through the use of Stimfrac you can be selected for treatment (pumping process, type of fluid fracturante, type and concentration of material support, etc.) at random until you find a combination that provides a rift with the desired characteristics. Stimfrac is based on a two-dimensional model of spreading the geometry of the fracture (PKN).

The model assumes that the fracture has an elliptical cross section similar to the 3D models but with a constant height. The equations of the model are resolved so fitted, discretizar fracture in volume control equal height but variable length and calculating iterated pressure and flow rate that comply with the principles of conservation (conservation of mass and momentum) established certain initial conditions and boundary. Additionally, there is a hydraulic model to estimate the power and pressure required to develop the operation surface fracture.

In addition QAQC module is added to the computer application. This module is a general procedure to assess whether the transaction is okay. It consists of applying engineering controls, which contains a number of points of evaluation is to find whether the operation was optimal or not, to thus implement appropriate corrective measures and establish a type of education, in the hope that it does not make the same mistake for future procedures.

* Work degree.

** Faculty of Engineering Physical Chemistry, School of Petroleum Engineering, Director Eng. ELKIN Santafe Rodolfo Rangel, Co-Director Carlos Ernesto Medina.

INTRODUCCIÓN

En la explotación de un campo petrolero, se presenta una disminución significativa de la producción de crudo, causada por la variación de propiedades del yacimiento como: presión, temperatura y propiedades de la roca y fluidos. Es por esta razón que se vienen realizando diversos estudios con el fin de encontrar el mejor método de recuperación que se adapte a las características de los pozos productores.

El principal reto para los Ingenieros de petróleos en la industria, es el de mantener y aumentar al máximo posible la producción y vida de un yacimiento. Uno de los métodos implementados y que mejor ha funcionado, es el fracturamiento hidráulico.

El fracturamiento hidráulico es la técnica de estimulación de pozos más importante. Debido a ello, se han realizado los mejores estudios en busca de un desarrollo más avanzado. Es tal su importancia, que por medio de esta técnica se ha logrado mantener algunos pozos como productores comerciales.

El éxito o fracaso en un proyecto de estimulación por medio de fracturamiento hidráulico, depende de las características de los pozos seleccionados como candidatos y de las formaciones que se desean estimular. Para escoger el mejor candidato, se debe realizar un estudio preliminar con el fin de predecir las condiciones de operación y desarrollo de un trabajo de estimulación.

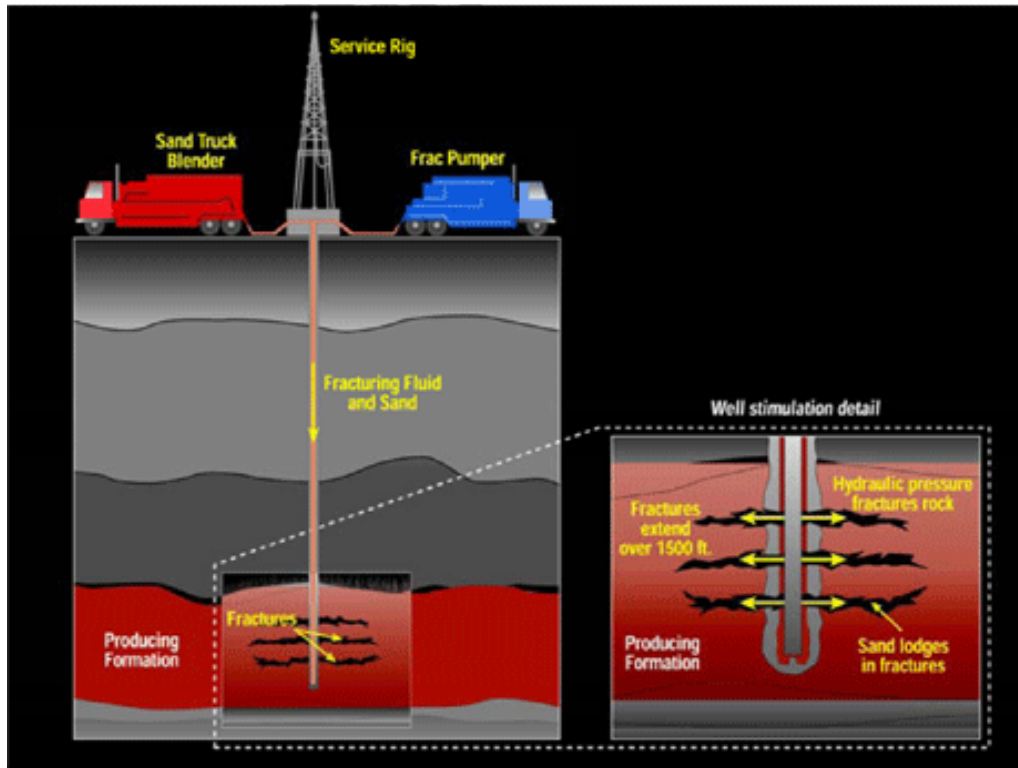
En este trabajo se propone una Aplicación computacional que pueda predecir de manera confiable y precisa los valores necesarios para implementar un adecuado fracturamiento hidráulico.

1. GENERALIDADES DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El fracturamiento hidráulico se puede definir de distintas maneras, una de ellas consiste, en aplicar una presión hidráulica a una roca reservorio hasta que se produce la falla o la fractura de la misma. Después de la ruptura 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, si no, que produce un área considerable de drenaje de fluidos de yacimiento. En otras palabras un fracturamiento hidráulico consiste en la inyección de un fluido a un pozo, a presiones tales que generen esfuerzos de tensión en la formación, de tal magnitud que se propicia la creación de una fractura. Esta fractura se propaga en la formación a medida que se continúa inyectando fluido. Una vez creada la fractura esta debe permanecer de alguna forma abierta, inyectando un agente de sostén o grabando las paredes de la fractura con un ácido, en cualquier caso debe establecerse un canal altamente conductivo para el flujo de fluidos.

El proceso de fracturamiento hidráulico de una formación permite incrementar la productividad de los pozos, sobre todo en formaciones cuya permeabilidad es baja. Adicionalmente, se incrementa la recuperación final de hidrocarburos. Otros pozos pueden fracturarse para ayudar a mejorar los procesos de recuperación secundaria o aumentar la capacidad de admisión de pozos inyectores de agua u otros fluidos de desecho o hidrocarburos. En ocasiones donde la formación se encuentra con un skin positivo un fracturamiento de pequeña magnitud puede propiciar un efecto sorprendente de mejoramiento en la productividad.

Figura 1. Formación de una fractura por fracturamiento hidráulico.

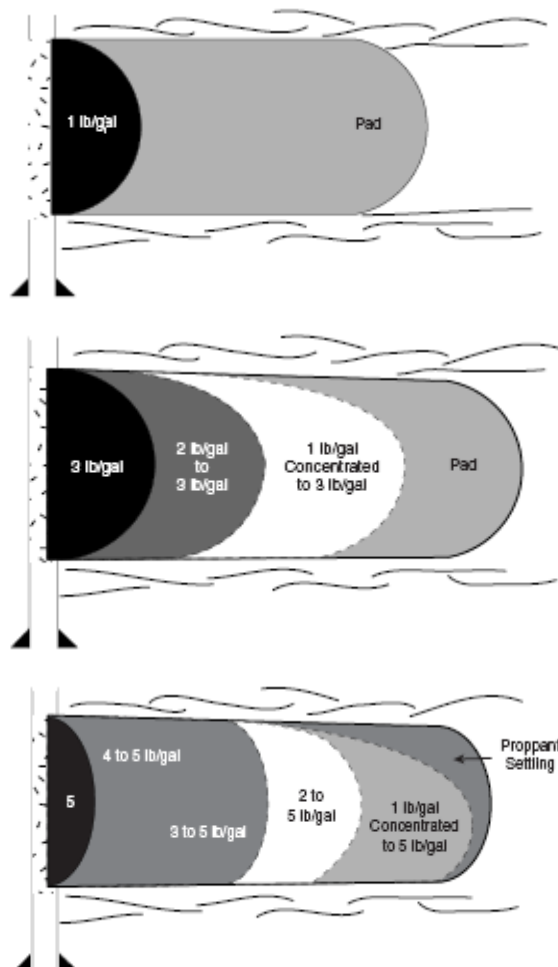


Fuente: www.irvineenergy.com

1.1. FLUIDO FRACTURANTE, ADITIVOS Y MATERIAL DE SOPORTE

Los fluidos de fracturamiento y los aditivos son los encargados de crear la fractura hidráulica, además transportan el material de soporte hacia la fractura. Una vez el material de soporte está en su lugar y atrapado por los esfuerzos de formación, es decir cierre de fractura, el fluido transportador y los aditivos son degradados in-situ experimentando un flowback, lo que quiere expresar que salen de la fractura (limpieza de la fractura) estabilizado la productividad deseada de los fluidos de interés.

Figura 2. Distribución del fluido de fractura con el material de Propante. Antes, durante y después de bombeo.



Fuente: Unified fracture design. Economides y Valkó.

1.1.1 Fluido Fracturante. Como se expresó anteriormente el fluido fracturante es aquel que crea la fractura hidráulica y transporta el material de soporte.

Existen varios tipos de fluido fracturante, como son los fluidos base agua, base hidrocarburo y gelificados. Usualmente aditivados con crosslinker para proveer la viscosidad necesaria. Otros tipos de fluidos son la mezclas de

aceite y agua (emulsiones) y sistemas de espumas base aceite y agua que contienen nitrógeno o dióxido de carbono.

Una adecuada elección de este fluido 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:

Tabla 1. Características de los fluidos de Fracturamiento.

Viscoso	No viscoso
<ul style="list-style-type: none"> ▪ para iniciar y propagar la fractura. ▪ para transportar el material de soporte al pozo. ▪ para llevar el material de soporte dentro de la fractura. ▪ para minimizar pérdidas de fluido. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ para ser fácil de manejar en superficie. ▪ para minimizar la fricción tubular. ▪ para facilitar su recuperación y limpieza. ▪ para prevenir la decantación de material de soporte hacia el fondo de la fractura.

Fuente: Handbook

Fluidos Base Agua. Son fluidos que usualmente se manipulan para crear fracturas hidráulicas, tienen excelentes propiedades para el transporte del material de soporte y control de filtrado, además son de fácil preparación y manejo en el campo. Otras de las propiedades importantes de esta clase de fluidos son las siguientes:

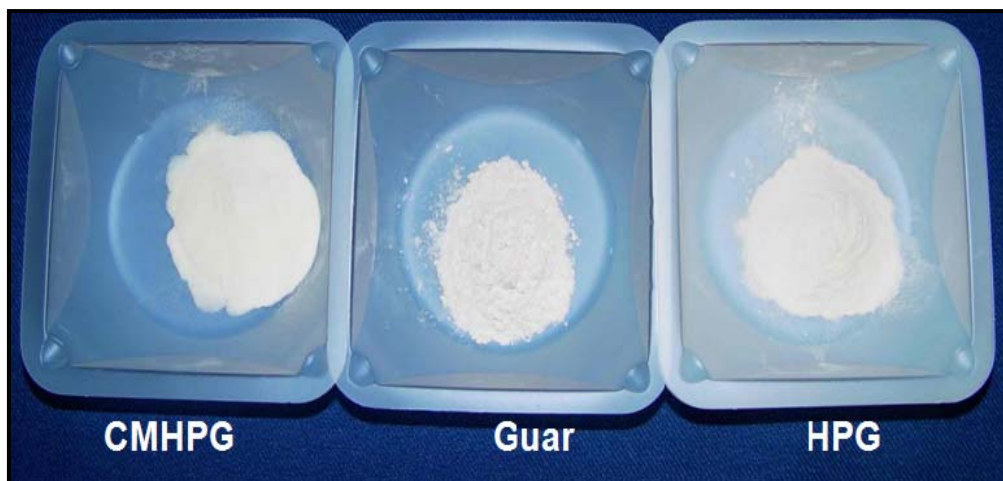
- No existen problemas de incendios asociados.
- Bajos costos.

- 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.

Entre los productos más utilizados como fluidos gelificantes base acuosa, se tiene:

- Goma Guar
- Hidroxietil Celulosa (HCE)
- Hidroxipropil Guar (HPG)
- Carboximetil Hidropropil Guar (CMHPG).
- Carboximetil Celulosa (CMC)
- Carboximetil Hidroxipropil celulosa (CMHPC).
- Poliacrilamida (PAA) – Sintético
- Xantan (XC) – Bacteriano

Figura 3. Algunos Fluidos gelificantes



Fuente: BJ Services Company

Fluido Base Hidrocarburo. Esta clase de fluido surge de la necesidad de tener un agente transportador de material de soporte que no provoque alteraciones apreciables sobre las formaciones que sean altamente sensibles a soluciones acuosas. Por su fácil obtención, el petróleo es utilizado en las operaciones de fracturamiento hidráulico debido a que puede ser obtenido del pozo a ser intervenido, o de otros yacimientos. El inconveniente de este fluido es que su potencia es muy baja debido a su viscosidad. 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 agregados 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, sobre todo a altas temperaturas, que trae como consecuencia el incremento en las posibilidades de arenamiento.

Geles de fracturamiento. Son aquellos que mejoran o igualan las características del fluido base agua o fluidos base hidrocarburo. Un gel es un sistema de tipo coloidal donde están presentes dos o más componentes: un coloide hinchado y disperso, y una fase líquido 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 los geles se pueden encontrar:

- Geles base hidrocarburo
- Ácidos gelificados
- Fluidos emulsionados
- Fluidos espumados
- Geles reticulados

Figura 4. Gel activado.



Fuente: QA QC , fracturamiento hidráulico tenay 8

1.1.2 Aditivos. Son aquellos que transmiten propiedades especiales a los fluidos de fractura dependiendo su necesidad. Muchos de estos aditivos se agregan al fluido fracturante como base de formulación, por otro lado, hay

otros que son adicionados después de que el fluido ha sido preparado para otorgarles ciertas propiedades que favorecen al éxito de la operación. En la tabla 2, se muestran los aditivos que existen y la propiedad que confiere.

Tabla 2. Aditivos con la respectiva propiedad que confiere.

ADITIVO	PROPIEDAD QUE OTORGA
Cloruro de Potasio	Inhibe el hinchamiento de las arcillas y se usa normalmente al 2% por peso de agua.
Bactericidas	Disminuyen la tasa de crecimiento bacterial en el gel, previniendo su rompimiento prematuro y el daño por bacterias aeróbicas en la formación.
Aditivos de Control de PH	Se utiliza para ajustar y controlar el PH del fluido base, para lograr la gelificación completa, controlar el tiempo y eficacia del activador (<i>crosslinker</i>).
Gelificantes	Aditivos utilizados para dar viscosidad (gelificar) al fluido base. Al hidratarse se forman cadenas lineales que producen el efecto de viscosidad.
Activadores (Crosslinkers)	Producen unos enlaces por ión metálico entre las cadenas lineales del gel base, lo cual incrementa su viscosidad en un orden de magnitud de diez veces. Es importante verificar el rango de temperaturas para el cual el sistema de fluidos y su activador son estables.
Surfactantes	Todo fluido base agua bombeado a la formación deberá tener incorporado el surfactante apropiado para evitar emulsiones y/o bloqueos por agua. Los surfactantes reducen la presión capilar permitiendo una mejor recuperación del fluido de tratamiento una vez culminado el trabajo y roto el gel.
Controladores de Pérdida del Filtrado	Para poder generar una geometría de fractura apropiada (ancho y longitud principalmente), se debe evitar que el gel o por lo menos parte de este, se filtre a la formación a través de las paredes de la fractura inducida. Esto se logra mediante un aditivo de control de pérdida de filtrado (sólido en suspensión), el cual a la vez deberá ofrecer propiedades que minimicen el potencial de daño en la fractura y en la matriz de la formación. Este aditivo y su concentración deberán ser cuidadosamente seleccionados basándose en las propiedades de la formación (permeabilidad, tipo de fluido, temperatura) y la interacción con el gel que será aditivado (pruebas de filtrado dinámicas con muestras representativas de la formación).
Reductores de Fricción	Son de gran importancia para permitir presiones en cabeza por debajo de las condiciones mecánicas limitantes del pozo. De no ofrecer bajas propiedades friccionales, el fluido de fracturamiento requiere de una potencia hidráulica disponible en cabeza fuera de los límites económicos de cualquier operación. Generalmente, los gelificantes para fluidos base agua son excelentes reductores de pérdidas de fricción, por lo tanto no se requieren aditivos adicionales para este fin.

1.1.3 Material 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 este material para mantenerla abierta. Esto ha sido verificado en numerosos tratamientos donde la producción aumentó y se mantuvo estable por largos periodos de tiempo. En la actualidad existen empresas líderes en la fabricación de materiales de soporte como lo es la compañía CARBOCERAMICS INC, la cual se caracteriza por producir materiales de soporte de buena calidad y capaces de soportar las condiciones de trabajo más rigurosas.

Figura 5. Material de Soporte.



Fuente: Desarrollo de una herramienta software para la simulación de un diseño de fracturamiento hidráulico. Jairo Dorado y Fabián Olivares.

Tipos de material de soporte:

- Arena
- Cáscara de nuez
- Bolas de aluminio o acero
- Esfera de cristal
- Arenas recubiertas con resina

- Bauxita
- Cerámicos
- Cerámicos recubiertos con resinas

La cáscara de nuez y las bolas de aluminio fueron utilizadas durante algunos años, pero en la actualidad se descartaron por su alto 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 que a 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 3. Material de soporte y su respectiva Presión de confinamiento (Psi)

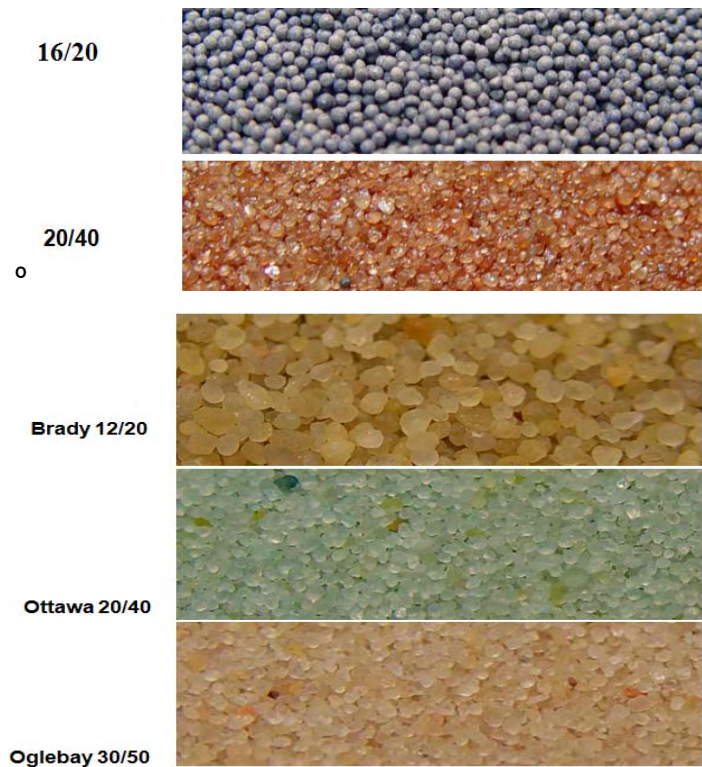
Material de soporte		Presión de confinamiento (psi)
Arena	Hasta	5000
Arena recubierta de resina	Hasta	8000
Bauxita	Hasta	17000
Cerámicos	Hasta	19000

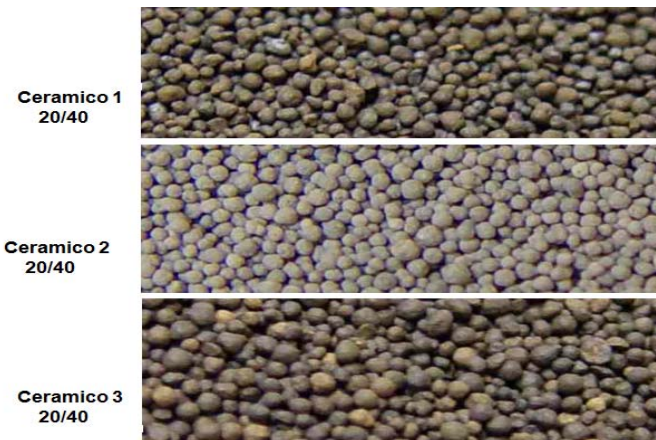
La elección inadecuada del agente soporte puede conducir al fracaso de la operación ó en muchos casos los resultados no satisfacen las expectativas. Para seleccionar adecuadamente un material de soporte se debe conocer sus propiedades físicas y composición siguiendo los controles previos de laboratorio especificados en la norma *API RP 5627*. Los ensayos de laboratorio que normalmente se realizan para determinar la calidad del material de soporte son los siguientes:

- Análisis de tamizado.
- Solubilidad en ácidos.
- Redondez.
- Esfericidad.
- Análisis mineralógico (solamente para arenas).
- Contenido de Finos.
- Resistencia a la ruptura.
- Conductividad y permeabilidad.

A continuación en la figura 6 se observan diferentes tipos de propante, los cuales son seleccionados por su redondez, esfericidad y calidad.

Figura 6. Diferentes tipos de Propante con su respectiva redondez, esfericidad y calidad.





Fuente: Unified fracture design. Economides y Valkó.

1.2 EQUIPOS PARA LA OPERACIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Para obtener un muy buen fracturamiento hidráulico se debe tener un apropiado diseño, de esta manera se debe contar con los equipos adecuados como lo son el frac tank, empaques, tubería, bombas, entre otros. Además se deben tener en cuenta propiedades de fluido fracturante, tipo de material de soporte a utilizar, gradiente de fractura, tamaño de la perforación, etc.

En las operaciones de fracturamiento hidráulico encontramos una amplia gama de equipos de superficie y personal capacitado para poder alcanzar el diseño propuesto y una operación efectiva. Entre los más importantes se tiene:

- Tanques de almacenamiento.
- Unidades de hidratación.
- Manifolds.
- Blender.

- Operador del blender.
- Fracturadores o Bombeadores.
- Líneas de alta presión y cabezales de pozo.
- Instrumentos de medición y control.
- Equipos de seguridad.
- Equipos de comunicación.

1.2.1 Tanques de almacenamiento (Frac tank). Estos tanques o frac tank son utilizados para almacenar el fluido base agua o fluido base aceite. De aquí parte el fracturamiento hidráulico. Hay que tener en cuenta si es necesario tener más tanques, lo cual depende de cada fracturamiento. En estos tanques va a estar depositado únicamente el fluido de fractura. De este punto parten dos líneas una denominada línea limpia y otra línea sucia. La línea limpia es aquella que solo lleva fluido de fractura, es decir, la que va a realizar la fractura hidráulica, mientras que la línea sucia es aquella que conlleva el fluido de fractura con aditivo y material de soporte, esta es la línea encargada de dejar el material de soporte dentro de la fractura.

Figura 7. Frac Tank.



Fuente: www.irvineenergy.com

1.2.2. Unidades de Hidratación (Aditivos). Esta clase de equipos son los encargados de transportar aditivos como los *breakers*, *crosslinked*, reductores de filtrado, ácidos, surfactantes, controlador de PH, reductores de fricción, etc. Los cuales se adicionarán al agua o al aceite que se utiliza como base del fluido fracturante. Estos son muy importantes en el momento de un fracturamiento hidráulico ya que por ejemplo, si se está trabajando con un fluido base agua y se encuentra con una formación que es de arcilla, por teoría se sabe que el contacto del agua con una arcilla hace que esta se hinche, pero debido a que se tienen los aditivos este problema se puede solucionar simplemente aplicando cloruro de potasio. De la misma forma ocurre con el PH, la densidad, la viscosidad, etc. Estos equipos siempre están al lado del frac tank.

Figura 8. Unidad de Hidratación (Aditivos).



Fuente: Unified Fracture Design. Economides y Valkó.

1.2.3. Blender. El blender es el corazón de la operación de fracturamiento hidráulico, esta unidad tiene como función principal, mezclar el gel base en baches o al vuelo, mezclar el material de soporte, agregar aditivos a los fluidos, bombear la lechada de alimentación a los fracturadores y monitorear todas estas funciones, convirtiendo al blenderista en el hombre clave de toda la operación. Los elementos con los que cuenta el blender son:

- Manifold de succión
- Bombas de succión
- Batea de mezcla
- Bombas de descarga
- Manifold de descarga
- Instrumentación y control

Figura 9. Blender.



Fuente: www.enerflow.com

Manifold de succión. Cumple con la función de recolectar el fluido de los tanques de fractura y deberá tener salida hacia las bombas de succión.

Las bocas de succión del blender tienen medias uniones de 4" que pueden variar en su número desde ocho a dieciocho, generalmente divididas por una válvula de mariposa cuya función principal es separar dos líneas de bombeo: línea limpia y línea sucia.

Bomba de Succión. La función principal de estas bombas es aportar fluidos desde el manifold de succión hacia el manifold de descarga y/o a la batea de mezcla, proporcionar aditivos por el sistema de línea limpia, de línea sucia y proporcionar adecuadamente caudales exactos de bombeo.

Para la dosificación de los aditivos, se utiliza flowmeters tipo turbina que indican los volúmenes bombeados por estas bombas centrífugas, y mediante un sistema de control por válvulas se conseguirá bombear lo diseñado en el respectivo programa.

Batea de mezcla. En esta batea se mezclan aditivos gelificantes, surfactantes, reductores de filtrado, etc. Se realiza la gelificación previa al bombeo si así se requiere, se incorpora la arena u otros agentes de sostén y sirve como una tina de fluido para bombearlo hacia las bombas de alta presión. Vienen construidas en distintas formas y dimensiones, y deben ser capaces de mantener en suspensión la arena para que se cumplan los requisitos exigidos por el diseño. Para lograr esto se construyen con agitadores-mezcladores a paleta o tornillos sin fin, y se le agregan controles de niveles automáticos o manuales. Este control tiene una importancia fundamental, ya que cualquier variación en dicho nivel y al mantener un caudal de arena constante, provocará cambios en la concentración de arena

en el fluido puntualmente, ocasionando variaciones en el diseño y tal vez provocando problemás operativos.

Adoptando el control de dosificación de productos y arena, y tomando como referencia el caudal de entrada a la batea, muchas veces se dificulta el control mismo de la dosificación. Generalmente, se le exige al operador del blender un mantenimiento exacto del nivel de batea constante para la operación.

A la batea del blender, como se expresó anteriormente, se le adicionan aditivos líquidos o sólidos y el material de soporte con sus correspondientes dosificadores que deberán estar exactamente calibrados para adecuarse a la programación realizada. El control de aditivación de productos sólidos se efectúa con transductores asociados a sistemás de celdas o tornillos (conveyors).

Figura 10. Tanque de Mezcla.



Fuente: www.ernerflow.com

Para la adición de líquidos se recurre a varios tipos que dependerán de los modelos de blender. El sistema que proporciona el líquido utiliza bombas de desplazamiento positivo cuyo control se realiza a través de las RPM de los motores hidráulicos que las impulsan. Puede modificarse el diseño utilizando bombas centrífugas pequeñas con un control por válvulas y monitoreo digital.

Los equipos generalmente vienen incluidos en el blender, pero la tendencia es ir agregando instrumentación de modo tal de tener un control más adecuado, centralizando los datos que se obtienen de cada indicador en un solo componente o instrumento de control.

Bomba de descarga. Por lo general son bombas centrífugas que tienen como función principal aportar fluidos a una presión de 35-60 *psi* desde la batea de mezcla hasta el manifold de descarga o succión de los fracturadores, ó en algunos casos directamente hasta las succiones de las bombas de alta presión. También se utiliza en la gelificación previa del fluido para el retorno a los tanques de fractura.

Manifold de descarga. También llamados succión de los fracturadores este funciona como colector de los distintos fluidos desde la bomba de descarga de sistema de aditivos líquidos.

Cuenta con una cantidad de variable de salida. Como se observa se puede manipular cada salida, cada vez que se abra una salida de más se tendrá más presión es decir se podrá manejar la presión en este punto.

Panel del Blender. A este panel de monitoreo llegan las mediciones de caudal de las bombas centrífugas, proporción de arena, caudales de aditivos líquidos y sólidos, etc. Permitiendo que el operador del blender pueda controlar perfectamente todos los materiales involucrados en la operación.

Operador del Blender. El operador del blender es una de las personas más importantes en una operación de fractura, ya que debe llevar el control de aditivos, caudal, alimentación de las bombas de alta presión, dosificación de arena y control de nivel de tanques.

Comúnmente llamado “*Key Man*”, debe ser un operador altamente capacitado, por lo que indudablemente, el control de la fractura pasa por sus manos.

1.2.4. Bombas. Como se ha visto, proveniente del *manifold* de descarga del *blender* o del *manifold* de succión, bombas de alta presión dan la potencia adecuada al fluido utilizado para vencer las condiciones de fractura de la formación a tratar. Tales características determinarán el modelo de bombas requerido. Los modelos de fracturadores se identifican por números y pueden combinar tipos y tamaños de pistones de las bombas triplex utilizadas y en algunos casos pueden ser operados a control remoto.

Figura 11. Fracturadores o Bombeadores.



Fuente: www.enerflow.com

Para la elección del equipo y régimen de bombeo se analiza fundamentalmente la presión de trabajo, caudal y tipo de fluido a utilizar. De acuerdo a las propiedades de la formación a tratar y a los ensayos de laboratorio con los distintos fluidos, el ingeniero diseña un programa de fractura en donde especifica viscosidades de fluido, pérdidas de carga, concentraciones de arena, tiempo de bombeo y caudal de trabajo.

Normalmente, se recurre a la experiencia para pre-establecer eficiencias volumétricas, ya que como es sabido, a mayores esfuerzos de corte, las bombas perderán eficiencia debido a los sistemas de admisión y descargas (elementos mecánicos y de movimientos intermitente), son afectados en su accionar con la viscosidad efectiva del fluido. El bombeo de lechada con arena también efectúa la misma acción sobre la eficiencia global. La estimación de ésta dependerá de factores del fluido que deben tomarse en cuenta para la elección de relación de marcha y potencia requerida para encarar la operación. El operador necesariamente deberá conocer informaciones tales como RPM de bombas, presión y caudal.

1.2.5. Líneas de alta presión. Las líneas desde las bombas de alta presión hacia la boca del pozo cumplen un papel fundamental de ser la única porción en superficie que en su interior conducirá un flujo de fluido a alta presión y en la mayoría de los casos en condiciones abrasivas. El armado de esta línea debe seguir estrictas normas de seguridad, debido a que durante la operación toda la zona circundante es área restringida y cualquier dificultad en ella será insalvable (sin que se detenga el bombeo), con el consiguiente riesgo de fracaso de la operación.

1.2.6. Cabezal de pozo. La cabeza del pozo es el nexo entre las líneas de superficie y las de fondo de pozo. Para ello hay una gama de posibilidades de acuerdo a las condiciones de fractura y de boca de pozo. Dentro de estas

posibilidades encontramos la utilización de válvulas de tapón, las cuales son el medio más económico y más utilizado que se conecta al tubing, casing o *BOP*, por medio de adaptadores (reducciones) que le permiten conectarse a cualquier tipo de tubería.

Las limitaciones de este tipo de válvulas consisten en el caudal de bombeo debido a que la exigencia de la válvula será mucho mayor cuando más alto sea el caudal y la presión. Cuando ocurre esto, se utilizan una clase de accesorios conocidos como “arañas de fractura” o “cabezas de fractura” (*frac head*), que están diseñadas para recibir varias líneas de bombeo aumentando la capacidad de recepción del fluido. Se construyen para una amplia gama de caudal y presión, y pueden acoplarse más de una línea.

Figura 12. Cabezal de Pozo (wellhead)



Fuente: www.dpcusa.org

1.2.7. Instrumentos de medición. Esta clase de equipos se utilizan para mostrar y registrar todos los parámetros importantes de las operaciones de fractura.

Aunque la cantidad de información que puede registrarse varía, todos estos equipos tienen capacidad de *display* para conocer caudal y presión de bombeo.

1.2.8. Frac Van. Existen sofisticados sistemas de adquisición de datos que incluyen computadores con *hardware*, con capacidad para cualquier tratamiento de fractura y *software* como MFrac, FracProRES, FracAde y FracproPT, que permiten desarrollar la información de fondo de pozo durante la fractura, este último incorpora los resultados de su mapeo de fracturas en tiempo real con dos tecnologías: inclinómetros y microsísmica.

Estas dos tecnologías hoy por hoy son las más avanzadas para establecer en tiempo real lo que acontece en el pozo durante una operación de fractura. Estos sistemas también incluyen registros de ensayos previos al trabajo de fracturamiento y modelos de fractura que servirán para futuras operaciones.

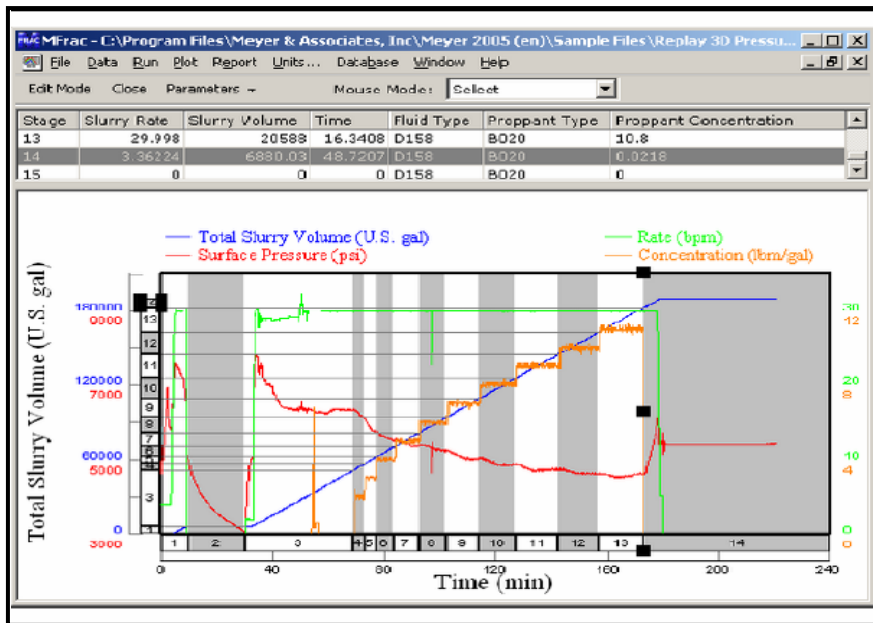
El frac van siempre está al frente de las líneas de alta presión por si en caso de alguna anomalía, los ingenieros puedan notarlo al instante. Como se ve, en el frac Van hay cuatro Monitores los cuales proporcionan la información del fracturamiento hidráulico. Un monitor proporciona la información de cómo está la presión en todo el recorrido del yacimiento, otro informa como está la viscosidad, el tercero mostrará cómo está el caudal, y el último expondrá en la tabla, como se verá continuación:

Figura 13. Interior Frac Van.



Fuente: BJ services company

Figura 14. Grafico que se puede observar de la frac van.



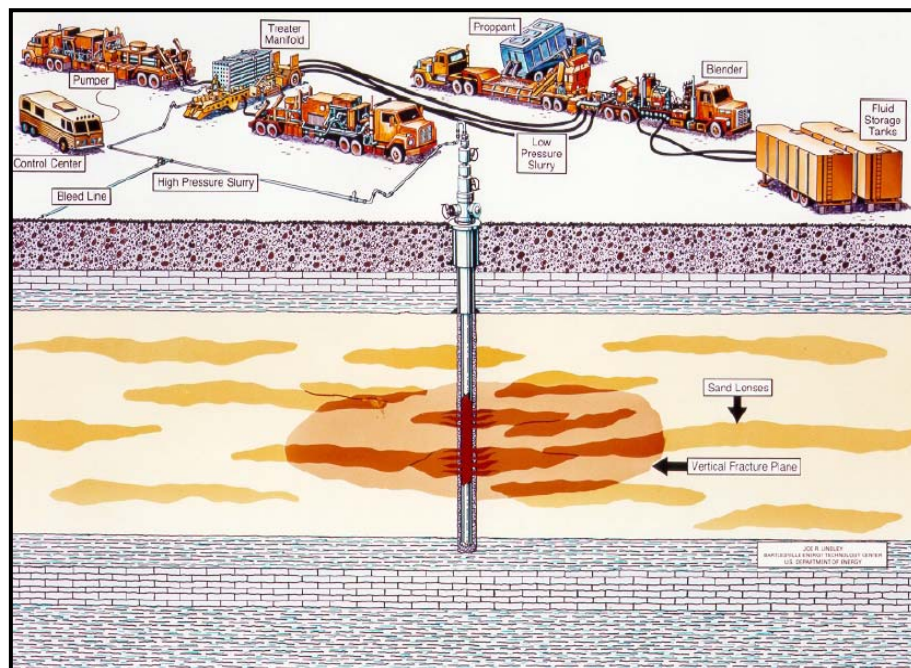
Fuente: Desarrollo de una herramienta software para la simulación de un diseño de fracturamiento hidráulico. Jairo Dorado y Fabián Olivares.

1.3. DESARROLLO GENERAL DE UNA OPERACIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Para el desarrollo de una operación de fracturamiento hidráulico, son necesarias varias etapas. Estas etapas no son más que una serie de pasos estándar para el desempeño de este trabajo.

Es de relevante necesidad la implementación o disposición de cierto tipo de equipos, que cumplan con las especificaciones requeridas para llevar a cabo la operación. El esquema general de un fracturamiento hidráulico se muestra a continuación:

Figura 15. Esquema operativo de fracturamiento



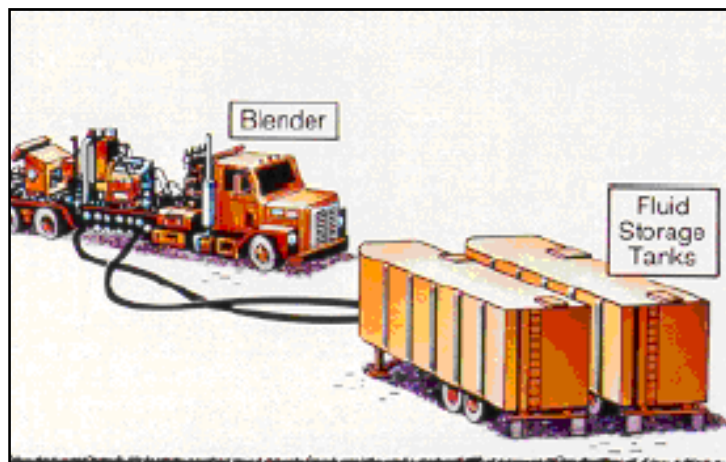
Fuente: Colhf. U.S. Department of energy

1. Tanques de almacenamiento de fluido: Pueden ser varios de distintas capacidades.

2. Abastecimiento de material de sostén (Propante)
3. Blender o mezclador
4. Bombeadores (reciben el fluido y lo bombean a alta presión).
5. Equipo de control de presión, caudal, dosificaciones, etc.
6. fractura generada por la mezcla bombeada.

Una operación de fracturamiento hidráulico comienza con las pruebas que se le hacen al pozo que ha sido seleccionado. En estas pruebas se determinarán las presiones necesarias para la operación, la dosificación, los aditivos a utilizar, que tanto volumen es necesario y que tantas pérdidas tiene este. Antes de comenzar la operación se encienden bombas (facturadores) y se cierra el pozo durante diez minutos para corroborar que no hay fugas en la tubería y que no hay riesgo de un estallido, cabe anotar que la presión que se utiliza en la prueba es mayor a la presión que se suministrara durante el fracturamiento hidráulico. Una vez realizada esta prueba y con la autorización de los ingenieros de pozo y de HSQE, se procede a comenzar la operación de fracturamiento hidráulico.

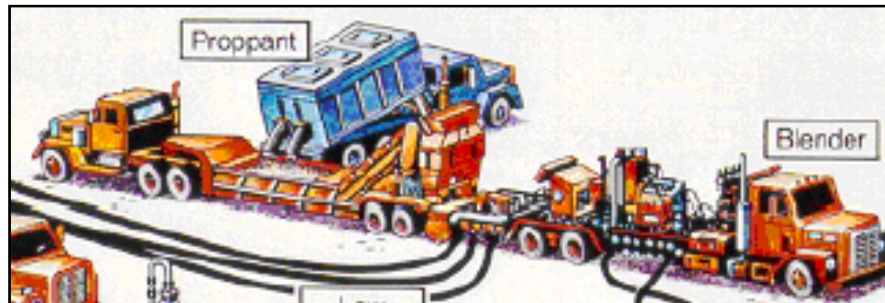
Figura 16. Frac tanks y blender



Fuente: Colhf. U.S. Department of energy

Como se observa en la figura 16 se inicia con el fluido de fractura que se encuentra almacenado en los frac tanks, de allí parten dos líneas, una que se llama línea limpia y otra que se denomina línea sucia. La línea limpia es aquella que va hasta la fractura solo con fluido de fractura (esta es la que se maneja en el Minifrac para saber qué tipo de presión es necesaria para el fracturamiento hidráulico), también es la encargada de romper la formación, mientras que la línea sucia es la que llega a la fractura pero con los aditivos y material de soporte.

Figura 17. Blender y Propante



Fuente: Colhf. U.S. Department of energy

Esta línea sucia llega al blender, es recibida por el manifold de succión y así mismo descargara a la bomba de succión que con un caudalímetro envían este fluido a una batea de mezcla. En esta batea se mezclan aditivos gelificantes, surfactantes, reductores de filtrado, etc. Se realiza la gelificación previa al bombeo si así se requiere, se incorpora la arena u otro agente de sostén, la cual sirve como pulmón de fluido para bombearlo hacia las bombas de alta presión.

Después de aplicar los aditivos y material de soporte correspondiente a esta batea, pasa a una bomba de descarga la cual se encarga de suministrar un presión de 35 - 60 psi desde la batea hasta el manifold de descarga. Cabe

resaltar que en toda la operación se están manejando medidores de flujo, densidad, presión, esto para tener conocimiento de cómo va la operación paso a paso.

Figura 18. Manifold y bombas



Fuente: Colhf. U.S. Department of energy

Una vez sale del blender, el fluido pasa por un manifold. Este tiene la forma de una flauta dulce, y es precisamente por esos orificios que se conecta a los bombeadores. Por medio de una válvula se regula la presión necesaria por el pozo para su fractura; esta presión es conocida con anterioridad con las pruebas realizadas, de ahí sale a las líneas de alta presión.

Figura 19. Líneas de alta presión y frac van



Fuente: Colhf. U.S. Department of energy

Las líneas salen desde las bombas de alta presión hacia la cabeza del pozo, cumplen el rol fundamental de ser la única parte en superficie que en su interior conducirá un flujo de fluido a alta presión, y en la mayoría de los casos lo hará en condiciones abrasivas. El armado de esta línea debe seguir una estricta norma de seguridad, ya que durante la operación toda la zona circundante es área restringida, y cualquier dificultad en ella será eludible (sin que se detenga el bombeo), con el consiguiente riesgo del fracaso de la operación.

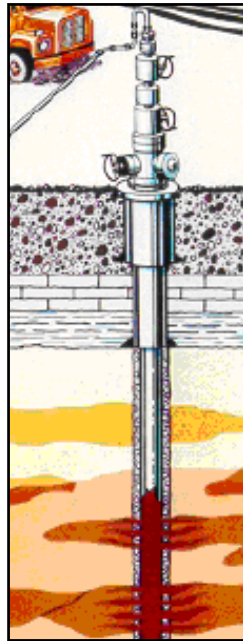
Como se observa en la figura 19, el frac Van en un carro donde está un grupo de ingenieros que por medio de sistemas computacionales están garantizando que la operación termine exitosamente y sin ningún percance, y en caso de algún problema poderlo resolver rápida y efectivamente. Como se observa, el Frac Van esta frente a la líneas de alta presión porque es necesario vigilar que estas líneas no vayan a fallar en ningún momento de la operación.

En cualquier momento los tableros de monitoreo en el Frac Van podrían marcar que hay un exceso de presión, en ese caso se abre la línea de alivio, esto con el objeto de despresurizar la línea principal, y así el fluido llegue a la cabeza de pozo sin ningún problema de presión.

La cabeza de pozo es el nexo entre las líneas de superficie y las de fondo de pozo. Para ello hay una gama de posibilidades de acuerdo a la condiciones de fractura y de boca de pozo. El fluido de fractura puede bajar por tubing o por anular dependiendo de cada pozo.

Cuando el fluido de fractura rompe la formación inmediatamente después entra el fluido de línea sucia en la cual va el material de soporte

Figura 20. Cabezal de pozo fractura



Fuente: Colhf. U.S. Department of energy

Este es encargado de mantener la fractura abierta, los ripsos de la fractura provocados por el fluido de fractura salen por flowback a superficie.

1.4. SOFTWARE

En la operación de fracturamiento hidráulico es inevitable el uso de modelos computacionales que permitan realizar los cálculos de diseño y provean al ingeniero de la información necesaria para operar el sistema de campo con el cual se hará efectivo el fracturamiento.

1.4.1. FracProPT (Pinnacle). FracproPT™ es líder en lo sistemas de simulación de fractura. Es utilizado activamente por miles de profesionales en todo el mundo para resolver problemás complejos de estimulación. Es una poderosa herramienta de ingeniería, la más práctica y fácil forma de utilizar

un software de fractura. Al tener características estándar de Windows hace que sea aún más fácil de aprender a manejarla y utilizar.

Utilización del FracproPT:

- Antes del trabajo: Generación del esquema de tratamiento; Diseño económico de optimización; material Total; realizar comparaciones de diseño.
- Durante el trabajo: Análisis en tiempo real de Mini frac, del step rate test, del step down test y de la presión neta; eficiencia del fluido; determinación de cierre del estrés; cobertura de la zona; predicción de la geometría; y distribución del propante.
- Después de trabajo: Análisis de conductividad creada; geometría de la fractura; análisis de presión neta, análisis diagnóstico de la inyección; tratamiento del re-diseño.
- Análisis de la producción: Estimación de permeabilidad

Fluidos de Fracturamiento:

- Base Agua
- Base de aceite
- Sistemas de Espuma
- Sistemas de ácido

Sistema FracproPT. El sistema comprende cuatro módulos fáciles de utilizar y varias utilidades. El simulador de fractura se puede ejecutar en modo Diseño, basado en una propuesta de tratamiento, o en modo de análisis, utilizando ya sea en tiempo real o con datos de tratamiento de post-frac. Un programa separado, Data AcqPT (incluido en cada ejemplar de

FracproPT), se utiliza para recoger información en tiempo real sobre los tratamientos para utilizar con el FracproPT.

La presión neta es un paso importante en la utilización de cualquier simulador de fractura. FracproPT ha hecho esta tarea más fácil con el nuevo algoritmo Net Pressure Auto-Matching y mejores herramientas para determinar la presión neta.

Los procedimientos de diagnóstico de la inyección es proporcionar un análisis vital de la fractura "puntos de anclaje" con lo cual aumenta la exactitud en los modelos de resultados. El análisis de estas inyecciones es muy simplificado utilizando el módulo de análisis del Mini-frac. Las técnicas utilizadas incluyen G - Función, Log-Log y la raíz cuadrada del tiempo.

El análisis Horner y métodos para el análisis de la permeabilidad Mayerhofer también están disponibles en FracproPT para la presión de yacimiento y estimar permeabilidades.

Ventajas Del FracproPT :

1. Automatizado de presión de Macheo proporciona más fácil estimaciones de la geometría de fractura.
2. Evitar en la pantalla los problemas de medición cercanos al pozo de tortuosidad y perforación fricción durante el bombeo.
3. Realizar la previsión de producción y de la historia de Macheo con el simulador integrado de yacimiento.
4. Automatizado de Mini-Frac Análisis módulo hace CIMI análisis y cierre fácil.
5. Usa registros para construir el modelo de litología.
6. Investiga hasta 20 intervalos perforaciones
7. Los informes y gráficos se exportan directamente a Microsoft Word.

8. Contiene las últimas Bibliotecas de propante y de fluidos.

Además de los anteriores beneficios, también podemos resaltar el hecho de que es un simulador como tal de fracturamiento hidráulico. La cantidad de información requerida para correr los modelos así lo demuestra y se puede esperar que en la medida que la información sea adecuada y se utilice debidamente esta herramienta, los cálculos de salida sean fieles a este grado de exactitud y manejo. Sin embargo, este software no es de fácil manejo para un principiante y le exige al ingeniero que lo utilice una serie de datos de los cuales puede perfectamente no disponer en determinada situación. Esto puede limitar su uso bajo ciertas circunstancias. Adicionalmente el hecho de que sea comercial eleva los costos de uso.

Tabla 4. Datos de entrada y salida del Simulador FracProPT

Datos de Entrada	Datos de Salida
<ul style="list-style-type: none"> • Profundidad media • TVD • Número de perforaciones • Diámetro de perforación • Espesor bruto productor • Espesor neto productor • Profundidad al centro del espesor productor • Altura de la fractura • Presión de cierre en la zona productora • Módulo de Young • Módulo de Poisson • Coeficiente de leakoff • Permeabilidad de la formación • Porosidad de la formación • Presión del yacimiento • Compresibilidad de la formación • Temperatura del yacimiento • Viscosidad del fluido de la formación • Radio de drenaje • Radio efectivo de pozo • Skin inicial • Fluido del tratamiento • Propante • Concentración del propante • Máxima concentración propante adicionado. • Caudal de inyección 	<ul style="list-style-type: none"> • Concentración promedio del material de soporte en la fractura • Eficiencia del fluido en la fractura • Tiempo del pad • Tiempo total de la operación • Volumen del pad • Volumen total inyectado sin flush • Longitud de la fractura • Longitud de la fractura empaquetada • Ancho dinámico • Incremento de productividad • Conductividad de la fractura • Máxima concentración del propante durante el bombeo

1.4.2. HF2D frac design spreadsheets. Dentro de lo más llamativo de esta aplicación se encuentra su fácil manejo, su alta portabilidad y la introducción de un concepto desarrollado por el profesor Michael Economídes como lo es el número de propante. Este concepto no se ha utilizado hasta el momento en ninguna herramienta o por lo menos no hay indicios de dicho uso. También requiere una baja densidad de datos de entrada, característica que lo hace fácil de utilizar y práctico a la hora de realizar cálculos preliminares de diseño. Este software de Economídes y Valkó, se presentan los siguientes valores de entrada y salida:

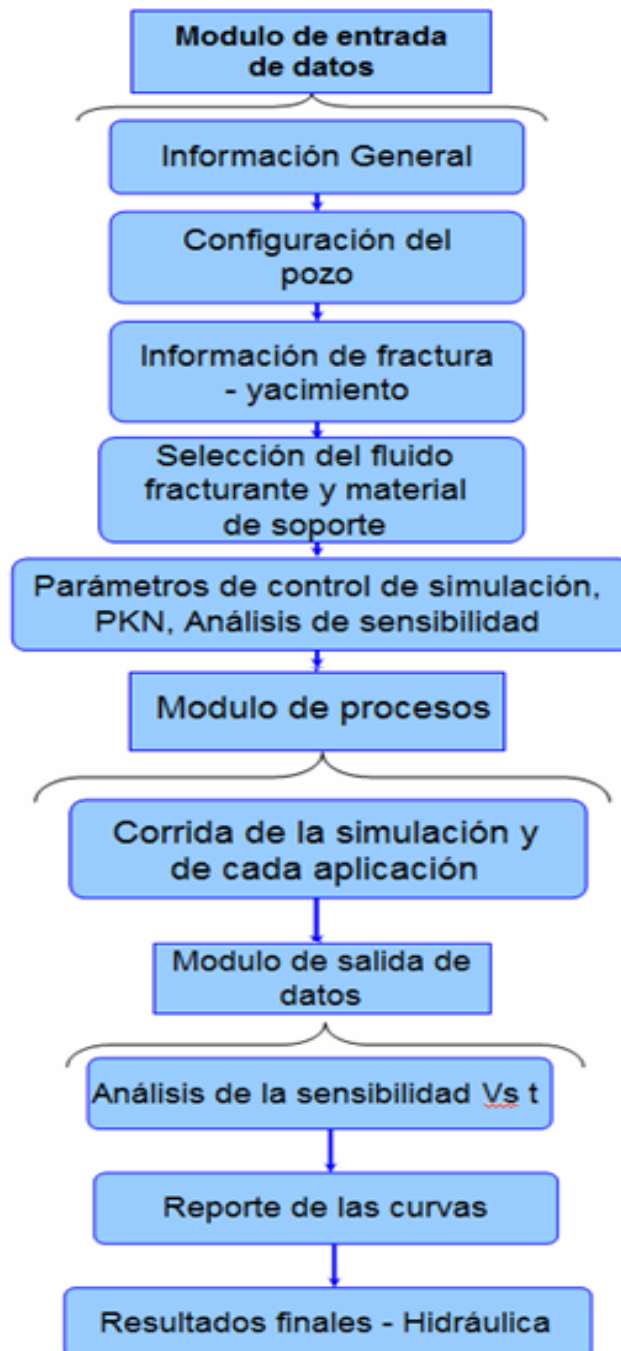
Tabla 5. Datos de entrada y salida de HF2D frac design spreadsheets.

Datos de Entrada	Datos de Salida
<ul style="list-style-type: none"> • Masa de material de soporte para dos alas de fractura, (<i>lbm</i>) • Gravedad específica del material de soporte (Agua=1). • Porosidad de empaquetamiento, (<i>fracción</i>) • Permeabilidad de empaquetamiento, (<i>md</i>) • Máximo diámetro de material de soporte (<i>in</i>) • Permeabilidad de la formación (<i>md</i>) • Espesor permeable productor, (<i>ft</i>) • Radio de drenaje, (<i>ft</i>) • Radio efectivo del pozo, (<i>ft</i>) • <i>Skin</i> inicial • Altura de la fractura, (<i>ft</i>) • Módulo de Young, (<i>psi</i>) • Tasa de inyección para dos alas de fractura (líquido + material de soporte), (<i>bpm</i>) • Reología, $K', (lb/ft^2)*sn$ • Reología, n' • Coeficiente de <i>Leakoff</i> en el espesor permeable, (<i>ft/min</i>0.5) • Coeficiente de <i>Spurt loss</i> (<i>gal/ft²</i>) • Máxima concentración posible adicionada al fluido. (<i>ppg</i>) • Factor de Longitud 	<ul style="list-style-type: none"> • Tiempo (<i>min</i>) • Caudal de inyección (<i>bpm</i>) • Volumen acumulado (<i>gal</i>) • <i>Propante</i> adicionado (<i>lb/gal</i>) • <i>Propante</i> acumulado (<i>lb</i>) • Longitud de fractura dinámica (<i>ft</i>) • Ancho promedio dinámico (<i>in</i>) • Ancho promedio dinámico/Diámetro máx. • N° <i>Propante</i> • <i>Wdry/Wwet</i>

Sin embargo, esta aplicación es muy pobre en cuanto a su capacidad de generar gráficos. Y solo genera los que en ese momento fueron de interés para el desarrollo que Economídes y Valkó estaban construyendo.

En el siguiente diagrama se puede apreciar la arquitectura general del programa.

Figura 21. Diagrama de flujo de HF2D frac design spreadsheets



1.4.3. Gohfer. Las metas de cualquier tratamiento del estimulación son similares, el camino para alcanzar esas metas depende de una comprensión de las propiedades del yacimiento y una habilidad para predecir geometría y conductividad de la fractura. La longitud de la fractura eficaz máxima para un yacimiento particular depende de cuanta conductividad puede establecerse y cuánto se necesita estimular la producción eficazmente. El proceso del diseño, incluso la selección de propante y fluidos, horario de bombeo, las concentraciones del propante inyectadas, el tamaño del trabajo total, la tasa bombeada, y otros parámetros requieren una idea del resultado deseado del trabajo: Qué longitud de fractura se requiere, qué concentración puede utilizarse.

Cuando se dispone de suficientes datos de entrada, la caracterización del yacimiento y la geometría de la fractura pueden ser planeadas con precisión con un buen simulador, ya que se puede alcanzar un diseño óptimo.

Una de las primeras preguntas que surge es “Cuánto tiempo dura la fractura?” Esta pregunta se dirige el tamaño del trabajo total y la mayoría de los otros problemas en el plan. La selección de la longitud óptima deseada esta basada en la conductividad máxima que puede establecerse en la fractura, comparada con la capacidad de flujo del yacimiento.

El aumento de productividad relativa de una buena fractura es constante en el período de flujo estable o pseudo-estable. Este período sólo ocurre en los yacimientos limitados es decir cuando se ha alcanzado el límite del yacimiento.

La longitud de la fractura es mostrada por varias curvas como una función de la longitud media de la fractura para el radio de drenaje del pozo. Estas curvas indican que para las fracturas con una conductividad adimensional

baja, un aumento significativo en la longitud de la fractura no mejora la productividad. Para las fracturas de conductividad más altas, la longitud creciente puede mejorar gradualmente la productividad.

Para lograr esta meta se necesita definir el problema potencial con el plan de la fractura existente. Esto requiere la interacción del yacimiento y la fractura. Este proceso proporciona un medio para evaluar por qué el tratamiento debe llevarse a cabo y qué cambios debe tener.

Tabla 6. Datos de entrada y salida del simulador Gohfer.

Datos de Entrada	Datos de Salida
<ul style="list-style-type: none"> • Presión • Ancho • Rate Shear • Age fluid • Concentración de propante • Velocidad • Composición de fluido • Composición de propante • Espesor de la Zona • Propiedades mecánicas de la roca • Tensiones in – situ 	<ul style="list-style-type: none"> • Presión de Superficie • Concentración de Propante en superficie • Presión del Casing • Tasa de lechada • Concentración de Propante en el fondo. • Gráfica P Vs t • Gráfica X Vs t • Gráfica Q Vs t

En cuanto al comportamiento general del paquete, se puede decir que guarda muchas semejanzas con el FracproPT.

2. EXPRESIONES PARA EL MODELAMIENTO

En el desarrollo de un fracturamiento hidráulico existen ciertas expresiones, que permiten enunciar el comportamiento y las subdivisiones de las variables operacionales de todo el sistema. A continuación se definen estas expresiones para hacer posible el modelamiento y comportamiento del sistema en diferentes escenarios.

2.1. HIDRÁULICA DEL FRACTURAMIENTO

En una operación de fracturamiento hidráulico el éxito depende en gran manera, de un buen diseño hidráulico sin dejar de pensar que esto 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. Como es bien sabido, la hidráulica del fracturamiento tiene que ver con factores como son:

- El equipo mecánico a utilizar (empaques, tuberías, bombas, etc.).
- El tipo de material soporte utilizado.
- 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.
- El tamaño de las perforaciones.

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.

2.1.1. 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. Las minifracturas son trabajos de bombeo a regímenes de fractura de un fluido sin agente sostén. Los volúmenes pueden oscilar entre los 5000 y 40000 galones y el tipo de fluido utilizado deberá ser necesariamente el mismo que se planea utilizar durante el trabajo de fracturamiento hidráulico.

Los resultados del análisis de presiones tanto en la etapa de bombeo como de la posterior declinación de presión, darán por resultado los siguientes parámetros.

- La contención o no contención de la fractura dentro del tramo de interés.
- El coeficiente total de pérdida por filtrado.
- La eficiencia del fluido de fractura seleccionado.

El éxito de los resultados de una minifractura depende estrictamente de una buena planificación y un buen diseño de la operación. Ninguna precaución debe ser escatimada, por obvia que parezca, a fin de garantizar que las lecturas de presión no se vean afectadas por factores ajenos al comportamiento de la formación cuando esta esté sujeta a una presión de bombeo o a una disipación de presiones en su matriz.

A continuación se presenta los pasos que plantea BJ Sevices para un trabajo de Minifrac o la realización de una minifractura.

1. Cerrar el pozo previamente a la operación durante un periodo de 48 horas.
2. Correr un registro de temperatura y rayos gamma para establecer las curvas base.
3. Efectuar un bombeo de flujo ligero (agua con 4% KCL y 20 lbs/1000gal de HPG) a diferentes caudales para establecer el régimen de fractura.
4. Efectuar un bombeo a caudal constante, e igual a aquel que será utilizado en el trabajo de fracturamiento hidráulico, durante 15 o 30 minutos. Colocar en los últimos 1000 o 2000 galones algún trazador radiactivo. Se deberá evitar el sobre desplazamiento del fluido en la formación tomando la precaución de desplazar solo el 75% de la capacidad de la sarta de tratamiento. Se sobreentiende que el fluido deberá ser el mismo que aquel que será utilizado en el trabajo de fracturamiento.
5. Durante el bombeo observar y registrar las presiones de fractura para construir el grafico de Log P vs. Log t a fin de deducir la geometría de la fractura.
6. Cesar el bombeo, cerrar el pozo, observar y registrar la declinación de la presión por lo menos durante un tiempo dos veces igual al tiempo de bombeo.
7. Correr registros térmicos 4,8 y 12 horas después de cesar el bombeo. El registro 12 horas después de del bombeo es importante, pues durante este tiempo seguramente habrán desaparecido los efectos del enfriamiento debido a la presencia de grandes másas de metal, como son el empacador y otros instrumentos de fondo.
8. Descender una tubería continua, o la tubería de tratamiento, y circular por debajo de las perforaciones hasta recuperar en superficie el exceso de fluido del trazador radiactivo.
9. Correr un registro de rayos gamma.
10. Por los análisis de los registros térmicos y radiactivos determinar el crecimiento vertical de la fractura.

11. Con los datos de los registros de presión durante el bombeo y el subsiguiente cierre del pozo, efectuar los respectivos análisis para determinar el tipo de geometría de la fractura, el coeficiente total de pérdida por filtrado y eficiencia.

2.1.2. Presión de Tratamiento. La presión de tratamiento corresponde a la presión necesaria aplicar en superficie para lograr fracturar la formación. Matemáticamente se expresa como:

$$P_s = P_{fondo} + P_{ft} - P_h \quad (1)$$

En donde:

P_s : Presión de tratamiento (psi)

P_{fondo} : Presión en fondo (necesaria aplicar en el fondo del pozo para fracturar la formación) (psi)

P_{ft} : Fricción desarrollada en las tuberías (psi)

P_h : Presión hidrostática (psi)

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.

2.1.3. Presión de fondo o de extensión de la fractura. La presión de fondo corresponde al valor de presión necesario aplicar en el fondo del pozo para fracturar la formación, se expresa como:

$$P_{fondo} = P_{breakdown} + P_{tortuosidad} + P_{perf} \quad (2)$$

En donde,

$P_{breakdown}$: presión para fracturar la formación obtenida a partir del gradiente de fractura (psi)

$P_{tortuosidad}$: pérdidas de presión por tortuosidad (psi)

$P_{perf.}$: pérdidas de presión a través de las perforaciones (psi)

La presión de breakdown, es la presión para fracturar la formación que se obtiene a partir del gradiente de fractura como se muestra a continuación:

$$P_{breakdown} = g_f * D \quad (3)$$

En donde,

g_f : gradiente de fractura (psi/pie)

D: profundidad de la zona de interes (pies)

De esta manera, la presión de tratamiento se puede expresar como:

$$P_s = g_f * D + P_{tortuosidad} + P_{perf} + P_{ft} - P_h \quad (4)$$

2.1.4. Pérdidas 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 despreciables⁹. Es posible cuantificarlas a partir de la prueba Step Down Test ó de manera analítica como se presenta a continuación:

$$P_{perf} = \left(\frac{\rho_m}{8090} \right) \left(\frac{Q}{A_t} \right)^2 \quad (5)$$

$$A_t = \frac{\pi * d_{perf} * N_{perf}}{4} \quad (6)$$

En 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_t : área total de las perforaciones (pulg²)

d_{perf} : diámetro de las perforaciones (pulg)

N_{perf} : número de perforaciones (adimensional)

Adicionalmente se obtuvo la ecuación 7 para este tipo de pérdidas:

$$P_{Perforados} = \frac{0,2369Q^2 \rho}{\phi_p^4 C_D^2 N^2} \quad (7)$$

Donde:

Q, caudal en Bbl/Día

ρ , Densidad en Lbm/gal

Φ_p , Diámetro de perforaciones en Ft

Cd, Default

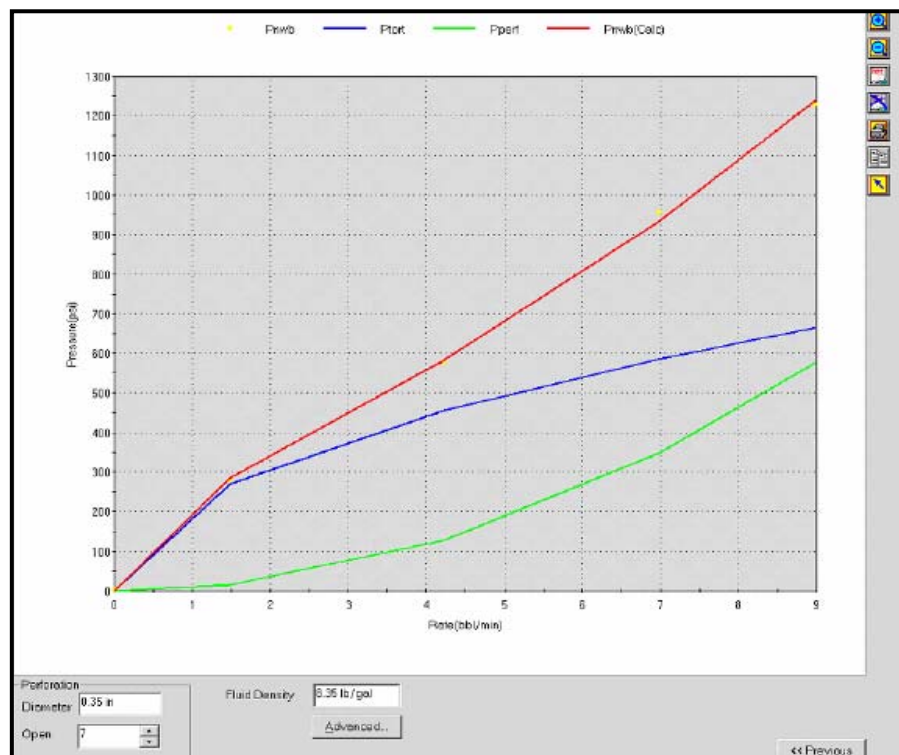
N, Numero de perforaciones.

2.1.5. Pérdidas de presión por tortuosidades. Las pérdidas de presión por tortuosidad ocurren cuando las perforaciones a través de la cuales sale el fluido, no se encuentran orientadas en dirección del plano preferencial de formación de la fractura (dirección del esfuerzo máximo).

Por esta razón el fluido que sale del pozo describe una trayectoria muy interrumpida en donde se presenta una caída de presión hasta llegar al

cuerpo principal de la fractura. La forma más utilizada en la industria para cuantificar las pérdidas de presión por tortuosidad se realizan a partir de la prueba Step Down Test. En la figura 22 se presenta una prueba Step Down Test, en donde la línea azul representa las pérdidas de presión ocasionadas por la tortuosidad.

Figura 22. Prueba Step Down Test en donde se indican las pérdidas de presión por tortuosidad (línea azul).



Fuente: Slb.

2.1.6. 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. La presión hidrostática se define como:

$$P_h = 0.052 * \rho_m * D \quad (8)$$

En donde,

ρ_m : densidad de la mezcla (lb/gal)

D: profundidad de la zona de interés (pies)

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.

2.1.7. Pérdidas de presión por fricción 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 Fanning¹. En la industria es comúnmente utilizada la prueba Step Down Test para cuantificar estas pérdidas. 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.

Uno de los métodos más utilizados en la industria es el método de Babcock² y se expondrá brevemente a continuación. 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,

¹ Craft, Holden And Grales, "well design" Prentice Hall. 1982

² Babcock, Prokop and Kehle. "Distribution of propping agents in vertical fractures" Drilling and production practices. API 1965.

casing ó tubing; el cálculo de las pérdidas por fricción total en las tuberías según Babcock se estiman mediante las siguientes condiciones:

- Sí la velocidad crítica es mayor que la velocidad promedio, corresponde a régimen laminar.
- Sí la velocidad crítica es menor que la velocidad promedio, corresponde a régimen turbulento.

- Circulación a través del casing o tubing

$$V_{prom} = \frac{24.5 * Q}{d_{int}^2} \quad (9)$$

$$V_{crít} = 1.969 \left[\frac{5 * (3470 - 1370 * n) * k'}{\rho_m} \right]^{\frac{1}{2-n}} * \left[\frac{3 * n + 1}{1.27 * d_{int} * n} \right]^{\frac{n}{2-n}} \quad (10)$$

- Para flujo laminar:

$$P_{ft} = \left(\frac{k' * L}{300 * d_{int}} \right) * \left(\frac{0.4 * V_{prom} * 3 * n + 1}{d_{int} * n} \right)^n \quad (11)$$

- Para flujo turbulento:

$$P_{ft} = \left(\frac{(\log n + 2.5) * \rho_m * V_{prom} * L}{4645029 * d_{int}} \right) * \left(\frac{19.36 * k' * \left(\frac{0.4 * V_{prom} * 3 * n + 1}{d_{int} * n} \right)^{\frac{1.4 - \log n}{7}}}{\rho_m * V_{prom}^2} \right) \quad (12)$$

En donde,

P_{ft} : pérdidas de presión por fricción en el tubing o en el casing (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)

n: índice de comportamiento del fluido (adimensional)

K: índice de consistencia del fluido (lbf.segn/100ft²)

ρ_m : densidad de la mezcla (lb/ft³)

Como una forma análoga de calcular estas pérdidas se obtienen las siguientes formulas:

$$P_{pipe} = \frac{0.00378Q^3 \rho^2 L}{\mu \Phi^3} \quad (13)$$

Donde:

Q, caudal en Bbl/Dia

ρ , Densidad en Lbm/gal

Φ , Diámetro interno en Ft

L, Longitud en Ft

μ , Viscosidad en Centipoise.

2.1.8. 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. Este parámetro depende de la tasa de bombeo y la presión de tratamiento en superficie como se presenta a continuación:

$$HHP = \frac{P_s * Q}{40.8} \quad (14)$$

En donde:

HHP = potencia hidráulica (hp)

P_s : presión de tratamiento (psi)

Q : tasa de inyección (bbl/min)

Como factor de seguridad en la determinación de la potencia requerida en la operación es necesario realizar dos correcciones al valor obtenido con la ecuación 14 debido a la eficiencia de la bomba y bombas de respaldo.

Eficiencia de las bombas. Las bombas son equipos que no tienen eficiencia del 100%. La eficiencia de las bombas en operaciones de fracturamiento hidráulico se considera por el orden del 75%, de ésta manera la potencia hidráulica corregida se expresa de la forma:

$$(HHP)_e = 1.25 * HHP \quad (15)$$

En donde,

$(HHP)_e$: potencia hidráulica considerando eficiencia de la bomba (hp)

HHP : potencia hidráulica (hp)

Bombas de respaldo. La corrección por bombas de respaldo tiene como objetivo considerar el caso que alguna de las bombas que se encuentre operando sufra algún tipo de daño que ocasione el retiro del equipo de la operación y por ello sea necesario tener una de respaldo. La corrección se expresa a continuación:

$$(HHP)_b = 1.15 * HHP \quad (16)$$

En donde,

$(HHP)_b$: potencia hidráulica considerando bombas de respaldo (hp)

HHP : potencia hidráulica (hp)

Considerando las dos correcciones,

$$(HHP)_{e,b} = 1.4 * HHP \quad (17)$$

En donde:

$(HHP)_{e,b}$: potencia hidráulica considerando eficiencia de la bomba y bombas de respaldo (hp)

HHP : potencia hidráulica (hp)

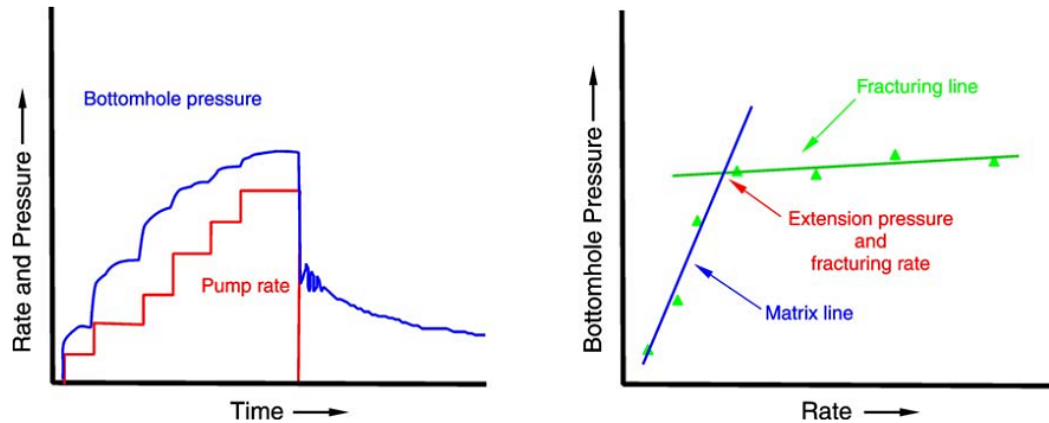
2.1.9. Step Rate Test (SRT). La razón más importante para realizar un step rate test es para obtener un límite superior para una presión de cierre de la fractura, lo cual es denominado como presión de extensión de la fractura.

En la prueba de inyectividad (Step Rate Test) se debe utilizar un fluido no compresible (Ej. Crudo muerto, tratamiento orgánico) para determinar el valor de extensión de fractura (Fracture Extension Pressure), normalmente asumido como presión de fractura. Es importante que la prueba se realice con tiempo de bombeo constantes en cada etapa e iniciar con 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 en 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 utilizado y especialmente calidad del cálculo de presión de fondo (BHP) de cada intervalo.

Figura 23. Ejemplo típico de un SRT (step rate test)



Fuente: SPE 98098

En la prueba de inyectividad de Step Rate Test debemos partir de una presión, un caudal y un tiempo, los cuales son denotados por el minifrac. Inicialmente observamos en la figura 23 el comportamiento de la presión y la tasa vs tiempo, la tasa muestra una tendencia en forma de escalera mientras la presión toma una forma de escalera pero no lineal. Nótese que los valores de presión y caudal tienen el mismo valor de tiempo. Esta gráfica muestra un comportamiento ideal, pero en la realidad se presentan perturbaciones que aunque no afectan los valores obtenidos con respecto al tiempo, si permite observar mayores cambios en los valores de presión, con el caudal las variaciones respecto a la idealidad son menores, es decir se va a obtener de igual forma la escalera.

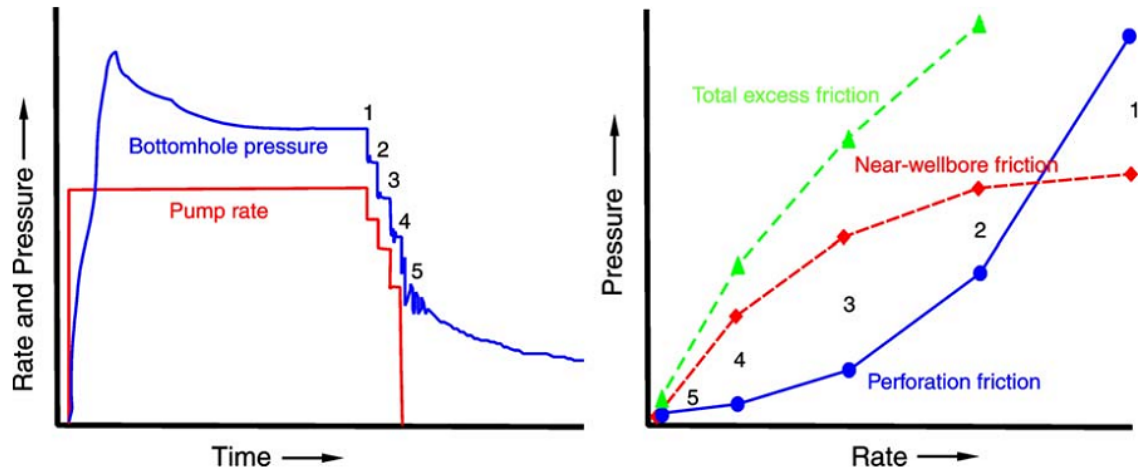
En esta figura 23 también se ve un análisis de la presión (Bottomhole pressure) vs tasa, es esta la que nos brinda los datos con los cuales

podemos hallar la presión de extensión de fractura, la presión de cierre y presión de yacimiento pero no de una manera directa, por lo cual se debe trazar dos tangentes y una horizontal que unan los puntos tomados a partir de la gráfica anterior, la tangente con mayor ángulo al cortar con el eje Y va a estimar el valor de la presión de yacimiento, la tangente de menor ángulo al cortar con el eje, da el valor de la presión de cierre y en el punto de corte de las dos tangentes se traza una horizontal la cual corta al eje Y, arrojando el valor de la presión de extensión de fractura.

2.1.10. Step Down Test (SDT). Step Down Test (SDT). Se recomienda hacer 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 de minifrac. Utilizar la opción de cálculo de fricciones de FractProPT (pantalla F-8) para cálculo de fricciones de fondo (perforaciones y tortuosidad).

Desplazar con un fluido lineal (MY-T-OIL B Lineal) hasta pasar perforaciones para garantizar homogeneidad de las propiedades de fricción del fluido desde los perforaciones hasta superficie. La función del SDT es determinar fricciones de fondo (perforado y tortuosidad).

Figura 24. Ejemplo típico de un SDT (step down test)



Fuente: SPE 98098

El Step Down Test es una prueba que visualmente se asemeja a la Step Rate Test, pero la diferencia es que esta no asciende sino por el contrario descende. En la gráfica de presión y tasa Vs. tiempo, la presión y la tasa tienen un comportamiento en forma de escalera, pero las variaciones de estas son grandes para intervalos de tiempo pequeños y a su vez los valores de la presión son mayores con respecto a los de la tasa.

La gráfica presión (Bottomhole pressure) Vs. tasa requiere que se asemeje una tendencia de los valores hallados con un comportamiento ya establecido, para lo cual se tiene en cuenta las pérdidas por fricción en la perforación, pérdidas por fricción cerca al wellbore (tortuosidad) y pérdidas por fricción en la tubería. Al elaborar la representación de presión vs. tasa se observa un estilo el cual se lleva a él ya establecido para comparar con cual es similar, y así determinar las pérdidas presentadas en el yacimiento.

2.2. NUMERO DE PROPANTE³

La clave para la formulación de un problema técnico de optimización significativa debe comprender que la penetración de fractura y la conductividad de fractura sin dimensiones (por la anchura) compitan por el mismo recurso: *el volumen de propante*. Una vez que el yacimiento, las propiedades y la cantidad de propante son fijados, se tiene que hacer el compromiso óptimo entre la anchura y la longitud. El volumen disponible apoyado pone una coacción sobre los dos números sin dimensiones. Para manejar la coacción fácilmente, se introduce el número de propante sin dimensiones:

$$N_{prop} = I_x^2 C_{fD} \quad (18)$$

El número de propante definido arriba es solamente una combinación de otros dos parámetros sin dimensiones: proporción de penetración y conductividad de fractura los dos también sin dimensiones. Substituyendo la definición de la proporción de penetración y la conductividad de fractura sin dimensiones en la Ecuación 18, obtenemos

$$N_{prop} = \frac{4k_f x_f w}{kx_e^2} = \frac{4k_f x_f wh}{kx_e^2 h} = \frac{2k_f}{k} \frac{V_{prop}}{V_{res}} \quad (19)$$

Donde:

N_{prop} es el número de propante, sin dimensiones;

K_f es la permeabilidad efectiva del propante eficaz, md;

k es la permeabilidad de formación, md;

³ Michael Economides, Peter Valkó. Unified fracture design.

V_{prop} es el volumen de propante (dos alas, incluyendo el espacio vacío entre los granos de propante), ft³;

V_{res} es el volumen de drenaje (p. ej., el área de drenaje multiplicada por el espesor neto), ft³. (Desde luego, cualquier otra unidad coherente puede ser usada, porque el número de propante implica sólo la razón de permeabilidades y la proporción de volúmenes.)

La ecuación 19 claramente muestra el significado del número de propante, lo cual es el factor entre la relación del volumen de propante en la fractura y el volumen de yacimiento, con el factor que resulta de la relación entre el contraste de permeabilidad de formación y la del propante. Hay que tener en cuenta que sólo el propante que alcanza la capa de interés es incluido el volumen propante. Si, por ejemplo, la altura de fractura es tres veces el grosor de espesor neto, entonces V_{prop} puede ser estimado como el volumen de propante inyectado dividido por tres.

El número de propante sin dimensiones, N_{prop} , es el parámetro más importante en el diseño de fractura unificado.

2.3. MODELOS 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 Zeltov⁴ con posteriores contribuciones de Geertsma y de Klerk⁵ (1969; modelo KGD), y el modelo Perkins y Kern (1961) modificado posteriormente por Nordgren

⁴ Khristianovic, S. A. and Zheltov, Y. P.: "Formation of Vertical Fractures by Means of Highly Viscous Fluids" *Proc.*, Fourth World Pet. Cong., Rome (1955) II, 579.

⁵ Geertsma, J. and de Klerk, F.: "A Rapid Method of Predicting Width and Extent of Hydraulically Induced Fractures" *JPT* (Dec. 1969) 1571-81; *Trans.*, AIME, 246.

(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.

En 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.

La utilización 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.

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; en otras palabras, el modelo aplica las suposiciones de un plano de resistencia y un plano de referencia vertical, normal a la dirección de propagación 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 18 muestra el ancho máximo w_o de la elipse formada por el modelo PK.

$$W_o = \frac{2 * h_f * P_n}{E} \quad (20)$$

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:

$$\frac{dP_n}{d_x} = \frac{4 * \mu * q_i}{\pi * w_o^3 * h_f} \quad (21)$$

Combinando la ecuación 20 y 21 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:

$$w_o(x) = w_{w,o} * \left[1 - \frac{x}{x_f} \right]^{1/4} \quad (22)$$

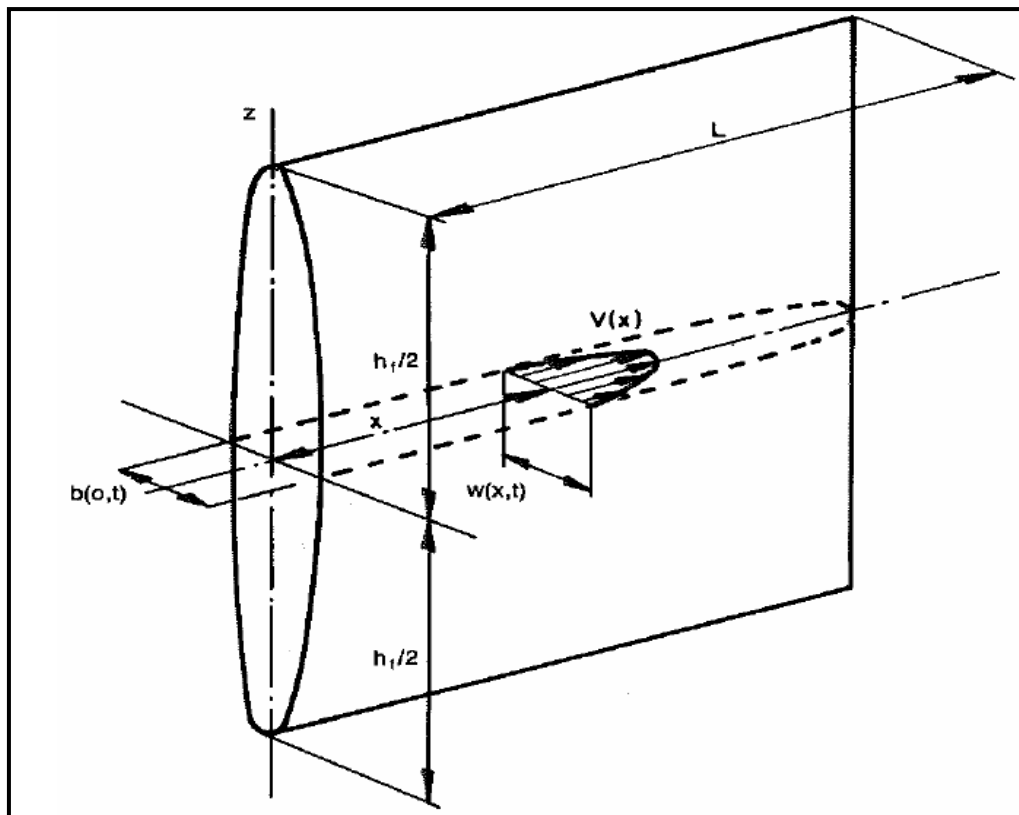
Donde el ancho máximo de la elipse en la pared del pozo (Ver figura 25) está dada por:

$$w_o = 9.15^{\frac{1}{2n+2}} * 3.98^{\frac{n}{2n+2}} \left[\frac{1+2.14n}{n} \right]^{\frac{n}{2n+2}} * K^{\frac{1}{2n+2}} \left(\frac{q_i^n h_f^{1-n} x_f}{E'} \right)^{\frac{1}{2n+2}} \quad (23)$$

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

$$w_o = 3.57 * \left(\frac{\mu * q_i * x_f}{E} \right)^{\frac{1}{4}} \quad (24)$$

Figura 25. Geometría de la fractura según Perkins-Kern (PK)



Fuente: Perkins, T. K. Jr. and Kern, L. R.: "Widths of Hydraulic Fractures," *JPT* (Sept. 1961) 937-49; *Trans.*, AIME, 222.

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 24 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 :

$$\bar{w} = \gamma * w_o \quad (25)$$

Donde:

$$\gamma = \frac{\pi}{4} * \frac{4}{5} = \frac{\pi}{5} = 0.628 \quad (26)$$

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 ecuación 24 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).

$$w_o = 3.27 * \left(\frac{\mu * q_i * x_f}{E} \right)^{1/4} \quad (27)$$

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.

2.4. OTROS

Diseño de fractura óptima. Un diseño de fractura se ha puesto delante es el de una respuesta correcta para una realización optima? como saberlo? hay demasiado, demasiado poco, o la cantidad correcta de Propante? Es la fuerza correcta de Propante para la presión de cierre esperado? El fluido escogido tiene bastante viscosidad para dar la altura deseada o la longitud. La meta de esta hoja informativa es dar las características propias del diseño de tratamiento de fractura. Dos condiciones necesitan ser definidas para este fortalecimiento. El primero es la conductividad adimensional de la fractura y el segundo es pliegues de aumento.

Conductividad de la fractura adimensional. Conductividad de la fractura adimensional (F_{cd}), está definido como la conductividad de la fractura dividido por la permeabilidad del reservorio, por un tiempo de fractura de longitud media. Esta proporciona un significado de la cantidad de optimización de la conductividad en una fractura para variar la permeabilidad y la longitud de la fractura.

$$F_{cd} = \frac{K_f * w}{k * x_f} \quad (28)$$

Esto puede ser mostrado matemáticamente por condiciones de estado pseudoradial y pseudoestático. El valor óptimo para que existan pozos productivos debe tener un F_{cd} cercano a 2. Para una cantidad dada de Propante, dos tipos de fracturas pueden ser generadas, una fractura gruesa y corta se genera con valores altos de K_{fw} , o una larga y estrecha puede ser creada con valores pequeños de K_{fw} . Los fracpacks en zonas de permeabilidades altas ($> 1\text{md}$), intervienen a las fracturas gruesas y cortas con un alto K_{fw} , y en zonas de permeabilidades bajas ($< 1\text{md}$), a las largas y de baja conductividad de fractura.

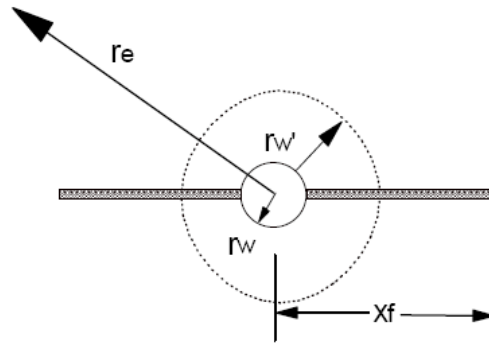
Cuál es el incremento de los pliegues?. El incremento de los pliegues – FOI está relacionado a el índice de productividad – IP en un radio de fractura versus producción natural. El FOI es calculado determinando la tasa de flujo antes y después de un tratamiento de estimulación de fractura o $FOI = Q_f / Q_{nat}$

$$FOI = \frac{\ln(r_e / r_w)}{\ln(r_e / r_w') + s} \quad (29)$$

Donde r_e es el radio de drenaje, r_w es el radio del wellbore, “s” es el daño antes de la fractura, y r_w' es el radio equivalente del wellbore. Los valores de

FOI pueden ser de 1, significando una estimulación nula , para valores mayores de 10 quiere decir que son yacimientos que están muy estimulados.

Figura 26. Radio de wellbore equivalente



Fuente: NSI Frac TIP Fcd

3. VALIDACION DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

3.1. INDICE 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 de 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).

3.1.1. 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 está definido como la relación entre la razón de flujo y la caída de presión de yacimiento⁶.

$$IP = J = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf}} \left[\frac{bbl}{d * \left(\frac{lb}{in^2} \right)} \right] \quad (30)$$

⁶ NIND T., E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. Trent University, Ontario Canadá. 1987.

Donde:

J, es el índice de productividad

q, es la razón de flujo en el pozo

\bar{P}_R , es la presión media del yacimiento

P_{wf} , es la presión en el fondo del pozo mientras esta fluyendo.

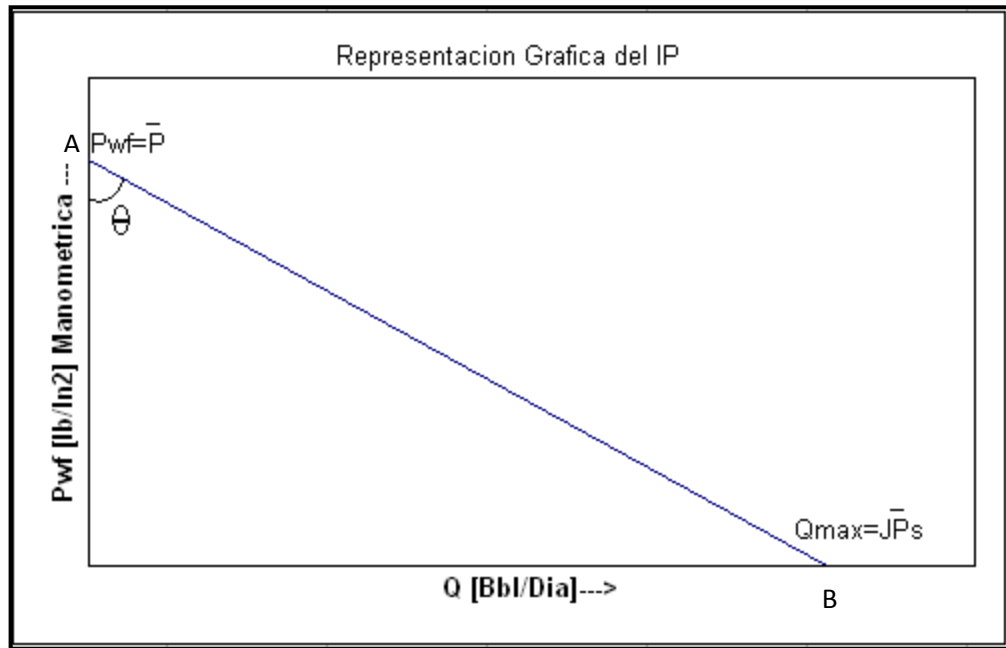
Si resolvemos esta ecuación para P_{wf} en términos de q se puede ver que una gráfica de P_{wf} Vs. Q en coordenadas cartesianas resulta en una línea recta con una pendiente de $-1/J$, como sigue:

$$P_{wf} = \bar{P}_R - \frac{q}{J} \quad (31)$$

El hecho que la ecuación anterior pueda ser descrita por una línea recta como la de la gráfica de la figura 27 se debe a 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 gráfica de la figura 27 deja de ser una línea recta para tornarse de forma curvada, como se podrá ver más adelante.

(Ver siguiente figura).

Figura 27. 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 está 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:

$$J = \frac{q}{\bar{P} - P_{wf}} = \frac{0.007082 K_o h}{B_o \mu_o \left[\ln\left(0.472 \frac{r_e}{r_w}\right) + S \right]} \quad (32)$$

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 medida del yacimiento está 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 27.

Si la caída de 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 sigue⁷:

$$q = \frac{Kh(\bar{p} - p_{wf})}{162.6B_o\mu_o \left[\log\left(\frac{Kt}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3.23 + 0.87S \right]} \quad (33)$$

Si analizamos un poco la ecuación anterior 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.

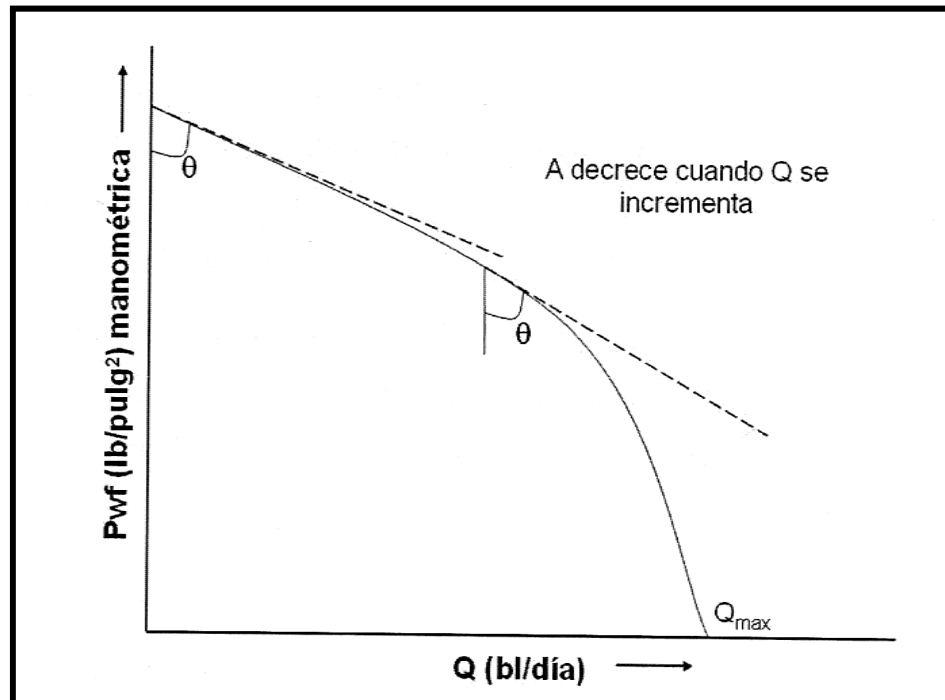
Si la gráfica de la figura 27, el valor de q en el punto B, es decir $J\bar{P}_R$, se llama potencial del pozo y en adelante se representara con el símbolo de q_{max} . Este q_{max} se refiere al gasto de producción máximo al cual la formación puede entregar líquido al pozo y esto se presentará cuando la presión de

⁷ Well performance manual. 1993.

fondo es la atmosférica. Es necesario tener clara esta definición de q_{\max} debido a que se utilizará más adelante.

3.1.2. 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 burbuja debe esperarse que J deje de ser 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 28.⁸

Figura 28. Relación del comportamiento del flujo de entrada (IPR)



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

⁸ NIND T., Op. Cit. 74, 75.

Con el fin de describir el comportamiento de 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 en una prueba de presión. Una de las consideraciones importantes que se hacen en estos métodos es que la presión media del yacimiento, se asume constante.

3.1.3 Método de Vogel⁹. Vogel desarrollo 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 utilizado 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 construyo una gráfica (figura 29) para el IPR de presiones adimensionales Vs. Razones de flujo adimensionales. La presión adimensional está definida como la razón entre la presión de fondo fluyendo y la razón promedio del yacimiento, $\frac{P_{wf}}{P_R}$. La razón o tasa de flujo adimensional está definida como la razón entre la tasa de flujo a un valor de P_{wf} dado que q_{max} que se refiere a las tasas de flujo a la cual P_{wf} es cero. Luego de construir esta gráfica, Vogel llego a la siguiente ecuación:

$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \quad (34)$$

⁹ DALE BEGGS, Op, cit., o, 21-26

Figura 29. Gráfica de Vogel para FE = 1



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

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

$$\frac{q}{q_{\max}} = 1 - \frac{P_{wf}}{P_R} \quad (35)$$

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_i/q'_{\max} , donde $q_i = q + q_w$.

Vogel en su artículo original solo consideró 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 $P_{wf} < P_b$.

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, para calcular valores de P_{wf} y los valores de q_{\max} correspondientes a la ecuación anterior. Estos datos también se pueden obtener utilizando la figura 35.

Yacimientos subsaturados con factor de daño cero. En este tipo de yacimientos se puede 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 de del punto de burbuja. Considerando el primer caso, para cuando la presión de fondo fluyendo por encima del punto de burbuja se puede calcular J utilizando una prueba de presión en la ecuación 28, luego se calcula q_b remplazando J y la prueba de presión en la siguiente ecuación:

$$J = \frac{q}{\bar{P}_R - P_b + \frac{P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]} \quad (36)$$

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 remplazan en la ecuación 34. El IPR para valores de $P_{wf} \geq P_b$ es lineal.

$$q = q_b + \frac{JP_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (37)$$

Considerando ahora un segundo caso, para cuando la presión de fondo fluyendo está 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 36 y el de q_b utilizando la siguiente ecuación:

$$q_b = J \left(\bar{P}_R - P_b \right) \quad (38)$$

Luego de haber calculado J y q_b , para desarrollar el IPR para valores de $P_{wf} \leq P_b$, se utiliza la ecuación 37. El IPR para valores de $P_{wf} \geq P_b$ es lineal y puede ser calculado utilizando la ecuación 30.

Ahora bien, Standing realizo 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 a uno, es decir para cuando la formación presente daño o este estimulada. La eficiencia de flujo esta definida como¹⁰:

$$FE = \frac{\bar{P} - P'_{wf}}{\bar{P} - P_{wf}} \quad (39)$$

$P'_{wf} = P_{wf} + \Delta P_s$ 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 dfinido como:

¹⁰ BROWM, K. B.; BEGGS, H. D. The technology of artificial lift methods. Tulsa Oklahoma 1977

$$\Delta P_s = S \frac{q\mu}{2\pi Kh} \quad (40)$$

Donde;

$S \geq 0$ Cuando la formación está dañada

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

$S \leq 0$ Cuando la formación esta estimulada

Yacimientos saturados con un factor de daño diferente de cero¹¹. Utilizando el análisis previo sobre eficiencia de flujo, Standing rescribió la ecuación de Vogel para un yacimiento saturado con una $EF \neq 1$ como es mostrado:

$$\frac{q}{q_{(\max)FE=1}} = 1 - 0.2 \left[\frac{P'_{wf}}{P_b} \right] - 0.8 \left(\frac{P'_{wf}}{P_R} \right)^2 \quad (41)$$

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

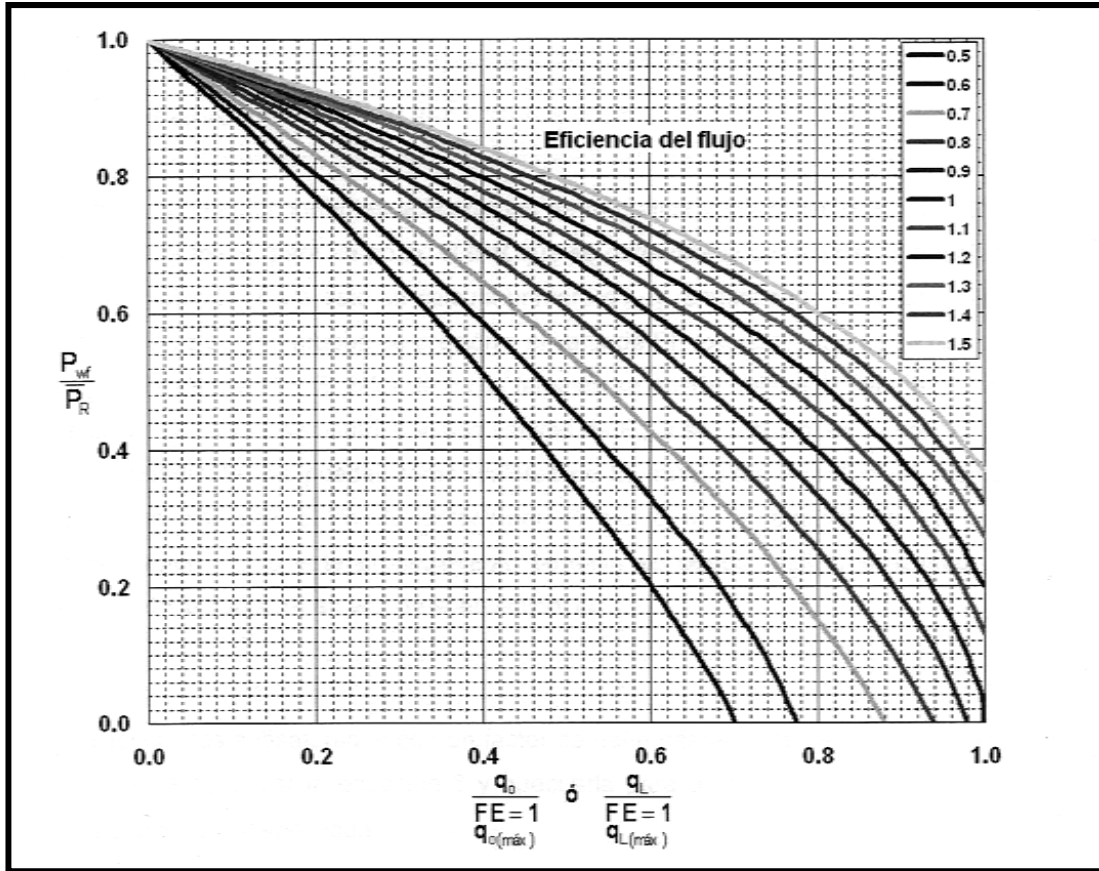
La siguiente ecuación muestra la relación de P_{wf} , P'_{wf} y EF :

$$\frac{P'_{wf}}{\bar{P}_R} = 1 - EF + EF \left[\frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right] \quad (42)$$

Utilizando las ecuaciones 41 y 42 Standing construyó la gráfica 30, la cual muéstralas curvas IPR para eficiencias de flujo entre 0,5 y 1,5:

¹¹ DALE BEGGS, Op. Cit., p. 26-30

Figura 30. Gráfica de Vogel para varias eficiencias de flujo



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

La ecuación que describe esta gráfica se puede deducir combinando las ecuaciones 41 y 42 y nos da como resultado lo siguiente:

$$\frac{q}{q_{(\text{máx})FE=1}} = 1.8(EF) \left[1 - \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right] - 0.8(EF)^2 \left(1 - \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right) \quad (43)$$

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

$$q_{\text{máx}} = q_{(\text{máx})FE=1} (0.624 + 0.376EF) \quad (44)$$

Una de las más importantes aplicaciones de la gráfica y la ecuación de Standing es la de predecir, para un pozo, el IPR que se obtendrían si se le hicieran trabajos de estimulación. Para esto se calcula primero el $q'_{EF=1}$ reemplazando en la ecuación 43 los datos de una prueba de presión y el valor de EF existente cuando se realizó la prueba de presión. El valor de $q'_{EF=1}$ también se puede obtener de la gráfica 30. Ahora se asumen varios valores de P_{wf} y se calculan los valores correspondientes. Se pueden tomar valores de EF más 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 gráfica de la figura 30 en vez de la ecuación 43.

Yacimientos subsaturados con un factor de daño diferente de cero. Ahora bien, es posible modificar la ecuación 37 y adecuarla para un yacimiento subsaturado con una $EF \neq 1$ como se muestra a continuación:

$$q = J \left(\bar{P}_R - P_b \right) + \frac{JP_b}{1.8} \left[1.8 \left[1 - \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right] \right] - 0.8EF \left(1 - \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right)^2 \quad (45)$$

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 $EF = 1$.

El primer caso, para el cual la presión de fondo fluyendo está por encima del punto de burbuja, lo primero es calcular J reemplazando la prueba de presión en la ecuación 44, para luego desarrollar el IPR para valores de $P_{wf} \leq P_b$ utilizando también la ecuación 44. 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 de la siguiente manera:

$$J_2 = J_1 \left[\frac{(EF)_2}{(EF)_1} \right] \quad (46)$$

Ahora para el segundo paso, en el que la presión de fondo fluyendo está por debajo de la presión de burbuja, se calcula primero J reemplazando la prueba de presión en la ecuación 44, para luego desarrollar el IPR para valores de $P_{wf} \leq P_b$ utilizando también la ecuación 44. El IPR para $P_{wf} \geq P_b$ es lineal. Para nuevos valores de FE se cálculo J con la ecuación 45 y se repite el procedimiento anterior.

3.1.4 Método de Fetkovich. Fetkovich propuso un método para calcular el IPR para pozos de aceite utilizando el mismo tipo de ecuaciones que han sido utilizadas para analizar pozos de gas. Este procedimiento fue verificado por medio del análisis de pruebas de isócronas y pruebas “flow after flor” realizada 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:

$$q = C \left(\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2 \right)^n \quad (47)$$

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 47 para pozos de aceite fue justificada escribiendo la ecuación de la ley de Darcy como sigue:

$$q = \frac{0.007082Kh}{\ln\left(0.472 \frac{r_e}{r_w}\right) + S} \int_{P_{wf}}^{\bar{P}_r} f(p) dp \quad (48)$$

Donde:

$$f(p) = \frac{K_{ro}}{\mu_o \beta_o} \quad (49)$$

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

$$q = C' \int_{P_{wf}}^{P_b} f_1(p) dp + C' \int_{P_b}^{\bar{P}_r} f_2(p) dp \quad (50)$$

Donde

$$C' = \frac{0.007082Kh}{\ln\left(0.472 \frac{r_e}{r_w}\right) + S} \quad (51)$$

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 $P > P_b$, K_{ro} es igual a uno y que P_o y β_o pueden ser considerados constantes para cuando $P = (P_r + P_b)/2$. También se asumió

que para $P \gg P_b$, $f(p)$ puede ser expresado como una función lineal de presión como sigue:

$$f_1(p) = aP + b \quad (52)$$

Sustituyendo esta ecuación en la ecuación 46 e integrando se obtiene:

$$q = C_1 [P_b^2 - P_{wf}^2] + C_2 [\bar{P}_R - P_b] \quad (53)$$

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

$$q = C \left(\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2 \right)^n \quad (54)$$

Una vez se determinan los valores de C y n de las pruebas de presión, se puede utilizar la ecuación 45 para desarrollar una gráfica 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 P_R es conocido.

Una gráfica log-log de $P_R^2 - P_{wf}^2$ Vs. q resultará en una línea recta con una pendiente de n y un intercepto de $q = C$ para un valor de $P_{wf} = P_R$. Una vez se ha determinado n , C también puede ser calculado utilizando cualquier punto sobre la línea.

Existen tres tipos de pruebas de presión que son comúnmente utilizadas en los pozos de gas para determinar los valores de C y n . Estas pruebas también pueden ser utilizadas 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 más práctica.

3.1.5 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 está 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 formará gas libre y la permeabilidad relativa del aceite se reducirá, además si el pozo está 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 más bajos.

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

¹² DALE BEGGS, Op. Cit., p. 15-17

fluir debido a que el espacio ocupado por el gas reduce el área de flujo efectiva para los líquidos. La permeabilidad relativa está 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 más difícil será su flujo y por ende su J será menor. Ahora bien, la viscosidad del aceite, cuando este está 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 está definido como:

$$B_o = \frac{\text{volumen de aceite en yacimiento}}{\text{volumen de aceite estándar}} \quad (55)$$

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

Efectos del mecanismo de empuje. Como ya se consideró, 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.

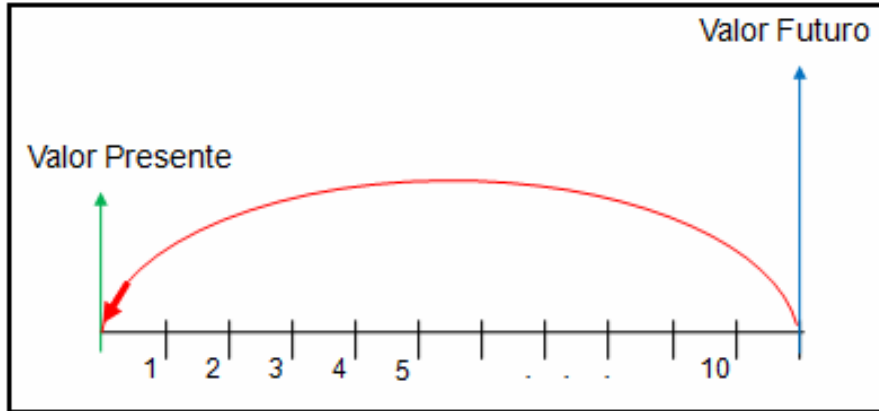
De cualquier forma es importante tener en cuenta que no es posible describir el comportamiento J teniendo en cuenta solo este factor; es necesario tener en cuenta otros factores más influyentes.

3.2. VALOR PRESENTE NETO (VPN)

El Valor Presente Neto (VPN), es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujo de caja futuros. El método consiste en calcular el valor presente del flujo de ingresos que se espera genere el proyecto, menos el costo asociado a llevarlo a cabo y que se asume, se paga al inicio del proyecto. Este método, además, descuenta una determinada tasa o tipo de interés igual para todo el periodo considerado.

Dado el flujo de caja de un proyecto o alternativa de inversión, se define el valor presente como la forma de valorar todos recursos económicos gastados y generados a lo largo de la vida útil de un proyecto y comparar los costos y beneficios actuales con los futuros.

Figura 31. Representación del valor presente neto



Fuente: Manual de matemáticas financieras

Los factores que deben tenerse en cuenta al calcular el valor presente de un proyecto son: la vida útil del proyecto, el flujo de caja, es decir el valor presente de los ingresos y egresos en el tiempo, valor comercial o ingreso que se obtiene al final de la vida útil del proyecto y una tasa de descuento o tasa de oportunidad la cual puede ser constante o variable, ya que en esta tasa está presente de alguna manera, el factor de riesgo y el de liquidez.

La ecuación general para hallar el valor presente neto de un proyecto es igual a:

$$VPN = \sum_{n=0}^N \frac{\text{Flujo.de.caja}}{(1+i)^n} \quad (62)$$

Donde el flujo de caja es igual a la ganancia neta menos los impuestos.

$$\text{Flujo de caja} = \text{Ganancia Neta} - \text{Impuestos} \quad (57)$$

$$\text{Ganancia Neta} = I_n - E_n \quad (58)$$

I_n representa los ingresos y E_n representa los egresos. E_n se toma como valor negativo ya que representa los desembolsos de dinero. N es el número de períodos considerado (el primer período lleva el número 0, no el 1). El valor $I_n - E_n$ indica los flujos de caja estimados de cada período. El tipo de interés es i , que es igual al porcentaje al que está invertido un capital en una unidad de tiempo. Entre menor es la tasa de interés, mayor es el valor presente neto y así, entre mayor es este, más conveniente será el proyecto para inversión. La aceptación o rechazo de un proyecto depende directamente de la tasa de interés que se utilice.

Cuando el valor presente neto es positivo, el proyecto es viable ya que cubre la inversión y genera beneficios adicionales. Cuando el valor presente neto es negativo, el proyecto debe rechazarse ya que los beneficios esperados no cubren la inversión inicial. Cuando el valor presente neto es igual a cero es indiferente aceptar o no el proyecto.

3.3. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

El TIR es un método que considera el valor del dinero en un tiempo y determina la tasa de rendimiento, en el cual el valor presente neto de un proyecto es igual a cero, es decir, la tasa que equilibra el valor presente de los ingresos con el valor presente de los egresos.

El cálculo del TIR se lleva a cabo hallando el interés, en la cual la suma del valor presente de los flujos de caja, es igual a la inversión inicial. La ecuación que representa esto es:

$$0 = -C + \sum_{n=0}^N \frac{\text{Flujo.de.caja}}{(1+i)^n} \quad (59)$$

Donde C = Inversión inicial

La tasa interna de retorno es utilizada con frecuencia en la evaluación de alternativas de inversión. El criterio para la aplicación del TIR en la selección de alternativas es: Si el TIR es mayor que i_0 el proyecto se acepta, si el TIR es menor que i_0 el proyecto se rechaza y si el TIR es igual a i_0 el proyecto es indiferente aceptarlo o rechazarlo; siendo i_0 la tasa de oportunidad del inversionista, que es una tasa netamente personal o individual, que depende exclusivamente de la persona o entidad inversionista y no del flujo de caja de la inversión.

4. INGENIERIA DE CONTROL DE LA OPERACIÓN (QA/QC)

4.1. GENERALIDADES

El módulo QA/QC como sus siglas lo indican Quality Assurance / Quality Control hace referencia a la calidad del control y la certidumbre que se tiene antes, durante, y después de realizar la operación de fracturamiento hidráulico.

Para garantizar la calidad y el control de la operación se hace necesario tener en cuenta una serie de factores determinantes al momento de realizar el trabajo. Estos factores no son otra cosa que la infraestructura, maquinaria, variables operacionales; tales como presiones, caudales, dosificaciones y tiempo. De la misma forma que el recurso humano necesario para hacer los chequeos y las mediciones requeridas por el sistema.

Por otra parte en este módulo se tiene en cuenta y se supervisan las posibles variantes que ocurre entre los cálculos iniciales de consumo de material y lo que en realidad consume la operación.

4.2. MÓDULO QA/QC¹³

Como se mencionó anteriormente el QA/QC funciona como un sistema de calidad que requiere de ciertas especificaciones tanto técnicas como operacionales.

¹³ Informe QA/QC.

A continuación se listan una serie de parámetros a tener en cuenta para el buen desempeño de la operación.

4.2.1. Listas de chequeo. Como primera medida es indispensable hacer una revisión estricta y completa de los equipos y los tanques de almacenamiento así como una revisión del programa de bombeo y la calidad de fluidos.

Equipos y Tanques. Los equipos y tanques son elementos de gran importancia en el proceso de fracturamiento hidráulico, es por esto que se hace necesario una revisión continua y un control absoluto.

Con respecto a los equipos; es necesario que los datos de yacimiento (presión de fondo, permeabilidad, porosidad, temperatura), el diagrama del pozo e inventario del equipo deban estar disponibles por parte del operador. Es indispensable y de gran importancia tener en cuenta la recomendación de la compañía de servicio en cuanto a las especificaciones de los equipos a utilizar en la operación de fracturamiento hidráulico, de igual forma las mallas de arena, gráfica de comportamiento estándar de la operación, etc.

Para un análisis de prueba, agua – ácido es necesario disponer de papel o medidor de PH, termómetro, kit de prueba de hierro, kit de prueba de fosfato, probador de agente reductor, kit de prueba de cloruro, cilindros graduados, bacteria vials, medidor tds, viscosímetro rotacional con calentador, jeringas, mezclador, jarra, hidrómetro, kit de ácido.

A continuación se muestra una lista de rangos con diferentes elementos, esto con el fin de garantizar un fluido óptimo, los cuales son:

Tabla 7. Rango óptimo para agua

	RANGO ÓPTIMO
Hierro	menor de 10 ppm
PH	6 - 8.5
Fosfatos para retornos de estimulación ácida	menor a 500 ppm
Cloruro	menor a 250 ppm
Procedencia	
Análisis microbiológico	Negativo
TDS	menor a 150
Turbidez	menor a 5 ntu
Alcalinidad	menor a 500 ppm
Dureza total	250 ppm
Conductividad	menor a 1 mS/cm

En relación a los tanques, es de vital importancia limpiarlos el día anterior a realizar la operación de fracturamiento hidráulico para evitar contaminantes que pueden llegar a afectar en el fluido base, para esto después de limpiarles se deben aplicar bactericidas u otras sustancias para impedir una contaminación.

Es muy importante estar al tanto del nivel de los tanques, la altura se conoce por medio de un monitoreo que se le hacen a estos, también es trascendental chequear las válvulas en los tanques para verificar que no existan fugas, y en el caso que existan fugas cambiar válvulas, y si estas persisten cambiar el tanque.

Revisión del programa de bombeo. El Supervisor de tratamiento de la compañía de servicio debe estar al tanto del programa de bombeo de arena y fluido en detalle, así mismo estar pendiente de la localización de los aditivos, confirmar que los químicos estén frescos y no vencidos o contaminados.

Dentro de la operación debe haber un mezclador en standby, esto con el fin que después de pasada una hora se hace necesario que este mezclador entre a funcionar. Es de gran importancia tener disponible un indicador de densidad, puesto que se utilizará durante la operación.

Inmediatamente antes de iniciar la operación de fracturamiento hidráulico, se debe especificar si los volúmenes serán registrados como limpios o de lechada. Los volúmenes limpios son volúmenes de fluido sin arena; Volúmenes de lechada son volúmenes mezclados con arena. También se debe verificar si los volúmenes se reportan en barriles o galones.

$$\text{Vol. de lechada (gal)} = \text{Volumen limpio (gal)} + (\text{lb/gal propante} \times C2) \times \text{Volumen limpio (gal)};$$

Donde

$$C2 = 0.12 / G.E \quad (58)$$

$$\text{Vol. de lechada (bbl)} = \text{Volumen limpio (bbl)} + (\text{lb/gal propante} \times C1) \times \text{Volumen limpio (bbl)};$$

(59)

Donde

$$C1 = 0.00276 / G.E \quad (60)$$

Necesariamente se tiene que verificar el volumen de los tanques con el ingeniero de fluidos de la compañía de servicio, informar al coordinador las consecuencias adversas de una pérdida de succión en las bombas. Cuando el nivel de fluido de tanque de fracturamiento desciende bajo la válvula de succión, se airean las bombas ocasionando que las bombas del mezclador pierdan su capacidad de succionar. La densidad de la arena aumenta extremadamente y la tasa tiene que reducirse.

Calidad del fluido y factores de HSE. Siempre se debe hacer que la compañía de servicio confirme sus pruebas para asegurarse de que los valores son correctos, es necesario una verificación de todos los tanques premezclados con aditivos, en caso dado que se esté manejando un gel crosslinkeado, sacar una muestra de cada tanque para lograrlo evaluar. Por ello se debe probar los sistemas de Crosslinkeados y Baker a la temperatura de fondo utilizando un viscosímetro Fann 35 y un baño maría y observar que las líneas de inyección estén ancladas y muy importante que haya una óptima comunicación entre el Blender, la unidad de Hidratación, el transporte ácido y la unidad de bombeo del orgánico con la frac van.

4.2.2 Tablas de QA/QC. Por medio de las tablas con sus respectivas gráficas, es más fácil llegar a dar una conclusión de la situación que se está observando. A continuación se citan las tablas para dar consideraciones acertadas y obtener una buena operación. Entre las tablas que se tienen, están:

- Resumen del tiempo y variables operativas.
- Análisis del fluido base.
- Análisis del gel de fracturamiento.
- Programa de bombeo propuesto.
- Análisis de mallas y propante de fracturamiento.
- Control del tratamiento orgánico.
- Inventario de aditivos químicos y propante.
- Cartas de seguimiento de tanques de fracturamiento.

Resumen de tiempo y variables operativas. En esta tabla se brinda la información sobre el volumen de tratamiento, tiempo de inicio y final de datafrac, Minifrac, así como el primero y último *prepad*. Es muy importante y

por seguridad se debe mantener disponible la fecha y hora de la inyectividad, data frac, frac.

De igual manera el tiempo de trabajo utilizado se debe a la cantidad de propante en la locación y sin olvidar el tiempo de inicio, final del minifrac, así como la duración. Por último, la siguiente tabla se llenará durante la operación. Se presentara solo con las variables más no resultados.

Tabla 8. Variables operativas

Resumen del trabajo			
	PRUEBA DE INYECTIVIDAD	TRATAMIENTO CON PV-L & HCL	STEP RATE TEST
Tasa promedio, BPM			
Presión Promedio, psi			
Tasa Máxima, BPM			
Presión Máxima, psi			
Recap			
	PRUEBA DE INYECTIVIDAD	TRATAMIENTO CON PV-L & HCL	STEP RATE TEST
ISIP psi			
Gradiente de Fractura, psi/ft			
Eficiencia de Fluido [%]			
Propante Total bombeado, lbs			
Total Fluido a recuperar, bbls			

Análisis del fluido base. En esta tabla se hará un análisis, en el cual se manejará un volumen planeado, que simplemente es aquel fluido base obtenido por medio de cálculos o software. También el volumen preparado que es el fluido base necesario para comenzar la operación de fracturamiento hidráulico y el volumen bombeado es el fluido base necesario para realizar la operación de fracturamiento hidráulico.

El PH antes de buffer del alta mantiene un PH acorde al trabajo en la etapa de cambio de gel lineal a gel crosslinkeado, el PH después del buffer de alta, cuando el gel ya está dentro de la fractura, mantiene el PH estable. El tiempo de cierre de vórtice es el momento antes del cual el fluido tiende a tener una caída. La prueba de compatibilidad gel vivo y gel roto contra el crudo de la formación es con el fin de evitar incrustaciones, se maneja estos valores para mantener rangos esto para lograr evitar cualquier complicación.

Análisis de gel de fracturamiento. Esta es una gráfica que se va creando a medida se entran datos en la tabla, cuyos ejes en la gráfica son; en la abscisa están los frac tank y en las ordenadas se encuentran la viscosidad de los geles de 300 – 600 rpm.

En la tabla la primera columna se va a encontrar con el numero de frac tank a utilizar, generalmente son 4, pero eso depende de la compañía. No solo se va a manejar un aditivo si no que se implementan los aditivos necesarios a utilizar en la operación, para obtener una gráfica más generalizada. También se hace necesario una prueba a cada frac tank de viscosidad a 300 – 600 rpm, con esto se obtiene una desviación de la gráfica de viscosidades de cada frac tank.

Programa de bombeo propuesto. En esta tabla en la cual se colocan las etapas de la operación, el tipo de fluido a utilizar en la operación, el volumen limpio en cada etapa en la operación, al igual que el volumen de lechada por etapa; con este volumen de lechada se halla un acumulado el cual estará en las ordenadas de la gráfica.

Es importante también mantener una cantidad de propante por etapas para tener un control de volumen de propante, al igual que la concentración del propante para en caso de una emergencia saber que aditivos deberán ser

adicionados para mejorar su condición. El volumen de propante acumulado es aquel que va en el eje de la abscisa, para así con el volumen de lechada acumulada poder crear una gráfica correspondiente, es bueno un volumen remanente al final de cada etapa para estar al tanto del volumen, sin olvidar el tipo de propante que se va utilizar en cada etapa, y así poder inferir en caso de algún problema. Por último se establece un chequeo del volumen del fluido y del volumen de la arena, por cada etapa correspondientemente.

Análisis de malla. Propante de fracturamiento. En esta tabla se coloca los correspondientes tamaños de malla a utilizar, a estos tamaños se les va a encontrar un porcentaje retenido en varias etapas e igualmente se infiere en las acumulaciones de estos tamaños en la retención por etapas. La gráfica nos proporcionará una idea de las tendencias que conllevan los tamaños de malla respecto a su retención.

De igual manera se coloca el tipo de propante a manejar en la operación de fracturamiento hidráulico, con el detalle de colocar el compartimiento de cada tipo de propante a manejar en la operación.

Tabla del control de tratamiento orgánico. Esta tabla es muy importante debido a que se va a implementar un control de tratamiento orgánico para así evitar contaminación orgánica, el manejo de la pureza de los reactivos se hace presente ya que de unos buenos reactivos se obtendrán mejores resultados, así como el índice de refracción del tratamiento para obtener más valores constantes en las tablas y buscar sus diferentes propiedades, la compatibilidad con el gel vivo y el gel muerto, pues evita incrustaciones.

Inventario de aditivos químicos y propantes. Es un inventario en el cual se obtendrá los tipos de aditivos, estos conllevan un trabajo previo y un

trabajo posterior, al igual que saber cuánto volumen de propante será bombeado.

Para esto se manejarán parámetros como aditivo utilizado, aditivo utilizado en exceso. Así todo estará registrado para que en cualquier momento, se pueda llegar a saber cuál es el aditivo más conveniente. También se encontrará una tabla en la cual estará el número de compartimiento, el tipo de propante, la cantidad de cada tipo de propante, un remante después del trabajo, cual tipo de propante fue utilizado, al igual que se encuentra una gráfica que dará la información de la cantidad y el uso en exceso de cada tipo de aditivo. A simple vista y de manera inmediata se observará cual tipo de aditivo es el más útil.

Carta de seguimiento de tanques de fracturamiento. Esta tabla se hace un seguimiento a los de tanques de fracturamiento, para todas las pruebas a realizar, se manejará un número de tanque y un tipo de fluido. Para la prueba de inyectividad se manejará un volumen de Frac tanks antes del bombeo, al igual que el volumen bombeable, volumen después del bombeo, y esto conlleva a un volumen bombeable. Al igual que se hizo para la prueba de inyectividad así también se hace para la prueba de ácido en inyección a tasa variable es decir a un step rate test.

A continuación se va a describir cómo sería el tratamiento para un pozo:

- Se toma una muestra del agua de cada uno de los tanques de almacenamiento (la cual va a ser utilizada en el armado del fluido SPECTRA FRAC 3500) para realizarle las correspondientes pruebas de calidad. Ver tabla Análisis de Aguas.
- Se realiza la mezcla del fluido SPECTRA FRAC 3500 en el laboratorio de la frac van, según las formulaciones que se realizan.

- Una vez adicionados los Buffers correspondientes, se procedió a medir viscosidades, PH y a preparar el fluido para observar tiempos de vórtex y corona.

Para hacer una composición de 1000 galones de fluido de fractura en la siguiente tabla sería la siguiente:

Tabla 9. Composición de 1000 galones de fluido de fractura

ADITIVO	FUNCION	VOLUMEN
AGUA LOCACION	BASE	1000 GAL
MAGNA CIDE	BIOCIDA	0.05 GPT
CLAY TREAT-3C	INHIBIDOR DEHINCHAMIENTO DE ARCILLAS	2.0 GPT
XLFC	POLIMERO PRE-MEZCLADO EN DIESEL	8.75 GPT
NE-118	SURFACTANTE	2.0 GPT
US-40	SOLVENTE MUTUAL	20 GPT
INFLO-102	AGENTE REDUCTOR DE TENSION INTERFACIAL	1.0 GPT
BF-7L	BUFFER DE ALTA	4.5 GPT
XLW-56/C:15	CROSSLINKER	3.5 GPT
GBW-24	ROMPEDOR OXIDANTE	2.0 PPT
GBW 12 (66:1)	ROMPEDOR ENZIMATICO	5.0 GPT

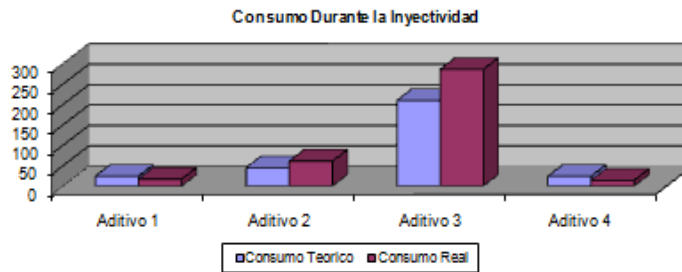
Fuente: QA/QC reporte pozo TENAY 8

4.2.3. Anexos de QA/QC. Como última medida es indispensable hacer una relación entre los cálculos, los cuales estarán dentro de estos anexos que proporcionarán certeza a los resultados. En estos anexos se encontrará una comparación entre consumo teórico vs consumo real, formulación pickling, formulación PV – L & ácido, formulación PV – L & ácido, Backflow pickling.

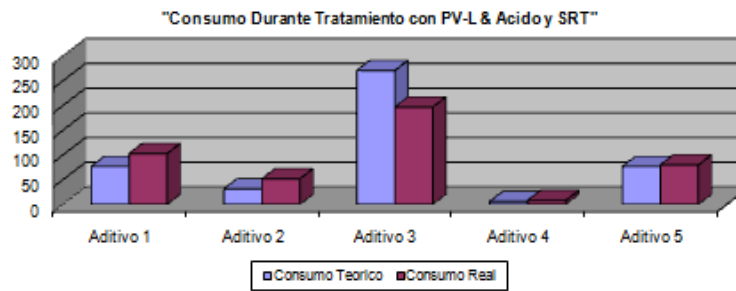
Comparación consumo teórico vs real. En este ítem se hace una comparación entre el consumo teórico, o sea el hallado con formulas contra el consumo real de aditivos que se utilizarán en el fracturamiento hidráulico.

Figura 32. Comparacion consumo teórico Vs real.

Kill Well / Prueba de inyectividad						
	Antes (gal)	Despues (gal)	Tasa (gpm)	Teorico (gal)	Real (gal)	Exceso (%)
Aditivo 1	1333	1316	1,5	24	17	-29,2%
Aditivo 2	193	132	0,5	45	61	35,6%
Aditivo 3	2184	1898	5	210	286	36,2%
Aditivo 4	1359	1345	1,5	24	14	-41,7%



Tratamiento con PV-L & Ácido y SRT.						
	Antes (gal)	Despues (gal)	Tasa (gpm)	Teorico (gal)	Real (gal)	Exceso (%)
Aditivo 1	1316	1213	1,5	77	103	34,0%
Aditivo 2	303	251	0,5	32	52	65,1%
Aditivo 3	1898	1701	5	271	197	-27,3%
Aditivo 4	110	102	2	6	8	36,1%
Aditivo 5	1359	1279	1,5	77	80	4,1%



Las tablas muestran las respectivas gráficas anteriores, donde hay una comparación de consumo teórico versus consumo real. En la primer tabla donde se deben colocar los aditivos para analizar con una prueba de inyectividad antes y después, con sus respectivas tasas y así obtener el consumo teórico y real durante la inyectividad.

Igualmente se sigue el mismo proceso con la siguiente tabla de tratamiento de ácido y step rate test, ya que se busca el tratamiento antes y después, así como su caudal. Con esto se encontrará un consumo teórico y uno real.

Formato picking. En este formato se cuenta con unas variables operativas las cuales se enumeran a continuación:

- Q de bombeo promedio (bpm).
- Presión máxima permisible (psi).
- Máxima p de circulación.
- Tiempo de bombeo.
- Volumen de ácido preparado.
- Volumen de backflow ácido.
- PH inicial / PH final de backflow.
- Soda caustica adicionada.

De igual manera de acuerdo al aditivo utilizado se encontrará la concentración de ellos, habrá una secuencia de bombeo donde dependiendo del fluido se encontrara el caudal promedio de bombeo y la presión promedio de inyección. Por último un inventario donde se encontrará el tanque con su respectivo fluido e igual, con su respectivo volumen.

Formulación PV – L & ácido. Es esta tabla que proporciona información de fluidos. En el primer caso donde son sistemas con su respectiva función, al igual que su concentración, cantidad mezclada y cantidad utilizada. Los aditivos, su función y concentración al igual que el sistema serán hallados, y una secuencia de bombeo donde dependerá del fluido a utilizar con un caudal promedio y una presión promedio de inyección, volumen diseñado y un volumen bombeado.

Por último tenemos un inventario en el cual los respectivos tanques, con su volumen inicial, volumen final y el gastado así como el fluido a manejar durante la operación de fracturamiento hidráulico.

Backflow pickling. En esta tabla se encontrarán cuatro gráficas, en las tablas están las fechas de toma de muestra, la hora, el tiempo acumulado, PH, Fe sol, SO_4 , bario, calcio, alcalinidad CaCO_3 , Cl, con estos valores se realizaran las gráficas correspondientes. En la primera gráfica PH y Fe versus tiempo acumulado, la segunda gráfica es PH y calcio versus tiempo acumulado, en la tercera gráfica el PH y cloro versus tiempo acumulado y por último la gráfica de PH y SO_4 versus tiempo acumulado.

5. CONSTRUCCIÓN DE LA APLICACIÓN COMPUTACIONAL

El objetivo de la construcción de esta aplicación, es obtener las condiciones y variables operacionales más seguras para el pre diseño de el desarrollo de fracturamiento hidráulico realizados por la Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL. Entendiendo por variables operacionales, las presiones que intervienen en el desarrollo de este tipo de estimulación. De igual forma, que en términos generales se obtiene un panorama, que ayuda a entender al operador el tipo de situación a la cual se está enfrentado.

Las ventajas que se tienen en esta aplicación son el fácil manejo (esto por el tipo de plataforma computacional en el que se elaboró), de igual forma esta aplicación se presenta de forma amigable e interactiva, para poder así acceder fácilmente a los resultados, solo con la introducción de ciertos datos requeridos por la misma.

Este tipo de herramienta es muy útil en campo en donde en cada momento se deben tomar decisiones que influyen directamente en las características de los pozos.

5.1. TIPO DE PLATAFORMA COMPUTACIONAL

Microsoft Excel® es un software para el manejo de hojas electrónicas agrupadas en libros para cálculos de casi cualquier índole. Entre muchas otras aplicaciones, es utilizado en el tratamiento estadístico de datos, así como para la presentación gráfica de los mismos. La hoja electrónica Excel es ampliamente conocida, en forma generalizada, por profesionales y estudiantes en proceso de formación, pero hay una gran cantidad de

usuarios que no conocen a profundidad su gran potencial y adaptabilidad a los diferentes campos del conocimiento.

Excel® constituye una herramienta computacional muy poderosa. Pese a que existen en el mercado programas computacionales muy sofisticados, tales como MathLab, Mathematica, etc., no están tan disponibles como Excel®, que usualmente forma parte del paquete básico de software instalado en las computadoras que funcionan bajo el sistema Windows® de Microsoft®.

Excel cuenta con una compatibilidad con Visual Basic®, solo una parte del lenguaje, pero permite hacer o resolver los problemas más fácilmente, solo debemos aprender a programarlo. La programación que se emplea en este libro o las estructuras que aparecen son creadas de manera sencilla y dinámica, ya que para manejar la programación de Visual Basic® con Excel® es necesario tener mucha creatividad,

Luego de haber analizado los procedimientos y estudiado las diferentes ecuaciones y correlaciones que se involucran en el pre diseño y diseño de un fracturamiento hidráulico, se describen algunos aspectos y metodologías que se llevaron a cabo para la realización de la aplicación computacional *STIMFRAC*.

STIMFRAC es una herramienta *software* que permite diseñar de manera sencilla y rápida un fracturamiento hidráulico. Mediante la utilización de *STIMFRAC* se puede seleccionar los parámetros de tratamiento (Potencia requerida, pérdidas por fricción, proceso de bombeo, tipo de fluido fracturante, tipo y concentración de material de soporte, etc.) en forma adecuada para así de esta manera proporcionar datos acertados de diseño y

prediseño de fracturamiento. Además se implementó el concepto de numero de propante de los profesores Michael Economídes y Peter Valkó

5.2. METODOLOGÍA DE DESARROLLO DE LA APLICACIÓN

Rapid application development (RAD)¹⁴, es un proceso de desarrollo de software, en inglés: *software development process*, desarrollado inicialmente por James Martin en 1980. El método comprende el desarrollo iterativo, la construcción de prototipos y el uso de utilidades CASE (*Computer Aided Software Engineering*). Tradicionalmente, el desarrollo rápido de aplicaciones tiende a englobar también la usabilidad, utilidad y la rapidez de ejecución.

Las **herramientas CASE** (*Computer Aided Software Engineering*, Ingeniería de Software Asistida por Ordenador) son diversas aplicaciones informáticas destinadas a aumentar la productividad en el desarrollo de software reduciendo el coste de las mismas en términos de tiempo y de dinero. Estas herramientas nos pueden ayudar en todos los aspectos del ciclo de vida de desarrollo del software en tareas como el proceso de realizar un diseño del proyecto, cálculo de costes, implementación de parte del código automáticamente con el diseño dado, compilación automática, documentación o detección de errores entre otras.

Dentro de los objetivos de estas herramientas se pueden encontrar:

1. Mejorar la productividad en el desarrollo y mantenimiento del software.
2. Aumentar la calidad del software.
3. Mejorar el tiempo y coste de desarrollo y mantenimiento de los sistemas informáticos.
4. Mejorar la planificación de un proyecto

¹⁴ www.wikipedia.com

5. Aumentar la biblioteca de conocimiento informático de una empresa ayudando a la búsqueda de soluciones para los requisitos.
6. Automatizar, desarrollo del software, documentación, generación de código, pruebas de errores y gestión del proyecto.
7. Ayuda a la reutilización del software, portabilidad y estandarización de la documentación
8. Gestión global en todas las fases de desarrollo de software con una misma herramienta.
9. Facilitar el uso de las distintas metodologías propias de la ingeniería del software.

Hoy en día esta técnica se suele utilizar para referirse al desarrollo rápido de interfaces gráficas tal como Glade, o IDE's (Entornos de Desarrollo Integrados) de desarrollo completas como DelPHi, Foxpro o Anjuta. Uno de los programas más utilizados para hacer aplicaciones rápidamente es el Visual Basic. Para el caso de la aplicación expuesta en el presente trabajo se eligió como plataforma de desarrollo este IDE. Comenzando con las ideas de Barry Boehm y Scott Shultz, James Martin desarrolló el Rapid Application Development durante los años 1980 en IBM y finalmente lo formalizó publicando un libro en 1991¹⁵.

El desarrollo rápido tiene dos ventajas primarias:

- Velocidad del desarrollo: Los aumentos de la velocidad son debido al uso de la herramienta CASE.
- Calidad: según lo definido por el RAD, es el grado al cual un uso entregado resuelve las necesidades de usuarios así como el grado al cual un sistema entregado tiene costes de mantenimiento bajos. El RAD

¹⁵ www.mit.ed.ls; cursos en línea: curso de ingeniería del software.

aumenta calidad con la implicación del usuario en las etapas del análisis y del diseño.

El RAD tiene dos desventajas primarias:

- Características reducidas.
- Escalabilidad reducida: debido a que el RAD se desarrolló como prototipo.

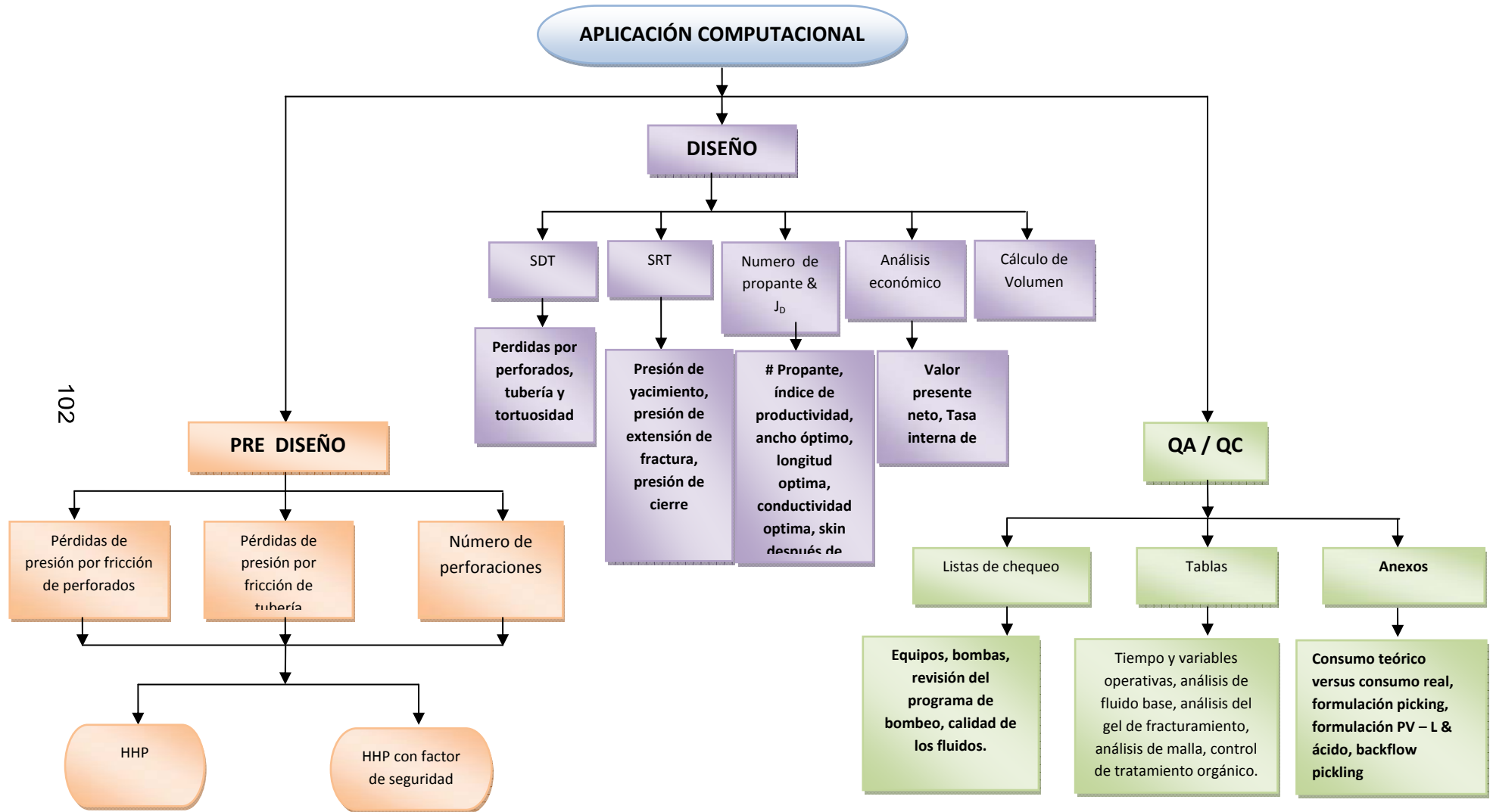
Existen herramientas RAD de diferentes tipos: Multiplataforma, para Escritorio, para Bases de datos y orientadas a la Web. La herramienta está desarrollada para que trabaje en entorno Windows utilizando VBA para EXCEL. La herramienta es portable, ligera y de fácil uso. El nivel de seguridad que maneja es el proporcionado por las Macros de Excel dependiendo de la configuración de Windows.

5.3. DIAGRAMA DE ORGANIZACIÓN GENERAL DE LA APLICACIÓN

La arquitectura del diseño como se presenta en el siguiente diagrama consta de tres secciones (ver

1) Pre diseño: en esta sección podemos deducir las pérdidas de presión por fricción de tubería la cual es inevitable ya que todas las tuberías tienen un coeficiente de fricción cinemática; también las pérdidas de presión por perforaciones son necesarias debido a que se desarrollan en la cara del pozo junto con la tortuosidad; además puede ser el caso en el que no tengamos el número de perforaciones el cual será hallado por medio de las pérdidas de presión por perforación. Con estas pérdidas de presión en tubería y con las pérdidas de presión en perforaciones, o con el número de perforaciones se puede llegar a concluir cuál es el valor de la potencia requerida por las bombas para la operación de fracturamiento hidráulico. Esta potencia se puede hallar de dos formas; con o sin gradiente de fractura.

Figura 33. Diagrama de organización general de la aplicación



102

2) Diseño: en esta sección se estimará en primera instancia el step down test (STD), por medio del cual se hallaran las pérdidas totales de fricción, es decir se puede saber cuáles son las pérdidas de presión por fricción de tubería, pérdidas de presión por fricción en las perforaciones y pérdidas de presión por fricción en las tortuosidad. Dependiendo de los números de perforaciones se tendrá una gráfica que va a ilustrar cómo se comporta las pérdidas por fricción en el pozo. También se hallará la gráfica del step rate test.

El número de propante e índice de productividad adimensional es muy importante porque ayudara a encontrar la longitud optima, el ancho sostenido, factor skin después del tratamiento, índice de productividad adimensional, eficiencia, tiempo de bombeo, tiempo de bombeo de pad, concentración del propante, volumen de pad, gráficas las cuales darán una mejor visión de lo que ocurre durante el desarrollo de el fracturamiento.

Los ejes de estas gráficas son: tasa de inyección de fluido versus tiempo de bombeo, la otra gráfica es ancho de ala fractura versus tiempo de bombeo. Además un análisis económico en el cual se halla el valor presente neto y la tasa interna de retorno para el trabajo de fracturamiento hidráulico que se va a efectuar.

3) Módulo QA/QC: este es el encargado del control de calidad de la operación, del buen funcionamiento antes, durante y después del fracturamiento hidráulico. Así como fue esbozado en el capítulo anterior, este módulo se utiliza para garantizar la calidad y el control de la operación, es necesario tener en cuenta una serie de factores determinantes al momento de realizar la operación, estos factores no son otra cosa que la infraestructura, maquinaria, variables operacionales; tales como presiones, caudales, dosificaciones y tiempo. De la misma forma que el recurso humano

necesario para hacer los chequeos y las mediciones requeridas por el sistema.

Por medio de las tablas con sus respectivas gráficas, es más fácil llegar a dar una conclusión de la situación que se está observando.

Además de los anexos que conllevan a tener una base de datos de la operación, todo esto resumido en el capítulo anterior.

5.4. ESPECIFICACIÓN DE CADA MÓDULO

Como se observó anteriormente la aplicación computacional se dividió en tres partes, a continuación se especificará cada módulo de la siguiente manera, se empezara con el pre diseño, posteriormente con diseño y terminara con QA/QC:

5.4.1 Especificación de cada módulo del pre diseño. En esta sección se hallarán todas las pérdidas de presión por fricción para determinar de esta forma la potencia requerida en la operación de fracturamiento hidráulico.

Pérdidas de presión por fricción de las perforaciones. Es importante tener claro que todas las variables que se encuentren en color verde son valores de entrada de la aplicación, es decir que este se deben ser introducidos; cuando la variable sea de color azul significa que la aplicación computacional lo calcula internamente y todos los valores que se encuentren en color naranja son aquellos que principalmente se quieren obtener.

(Ver figura siguiente).

Figura 34. Gráfica de las pérdidas de presión por fricción de perforaciones de la aplicación computacional

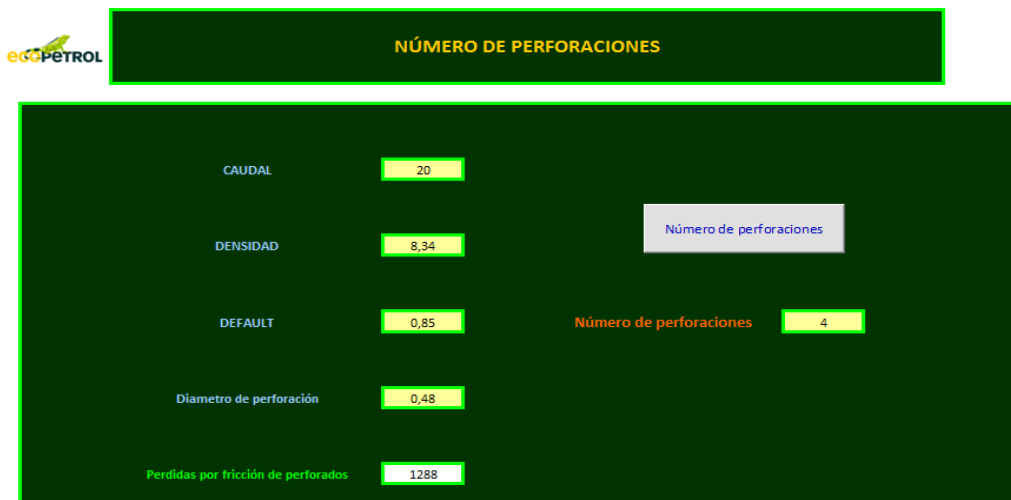
The screenshot shows a software interface with a dark blue header containing the title "PERDIDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN DE LOS PERFORADOS" and the "ecopETROL" logo. Below the header, there are several input fields and a result display. The input fields are: "CAUDAL" with a value of 20 [bpm], "DENSIDAD" with a value of 8,34 [lb/gal], "DEFAULT" with a value of 0,85, "Diametro de perforación" with a value of 0,48 [in], and "Numero de perforaciones" with a value of 4 [ft]. A button labeled "Perd. por fricc. de perfo." is positioned above the result. The result is displayed as "Perdidas por fricción de perforados" with a value of 1288 [Psi].

Variable	Valor	Unidad
CAUDAL	20	[bpm]
DENSIDAD	8,34	[lb/gal]
DEFAULT	0,85	
Diametro de perforación	0,48	[in]
Numero de perforaciones	4	[ft]
Perdidas por fricción de perforados	1288	[Psi]

En este primer módulo, se estiman las pérdidas de presión por fricción en los perforaciones el cual necesita de un valor de entrada de caudal, uno de densidad, un default que lo escoge el ingeniero, siendo este un valor promedio de 0.85, un diámetro de perforación, el número de perforaciones, cada valor con sus respectivas unidades.

Número de perforaciones. Cabe notar que en este módulo los valores de caudal, densidad, default y diámetro de perforación aparecen en color azul, lo cual significa que no deben introducirse de nuevo. Por lo tanto el único valor de entrada que se debe agregar son las pérdidas de presión por fricción de perforaciones. Con este módulo certificamos que el resultado obtenido en el módulo anterior es verdadero, además de brindar al usuario la posibilidad de hallar el número de perforaciones si no se tienen en ese momento.

Figura 35. Gráfica de número de perforaciones de la aplicación computacional



Pérdidas de presión por fricción de tubería. En este tercer módulo el valor del caudal y densidad son hallados internamente por la aplicación computacional, mientras que la longitud de tubería, diámetro interno, viscosidad, son valores de entrada. Se debe tener en cuenta las unidades que se manejan para evitar errores.

Figura 36. Gráfica de las pérdidas de presión por fricción de tubería de la aplicación computacional



Cálculo de potencia requerida teniendo gradiente de fractura. En este módulo, el gradiente de fractura se supone que es un valor de entrada, al igual que el TVD (total vertical depth), es decir la profundidad a la cual se hará el fracturamiento hidráulico. Además se utiliza un factor de seguridad para evitar imprecisiones y se usa un rango de más o menos el 40%. El caudal, la densidad del fluido, las pérdidas de presión por fricción de perforación o lo que es lo mismo pérdidas por de perforaciones y tortuosidad son datos que han sido introducidos internamente.

Figura 37. Gráfica del cálculo de potencia requerida teniendo gradiente de fractura de la aplicación computacional.

ecopETROL **CALCULO DE POTENCIA REQUERIDA TENIENDO G.F.**

Gradiente de Fractura	0,8	[Psi/Ft]	Phidrostatica	529	[Psi]
TVD	12208	[Ft]	Psup	10760	[Psi]
Factor de Seguridad	1,4		BHTP	9766	[Psi]
Caudal	20	[Bbl/Min]	HHP	5274	[HP]
P fricción de Tort /Perf	1288	[Psi]	HHP con factor de seguridad	7384	[HP]
Densidad del fluido	8,34	[Lb/Ft3]			
Pfricción de tubería	235	[Psi]			

Calculo de HHP

Las pérdidas de presión por fricción de tubería se habían hallado en el módulo anterior, la presión hidrostática la calcula la aplicación computacional, así como la presión de superficie y el “*Bottom Hole Total*”

Pressure”. Con esto se logra concluir que valor de potencia necesitarán las bombas para la operación de fracturamiento hidráulico, siempre y cuando se tenga el gradiente de fractura.

Cálculo de potencia requerida sin gradiente de fractura. Para este módulo, el gradiente de fractura no es una variable conocida por lo tanto se hace necesario primero hallar este valor, y posteriormente encontrar la potencia. Solo se van a tener tres datos de entrada que son la presión de superficie, así como la profundidad y el factor de seguridad. El caudal, la densidad, las pérdidas de presión por fricción de perforaciones y las pérdidas de presión por fricción de tubería son datos ya calculados en módulos anteriores.

Figura 38. Gráfica del cálculo de potencia requerida sin tener gradiente de fractura de la aplicación computacional.



La presión hidrostática es hallada internamente por la aplicación computacional así como el “*bottom hole total pressure*”. Con estos valores y otras variables se calcula el gradiente de fractura y posteriormente la potencia requerida por las bombas para fracturar la formación.

5.4.2 Especificaciones de cada módulo del diseño. En esta sección se estiman los valores del diseño de la fractura, en la que se hallarán la presión instantánea de cierre, presión de yacimiento, presión de extensión de la fractura, pérdidas totales de presión por fricción, número de propante, longitud óptima, ancho óptimo, índice de productividad, skin después del tratamiento e incremento de índice de productividad. Adicionalmente se encontrará el volumen de desplazamiento.

Step Down Test (SDT). En la figura 39 se podrá observar que se tienen como valores de entrada la densidad, el default (que por regla de la mano derecha es 0.85), el diámetro de la perforación, la viscosidad, la longitud y el diámetro interno. Se debe partir de una gráfica de inyectividad, la cual proporciona el caudal y la presión a manejar durante la prueba, para lograr de esta manera calcular las pérdidas totales.

Las pérdidas totales son iguales a la suma de las pérdidas de presión por fricción de tubería más las pérdidas de presión por fricción en las perforaciones más las pérdidas de presión por tortuosidad.

(Ver figuras 39 y 40).

Con la figura 41 se logrará encontrar las presiones y caudales a manejar durante la prueba. Vale la pena destacar que la presión y el caudal a utilizar se deben escoger a un mismo tiempo.

Figura 39. Gráfica del step down test de la aplicación computacional (parte superior).



Figura 40. Gráfica del step down test de la aplicación computacional (parte inferior)

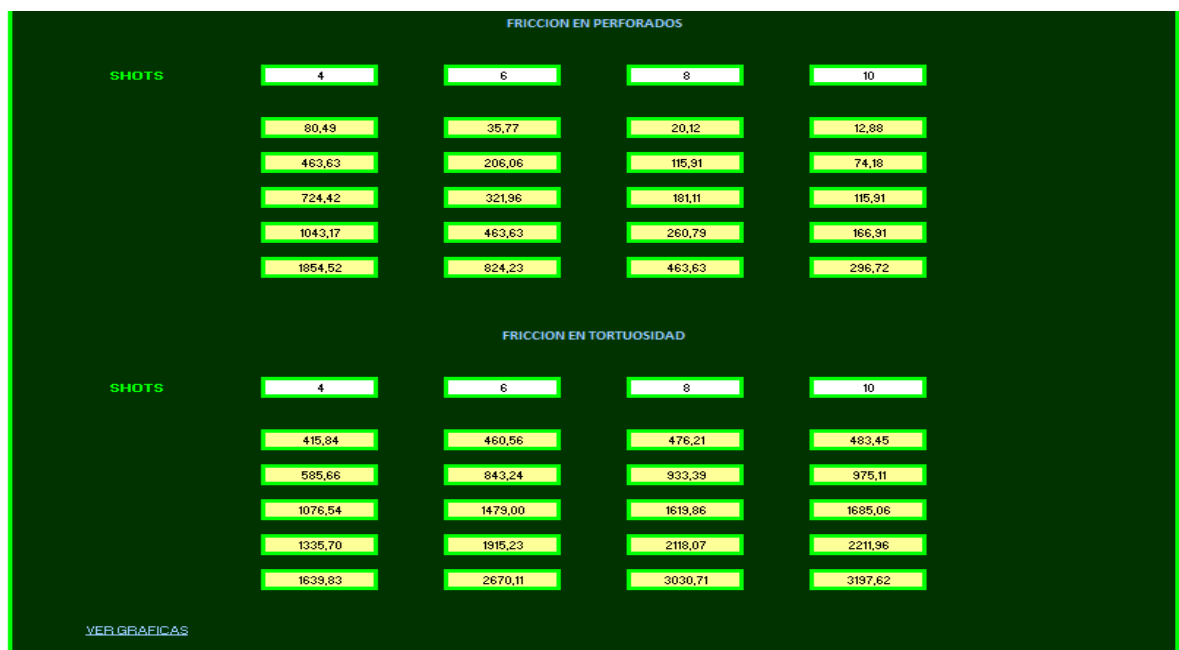
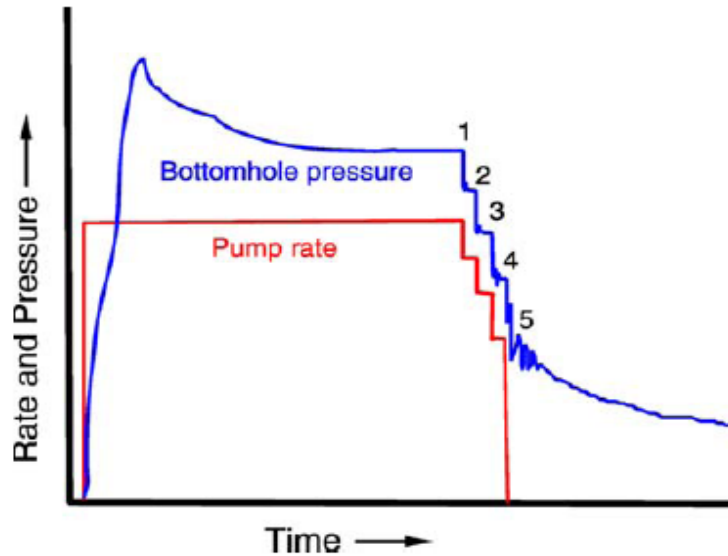


Figura 41. Step down test



Fuente: Spe 98098

Después del minifrac se hace una prueba de inyectividad la cual arroja una gráfica muy similar a la figura 41, generalmente se escogen de 4 a 6 valores de presión y caudal a un mismo tiempo. Estos valores se colocan en el módulo “step down test” como valor de entrada así como se observa en la figura 39, inmediatamente se hallan los deltas de presión y deltas de caudal. Cuando se halle el delta de presión se puede inferir que se hallaron las pérdidas totales de fricción.

El paso siguiente es hallar el valor de cada una de las tres pérdidas (perforación, tortuosidad y tubería). En la casilla de pérdidas de presión por tubería, estas se hallarán con su respectiva fórmula, la cual depende de la viscosidad, el diámetro interno, la longitud, el caudal y la densidad.

En la siguiente casilla se estiman las pérdidas de fricción en el wellbore, donde las pérdidas de fricción en este, equivalen a la suma de las pérdidas de fricción por perforación más las pérdidas de presión por fricción en las tortuosidades. Es decir, estas pérdidas en el wellbore, se hallarán como la

diferencia entre las pérdidas de presión por fricción totales y las pérdidas de presión por fricción de tubería.

El siguiente paso es distribuir el valor de pérdidas en el wellbore, en las pérdidas de presión por fricción tanto en perforación como en la tortuosidad. Lo primero que se hace, es calcular las pérdidas de presión por fricción en las perforaciones con la formula, la cual depende de la densidad, del diámetro de la perforación, un default, el caudal a manejar y algo en particular es que se puede hallar diferentes pérdidas de presión por fricción de perforación a diferentes números de perforaciones.

De igual manera para hallar las pérdidas de presión por fricción en tortuosidades; estas se encuentran con la diferencia entre las pérdidas en el wellbore y las pérdidas de presión por fricción en las perforaciones, teniendo en cuenta que las pérdidas en las perforaciones dependen del número de perforaciones, es decir que las pérdidas en las tortuosidades van a depender de los números de perforación.

Por último se elabora la gráfica 42, la cual va tener como ejes, la presión versus la tasa. Se graficará tres ítems.

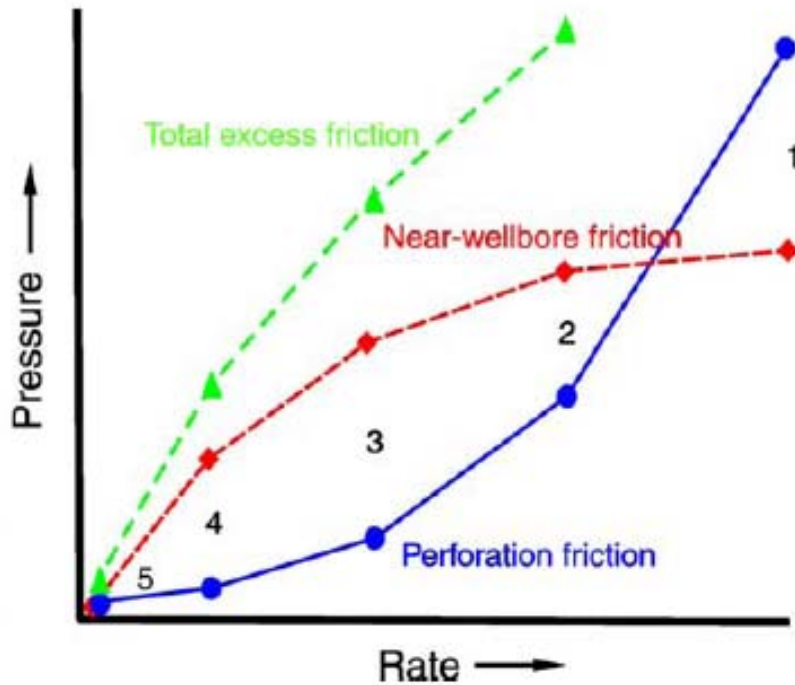
El primero es las pérdidas del wellbore versus el caudal a manejar.

La segunda es la pérdida de presión por fricción de perforación dependiendo el número de perforaciones versus caudal a utilizar, y la pérdida de presión por fricción de tortuosidad dependiendo el número de perforaciones versus caudal a utilizar.

Es importante manejar el mismo número de perforaciones para perforaciones y tortuosidad,

La siguiente gráfica ilustrara el estilo de esta:

Figura 42. Step down test (al final)

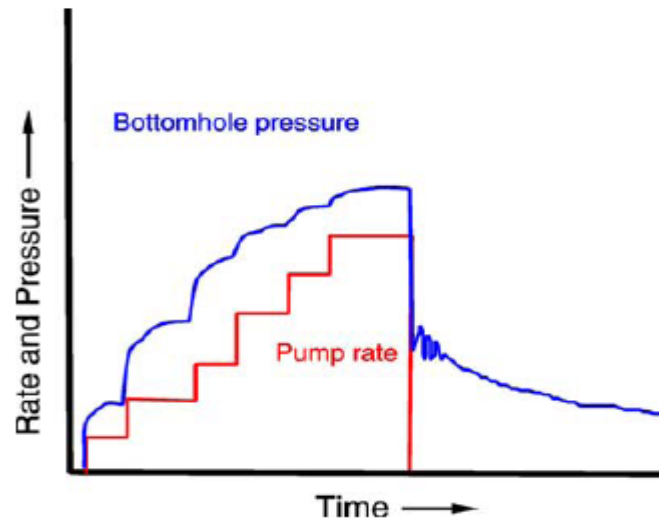


La línea de color verde son las pérdidas en el wellbore, la línea de color rojo son las pérdidas de presión por fricción en las tortuosidades y la línea color azul son las pérdidas de presión por fricción en las perforaciones. Esta gráfica es muy importante debido a que se sabe qué tipo de pérdida prima en el pozo.

Step rate test (SRT). En este módulo se desea estimar la presión de yacimiento, la presión instantánea de cierre y la presión de extensión de la fractura. A continuación se mostrará por medio de una gráfica como es el módulo de step rate test.

Para este módulo, los datos de entrada que se piden son presión, caudal y como es una prueba de inyektividad, después de que termina esta prueba podemos observar una gráfica típica mostrada en la figura que aparece a continuación.

Figura 45. Step rate test (al inicio)



Fuente: Spe 98098

Como se observa en la figura 45, una prueba de inyektividad se hace después del minifrac, con el objetivo de encontrar diferentes presiones y caudales en tiempos determinados. En el módulo de step rate test, se halla la misma gráfica que se observó en la figura 45, pero con datos reales teniendo en cuenta que la figura 45 es idealizada. Ubicando cuatro o cinco tiempos diferentes, teniendo en cuenta que ese tiempo a manejar en cada presión, es el mismo tiempo a utilizar en cada caudal.

De esta manera se puede obtener la gráfica a utilizar, cuyos ejes son “bottom hole pressure” versus tasa, tal como se ve en el módulo del “step rate test”. Al trazar la pendiente de menor ángulo cruzando esta con el eje “y” se puede obtener el valor de la presión de yacimiento. De igual manera al trazar

la pendiente de mayor ángulo se necesita que esta corte con el eje “y” y es en este momento en que se encontrara el valor de presión de cierre. De este modo cuando las dos pendientes se crucen, extendiendo ese punto horizontalmente hacia el eje “y” se hallará el valor de presión de extensión de la fractura, como se observó en la figura 44.

En el módulo de step rate test se introducen los valores de caudal y presión, de esta forma la aplicación computacional construye la gráfica con la cual se hallaran las presiones buscadas. Las pendientes se arreglan manualmente y con ello se infieren los valores buscados.

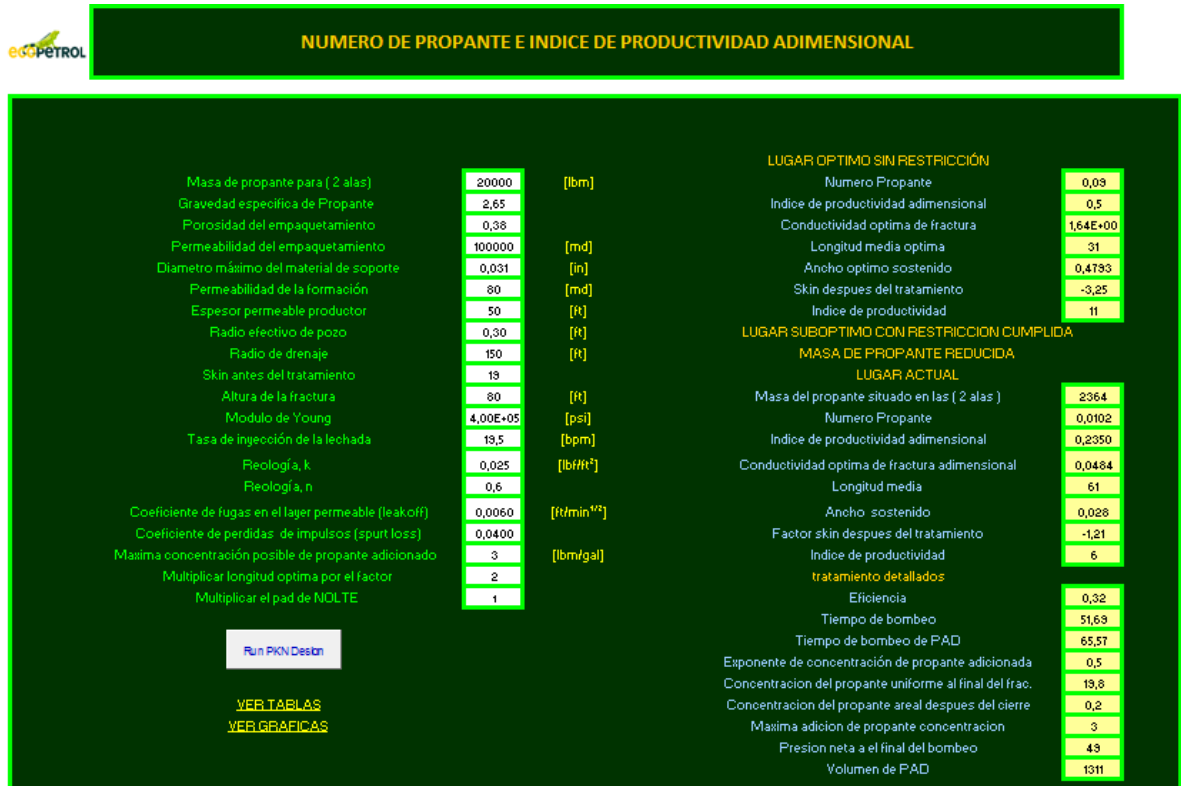
Número de propante e Índice de productividad adimensional. En este módulo se encontrará gran parte del diseño de la fractura, a continuación se explicara cada valor de entrada.

La masa de material de soporte para las dos alas de fractura, es la variable más importante en el procedimiento de diseño, debido a que el ingeniero es libre en decidir qué cantidad de material de soporte desea bombearle a la fractura. La gravedad específica del material de soporte, depende del material de soporte que se está utilizando.

La porosidad del empaquetamiento que varía con la presión de cierre cuyo valor típico es 0,3.

La permeabilidad del empaquetamiento es el resultado en la fractura, debido a la presión de cierre, como valor real de permeabilidad del empaquetamiento está en el rango de 10000 y 100000 md. El diámetro máximo del material de soporte para una malla 20/40 es de 0.035 pulgadas y una permeabilidad en la formación que es la permeabilidad efectiva de la formación.

Figura 46. Gráfica del número de propante e índice de productividad adimensional de la aplicación computacional



El espesor permeable productor es un parámetro que se utiliza en el índice de productividad, dependiendo del coeficiente de “leakoff” y “spurt loss”. El radio de drenaje cuyo valor es necesario para calcular el pseudo skin, mientras que el radio efectivo del pozo es el valor necesario para hacer un óptimo diseño y un skin inicial que puede ser cero, lo cual afectaría los cálculos de incremento de productividad.

La altura de la fractura que es uno de los parámetros más importantes del diseño puede ser mayor que el espesor permeable, por otro lado el módulo de Young cuyo valor está relacionado con la evolución del ancho de una fractura, para formaciones duras puede estar en el rango de 10^6 Psi y para

formaciones blandas alrededor de 10^5 Psi de igual manera tener muy en cuenta que la tasa de inyección para las dos alas de fractura es una constante durante el tratamiento.

La reología K' que es el índice de consistencia del fluido Fracturante respecto a la ley de potencia así como la reología n' que es el comportamiento del fluido bajo la ley de potencia. El coeficiente de leakoff en el espesor permeable y depende de la altura de la fractura y el coeficiente de "spurt loss" es considerado cero fuera del espesor permeable que depende de la altura de la fractura.

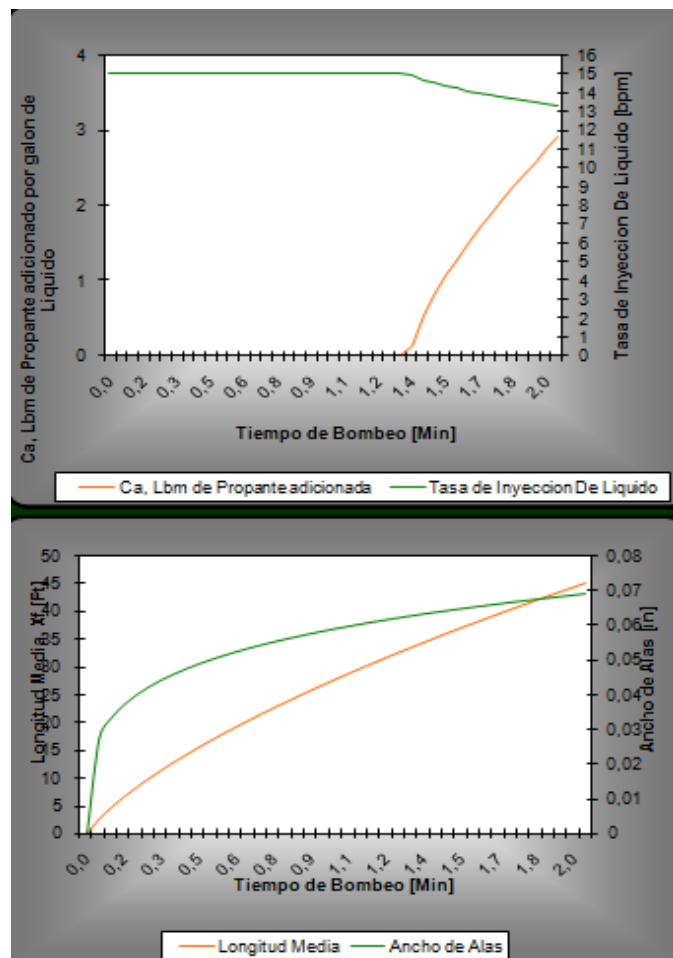
Mientras que a una máxima concentración posible adicionada al fluido cuya función cumple como restricción de los equipos, en donde en promedio pueden mezclar más de 15 libras masa por galón de fluido lo cual durante la operación no siempre se llega hasta este valor.

El factor de longitud, valor por defecto puede ser uno dependiendo del radio de penetración de la fractura, para longitudes de fracturas pequeñas y anchos de fracturas grande puede llegar a ser un valor mayor a uno, pero si se tiene longitudes de fracturas grandes y ancho de fractura pequeños este valor es menor que uno.

Después de que se escriben todos los valores de entrada, el paso a seguir es oprimir el botón "run pkn design", de inmediato la aplicación computacional proyectará todos los valores que observamos en el módulo. Entre los cuales se pueden destacar el número de propante, el índice de productividad adimensional, la conductividad óptima de la fractura, la longitud media óptima, el ancho óptimo, skin después del tratamiento e incremento del índice de productividad. En un lugar sub óptimo con restricción cumplida, se localizará la masa del propante situada en las dos alas, el número de

propante, el índice de productividad adimensional, la conductividad optima de la fractura adimensional, la longitud media, el ancho sostenido, el factor skin después del tratamiento y el incremento del índice de productividad. También se tiene una sección denominada tratamientos detallados donde se encontrará la eficiencia, el tiempo de bombeo, la concentración del propante adicionado, la concentración del propante al final de la operación de fracturamiento hidráulico, la presión neta al final del bombeo, el volumen de pad y un tiempo de bombeo de pad.

Figura 47. Gráficas del número de propante e índice de productividad adimensional



También al oprimir sobre ver tablas, se observarán una serie de datos numéricos, dentro de los cuales están el tiempo, el caudal de líquido, e líquido acumulado, propante acumulado, longitud media de la fractura y ancho promedio. Así al oprimir ver gráficas, se observarán las gráficas que se mostró en la figura 47.

En la primera gráfica los ejes son Lbm de propante adicionado por galón y tasa de inyección de líquido versus tiempo de bombeo, así como en la segunda gráfica los ejes son Longitud media de la fractura y ancho de ala versus tiempo de bombeo.

Cálculo de volumen de desplazamiento. En este módulo denominado cálculo de volumen de desplazamiento, se requiere como valores de entrada la profundidad del packer, la profundidad del intervalo superior de donde se va hacer la operación de fracturamiento hidráulico y la profundidad del intervalo inferior de donde se va a realizar la operación.

En el módulo se encuentra además como valor de entrada la profundidad del tapón, si la persona que va a manejar la aplicación computacional quiere o no colocar ese valor, no va a importar debido a que no afectara cálculos de la aplicación.

Como se observa en la gráfica 49, al lado izquierdo se encuentra los datos del casing, el cual cuenta con un diámetro externo, un diámetro interno, un peso por pie y un saco por pie. Para efecto del manejo de este módulo los valores de entrada, simplemente con la barra que se encuentra a la izquierda de ellos, oprimiéndola, se busca el valor del diámetro externo del casing con un peso por pie, para lograr encontrar el diámetro interno y los sacos por pie.

Figura 48. Gráfica del cálculo de volumen de desplazamiento en la aplicación computacional.

CALCULO DE DESPLAZAMIENTO

CASING

OD	5 3/4"	[in]
Peso por pie	25,2	[lbs/ft]
Sacos por pie	1,50304	[sacos/ft]
ID	4,89	[in]

TUBING

OD	4 1/2"	[in]
Peso por pie	26,04	[lbs/ft]
Sacos por pie	0,79156	[sacos/ft]
ID	3,548	[in]

PACKER 10100 [ft]

INTERVALO TOPE 12208 [ft]

INTERVALO FONDO 12228 [ft]

TAPON 12349 [ft]

Volumen de tubing	693 [ft³]	123,5 [bbl]
Volumen de casing	275 [ft³]	49,0 [bbl]
Volumen total 1	968 [ft³]	172,5 [bbl]

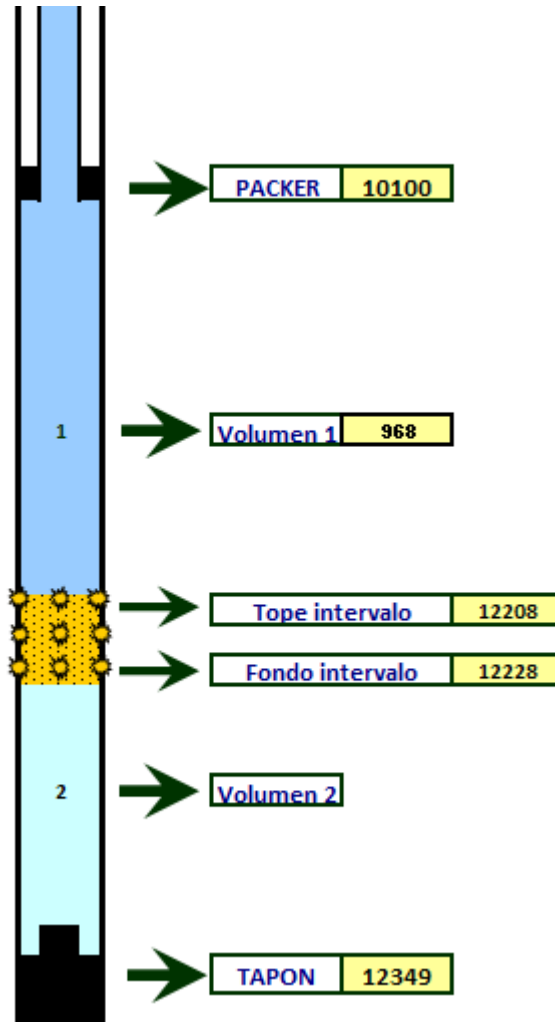
Última concentración 10 [ppa]

Arena en tubería 17,2 [sacos de arena]

Arena en tubería total 11193 [sacos de arena]

[Cálculo de volumen](#)

Figura 49. Gráfica de la gráfica del cálculo de volumen de desplazamiento en la aplicación computacional.



De igual manera para el tubing, que se encuentra al lado derecho del módulo, para efecto de manejo de la aplicación computacional la cual tiene como valores de entrada diámetro externo, diámetro interno, peso por pie y sacos por pie. Análogo al casing con la barra que está al lado izquierdo de ellos se busca el diámetro externo con un peso por pie, inmediatamente se halla los valores de diámetro interno y sacos por pie.

Después de tener los valores de entrada, en seguida se oprime el botón cálculo de volumen, instantáneamente se hallara el valor de volumen de tubing, volumen de casing, volumen total de tubing y casing hasta el intervalo de donde se va hacer el fracturamiento hidráulico. Así como cuando se introduce el valor de la última concentración, con él podemos encontrar la cantidad de arena en la tubería.

Como se observa en la figura 49, esta dará una visión de cómo están distribuidos los volúmenes de pozo, con sus respectivas profundidades. Para nuestro interés solo encontraremos el volumen 1 como lo muestra la figura 49, con sus respectivos sacos de arena necesarios.

Análisis económico. Para este módulo, se tendrá como propósito hallar el valor presente neto y la tasa interna de retorno. Introduciendo valores como son los costos de trabajo de fracturamiento, los costos de equipo de workover, los costos de herramientas varias, los costos de registros (eléctricos, temperatura o cañoneo), los costos de cementación entre otros.

La suma de estos ítems será nuestra inversión inicial o lo que llamaremos egresos. Teniendo en cuenta otros valores de entrada como son las regalías y los impuestos sobre la renta se puede hallar los impuestos del proyecto. De igual manera con el tiempo de vida útil del activo, el valor de desecho, y la inversión inicial se obtendrá la depreciación.

Como se ve en la figura 50 hay un acceso directo que se llama llenar tablas de producción, al oprimirlo lleva a una tabla, en la cual se deben entrar datos de caudal diario, al igual que la presión que se tiene diaria, de inmediato se hallara el índice de productividad, el cual para efectos de cálculo será necesitado. A medida que se van escribiendo el tiempo y la producción diaria podemos hallar el valor presente neto, de igual manera se puede encontrar

la tasa interna de retorno. Al ir colocando el caudal diario, la presión estática, la presión de fondo fluendo, se halla el índice de productividad.

Figura 50. Gráfica del análisis económico en la aplicación computacional.



En conclusión para el manejo de este módulo se hace necesaria que cada vez que se tengan datos colocar el tiempo, la producción acumulada, el caudal y presiones.

5.4.3 Módulo QA/QC. El módulo QA/QC consta de una serie de listas y tablas, que ayudan a mantener el control total de toda la operación. Como se puede observar en la figura anterior, hay tres listas de chequeo que ayudan a tener presente una serie de procedimientos y actividades a desempeñar para tener un excelente desarrollo. Estas listas se pueden observar a continuación.

Figura 51. Módulo QA/QC


















	
MODULO QA/QC	
QUALITY ASSURANCE & QUALITY CONTROL	
Resumen de la Operación y Concepto de Calidad	
LISTAS DE CHEQUEO	
Lista de Chequeo # 1 [Equipos y Tanques]	
Lista de Chequeo # 2 [Revisión del Programa de Bombeo]	
Lista de Chequeo # 3 [Calidad de Fluidos y Factores de HSE]	
TABLAS	
Tabla # 1 [Resumen de Tiempo y Variables Operativas]	
Tabla # 2 [Análisis del Fluido Base]	
Tabla # 3 [Análisis del gel de fracturamiento]	
Tabla # 4 [Programa de Bombeo Propuesto]	
Tabla # 5 [Análisis de Mallas, Propantes de Fracturamiento]	
Tabla # 6 [Tabla de control del tratamiento orgánico]	
Tabla # 7 [Inventario de Aditivos Químicos y Propantes]	
Tabla # 8 [Carta de Seguimiento de Tanques de Fracturamiento]	
ANEXOS	
Comparación Consumo Teórico Vs Real	
Formulación Pickling	
Formulación PV-L & Acido	
Backflow Pickling	

Tabla 10. Listas de chequeo # 1

Análisis de Aguas		
	RANGO OPTIMO	OBSERVACIÓN
Hierro	menor de 10 ppm	
pH	6 - 8.5	
Fosfatos para retornos de estimulación ácida	menor a 500 ppm	
Cloruro	menor a 250 ppm	
Procedencia		
Análisis microbiológico	Negativo	
Turbidez	menor a 5 ntu	
Alcalinidad	menor a 500 ppm	
Dureza total	250 ppm	
Conductividad	menor a 1 mS/cm	

En esta lista se hace referencia, las consideraciones a tener en cuenta para el trabajo; equipos, tanques, etc. De igual forma que la calidad del agua, como se observa en la tabla 10.

Tabla 11. Resumen de la operación

MODULO QA/QC			
Resumen de la Operación			
Nombre del Pozo	<input type="text"/>	Fecha	<input type="text"/>
Formación	<input type="text"/>		
Inicio del MAIN FRAC	<input type="text"/>	Fin del MINIFRAC [Fecha y Hora]	<input type="text"/>
Fin del MAIN FRAC	<input type="text"/>	Inicio del MAIN FRAC [Fecha y Hora]	<input type="text"/>
Reunión de Seguridad Previa al trabajo		Fin del MAIN FRAC [Fecha y Hora]	<input type="text"/>
INYECTIVIDAD: [fecha y hora]	<input type="text"/>	Duración del MINIFRAC [Hr/Min/Seg]	<input type="text"/>
DATAFRAC: [fecha y hora]	<input type="text"/>	Duración del FRAC [Hr/Min/Seg]	<input type="text"/>
FRAC [fecha y hora]	<input type="text"/>	Anotaciones	
Recomendaciones:		<input style="width: 100%; height: 40px;" type="text"/>	
<input style="width: 100%; height: 40px;" type="text"/>			
Resumen del trabajo			
	PRUEBA DE INYECTIVIDAD	TRATAMIENTO CON PV-L & HCL	STEP RATE TEST
Tasa promedio, BPM	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Presión Promedio, psi	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Tasa Máxima, BPM	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Presión Máxima, psi	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Recap			
	PRUEBA DE INYECTIVIDAD	TRATAMIENTO CON PV-L & HCL	STEP RATE TEST
ISIP psi	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Gradiente de Fractura, psi/ft	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Eficiencia de Fluido [%]	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Propante Total bombeado, lbs	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Total Fluido a recuperar, bbls	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
ANOTACIONES			
<input type="text"/>			

Las otras dos listas de chequeo se presentan en los anexos, y estas hacen referencia al programa de bombeo y a la calidad del tratamiento, indistintamente de la calidad del fluido a utilizar y los factores de seguridad necesarios para llevar a cabo una excelente operación.

En cuanto a las tablas en este módulo, como se vio en la figura 51, hay 8 tablas las cuales se presentan en los anexos de este trabajo. En primera instancia se tiene la tabla de resumen de la operación, donde se especifica cómo se llevó a cabo el trabajo y todas las observaciones posibles.

En la tabla 12 se muestra todo el análisis del fluido base a utilizar. Hay que resaltar que como se puede ver en la parte superior de las tablas, se desea almacenar la información como una base de datos.

Tabla 12. Análisis de fluido base

MODULO QA/QC Análisis de fluido Base (gel lineal)			
Nombre del Pozo	<input type="text"/>	Fecha	<input type="text"/>
Formación	<input type="text"/>		
Volumen planeado			
Volumen preparado			
Volumen bombeado			
pH antes de buffer de alta			
pH después del buffer de alta			
pH despues del crosslinkeado			
Tiempo de cierre de vortice			
Prueba de compatibilidad gel vivo y gel roto contra el crudo de formación			

De la misma forma se tienen tablas para la formulación del gel base a utilizar y los programas de bombeo a implementar durante el fracturamiento hidráulico.

En la tabla que se presenta para el análisis de malla y para el propante a utilizar durante la operación se presenta en los anexos de este trabajo. En esta se presenta la especificación del material de soporte y la malla a utilizar en el desarrollo de la operación.

Tabla 13. Control de tratamiento

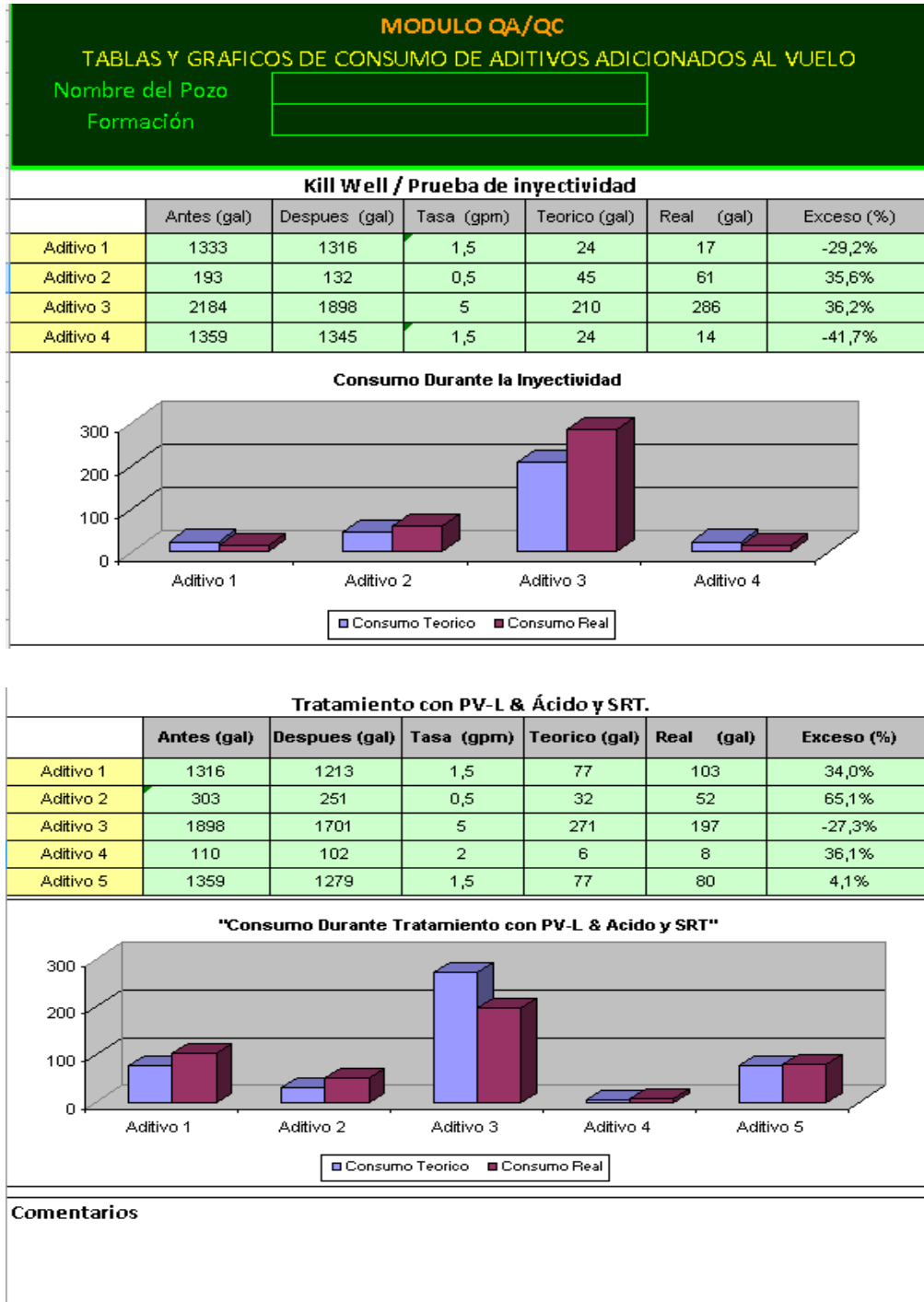
MODULO QA/QC Tabla de control del tratamiento organico	
Nombre del Pozo	
Fecha de inicio	
OBSERVACIONES	
Pureza de los reactivos	
Indice de refracción del tto	
Compatibilidad con el gel vivo y el gel muerto	
Detergencia	
Mojabilidad	
Anotaciones:	

En esta tabla se presenta todo lo referente al control de tratamiento orgánico, desde el estado de todos los reactivos, hasta las propiedades de mojabilidad y detergencia. De igual forma se presenta un inventario de todos los aditivos químicos propantes disponibles para la operación de fracturamiento hidráulico. Y por último una carta de seguimiento de los tanques y del fracturamiento en su totalidad.

A continuación se presenta una tabla con gráficos, que representan los aditivos que se adicionan durante la operación de fracturamiento hidráulico. Con el fin de llevar un control de la operación de bombeo antes, durante y después de la operación. Además de esto se presenta un esquema de las variables operativas del sistema e información de los fluidos a utilizar en el

fracturamiento hidráulico y por último se considera un muestreo del fluido, para medir las propiedades de estos a diferentes tiempos.

Tabla 14. Aditivos



5.5. DIAGRAMAS DE FLUJO

A continuación se presentan toda la gama de diagramas de flujo que se utilizaron para el desarrollo de la aplicación computacional.

Figura 52. Diagrama de flujo de pérdidas de presión por fricción de perforaciones.

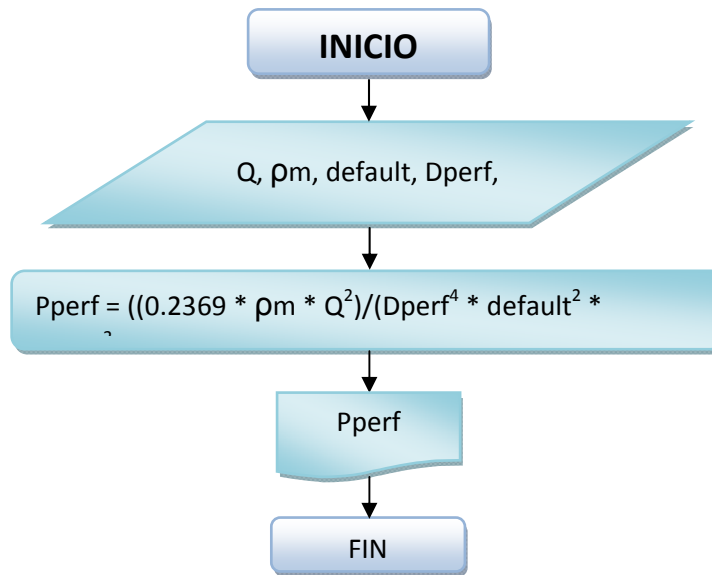


Figura 53. Diagrama de flujo del número de perforaciones.

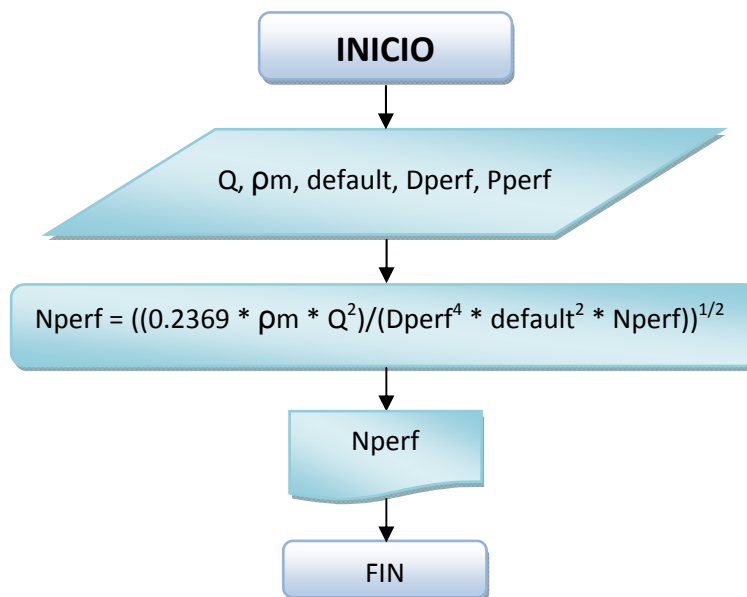


Figura 54. Diagrama de flujo de pérdidas de presión por fricción de tubería.

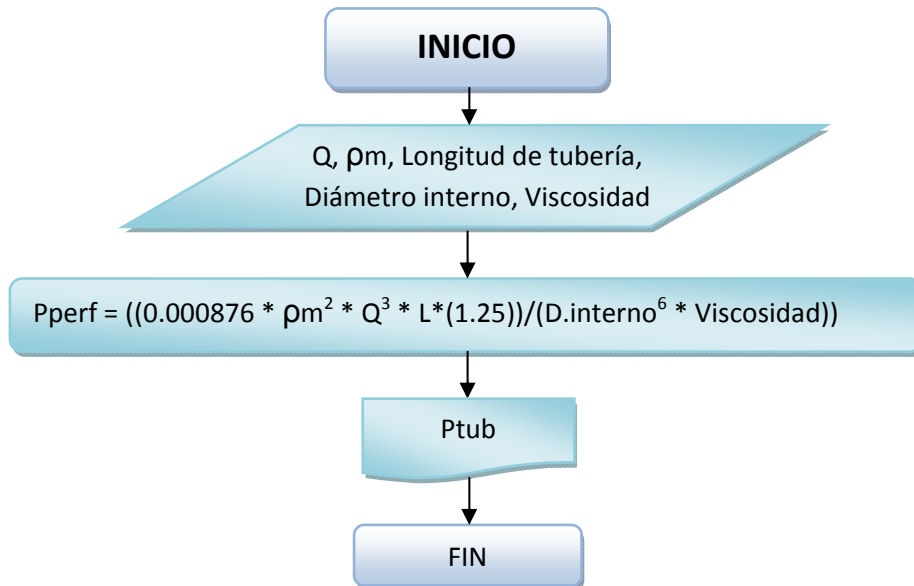


Figura 55. Diagrama de flujo de la potencia requerida con gradiente de fractura.

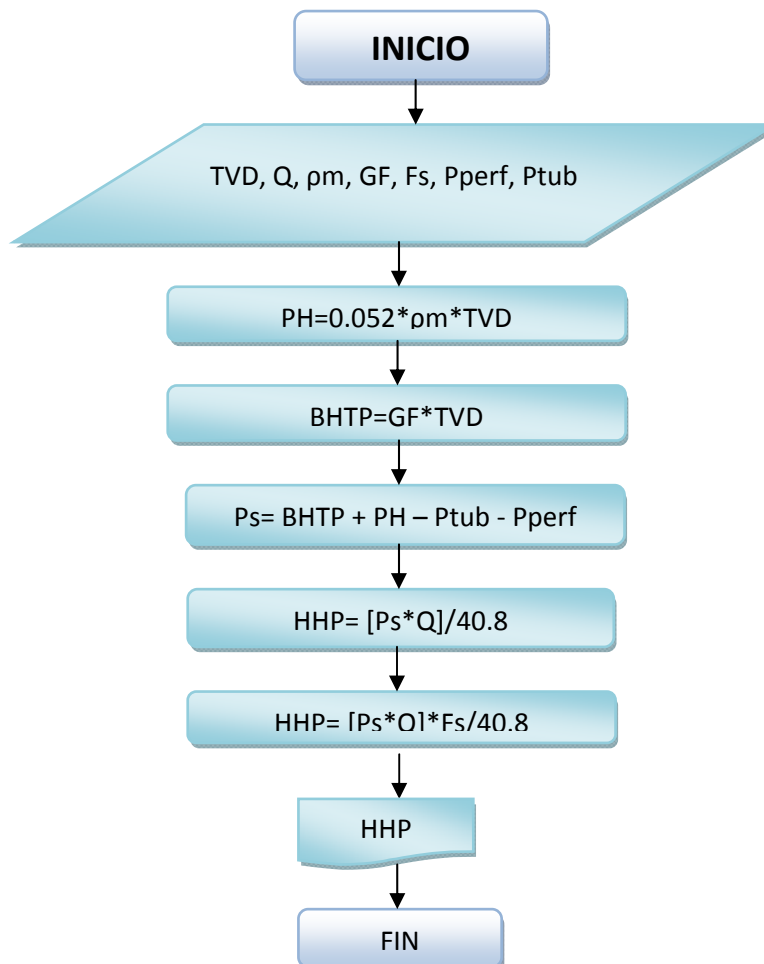


Figura 56. Diagrama de flujo de la potencia requerida sin tener gradiente de fractura.

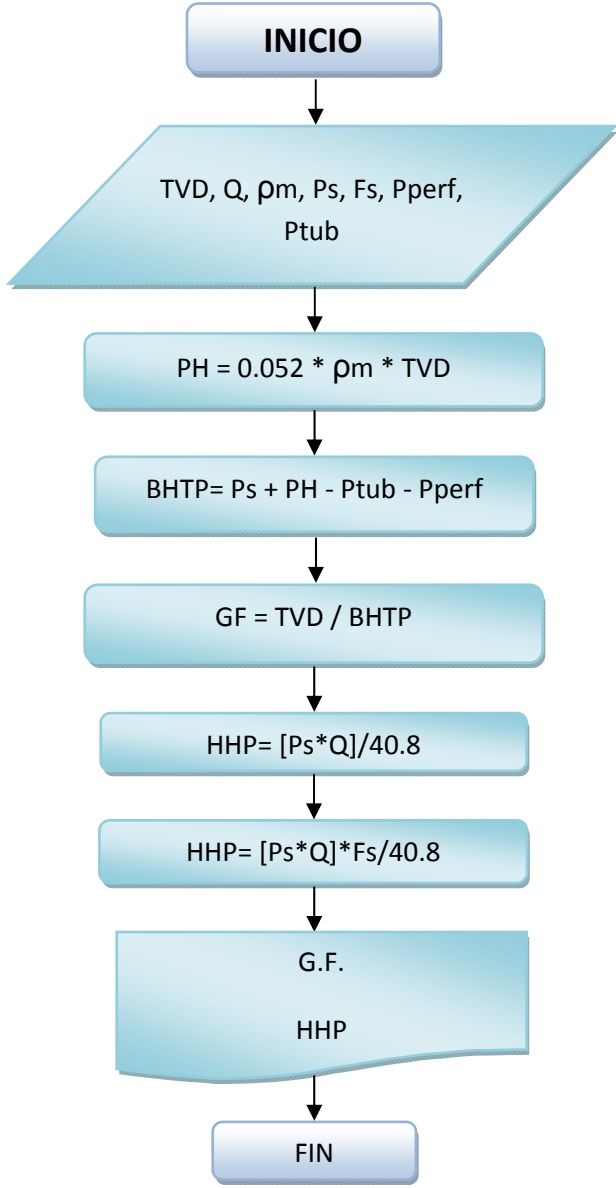
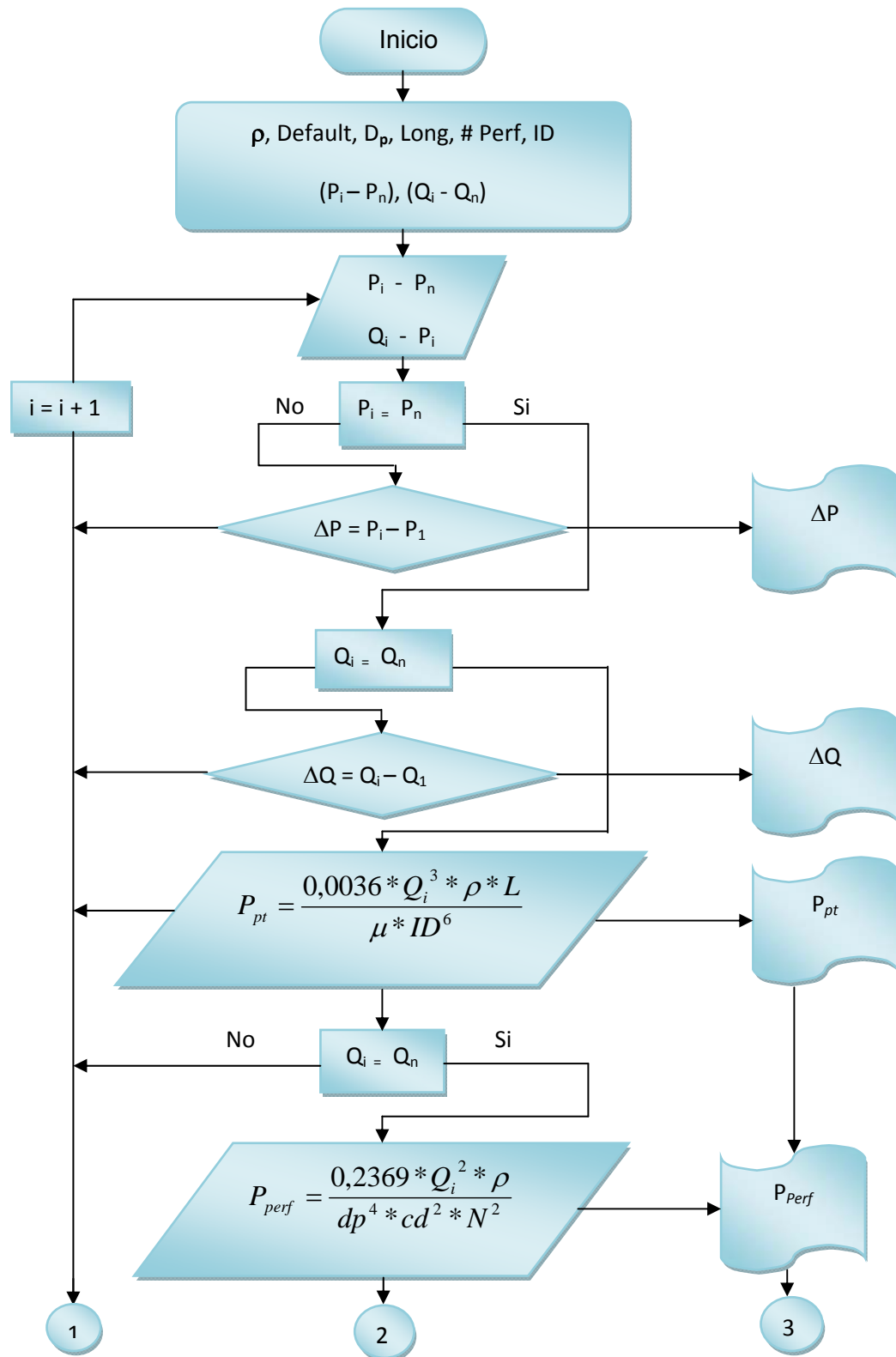


Figura 57. Diagrama de flujo de step down test.



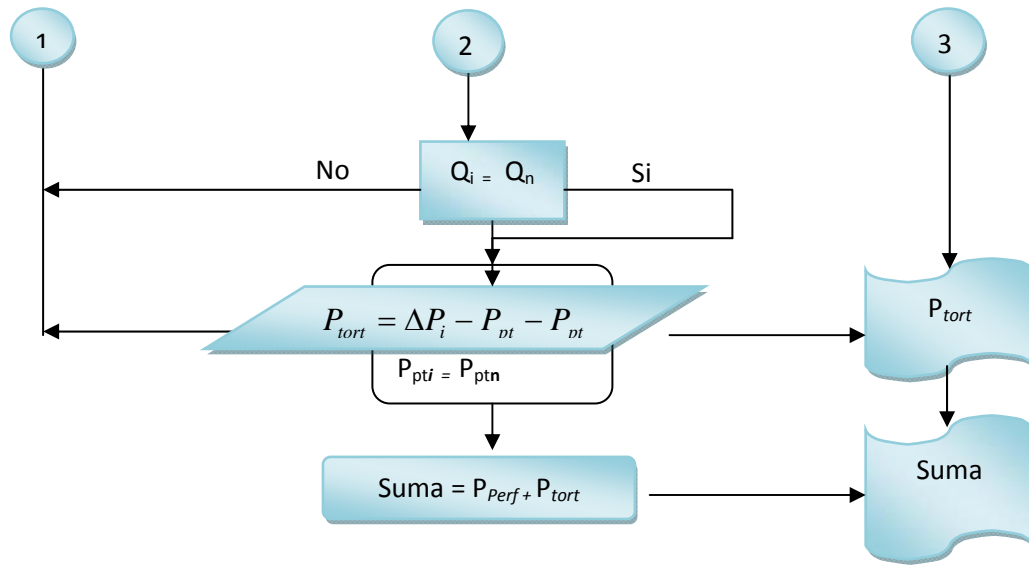


Figura 58. Diagrama de flujo de step rate test

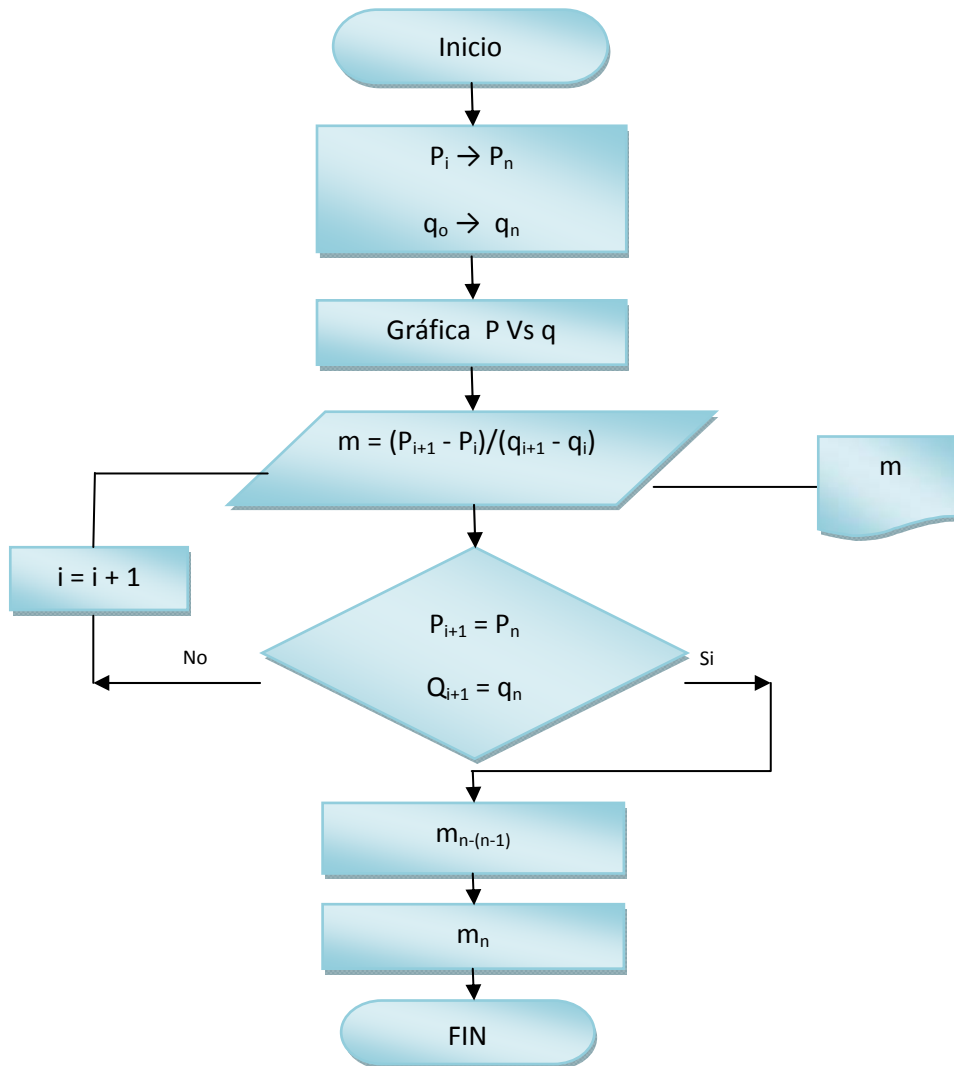


Figura 59. Diagrama de flujo del número de propante.

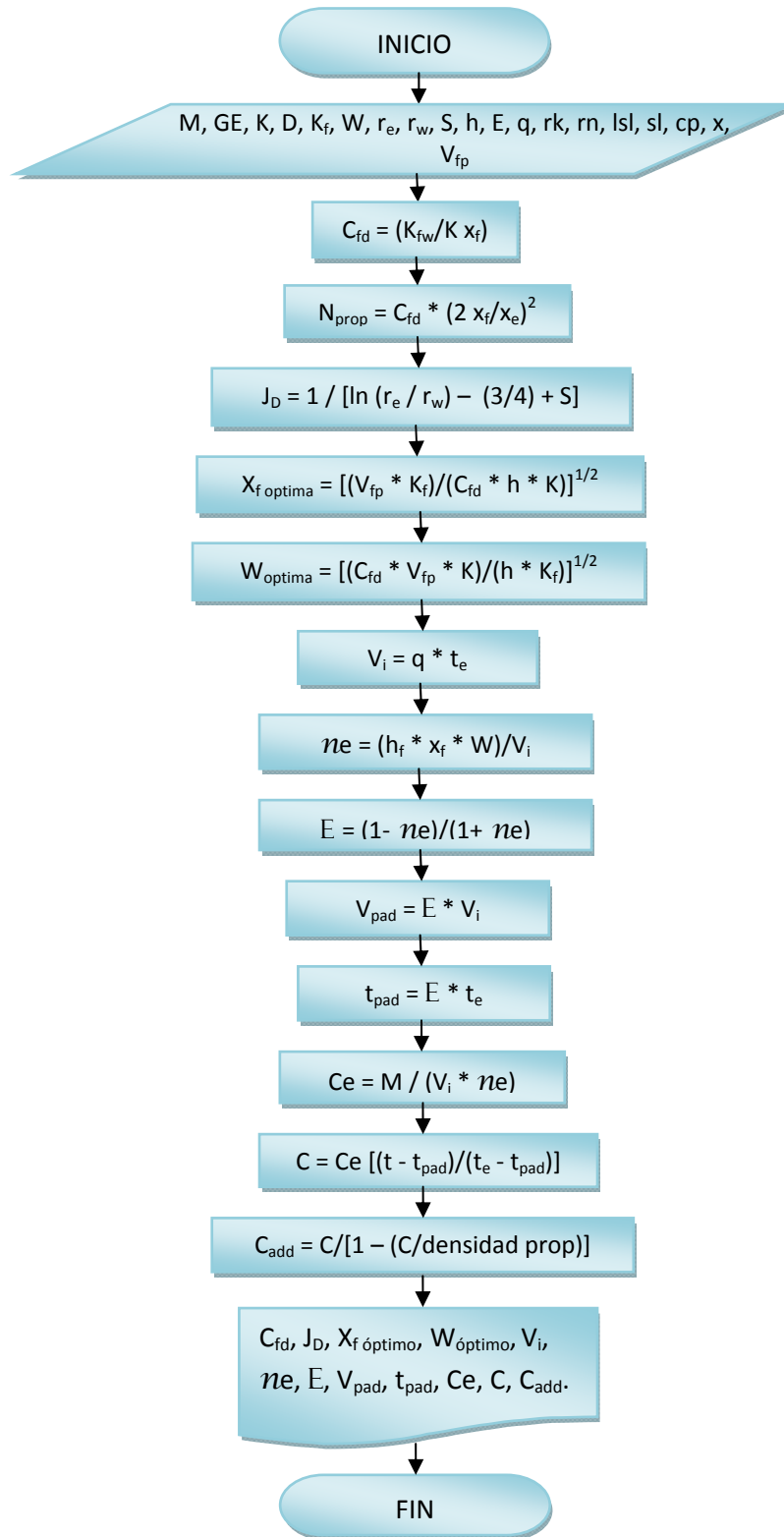


Figura 60. Diagrama de flujo del volumen de desplazamiento.

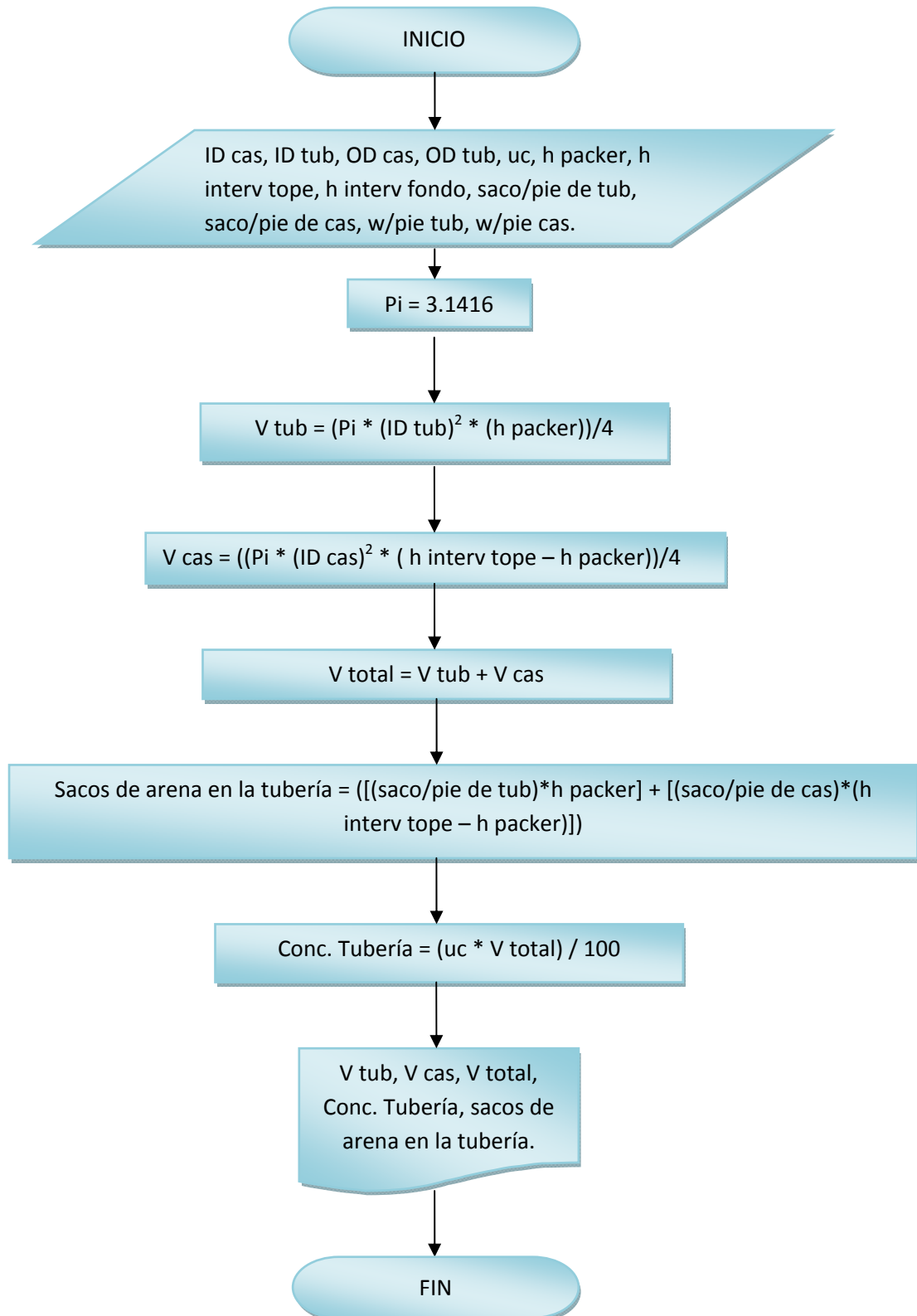
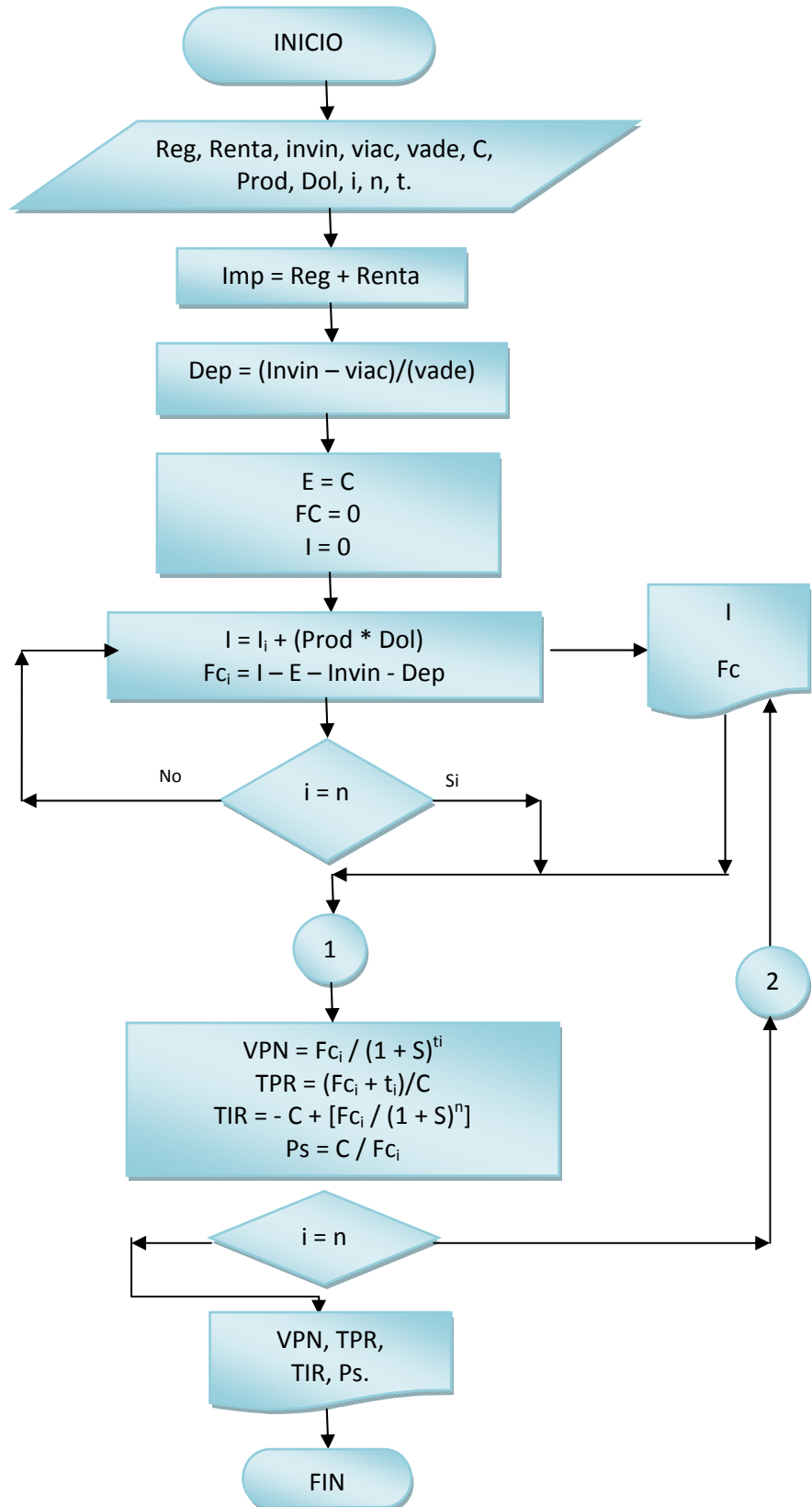


Figura 61. Diagrama de flujo de análisis económico.

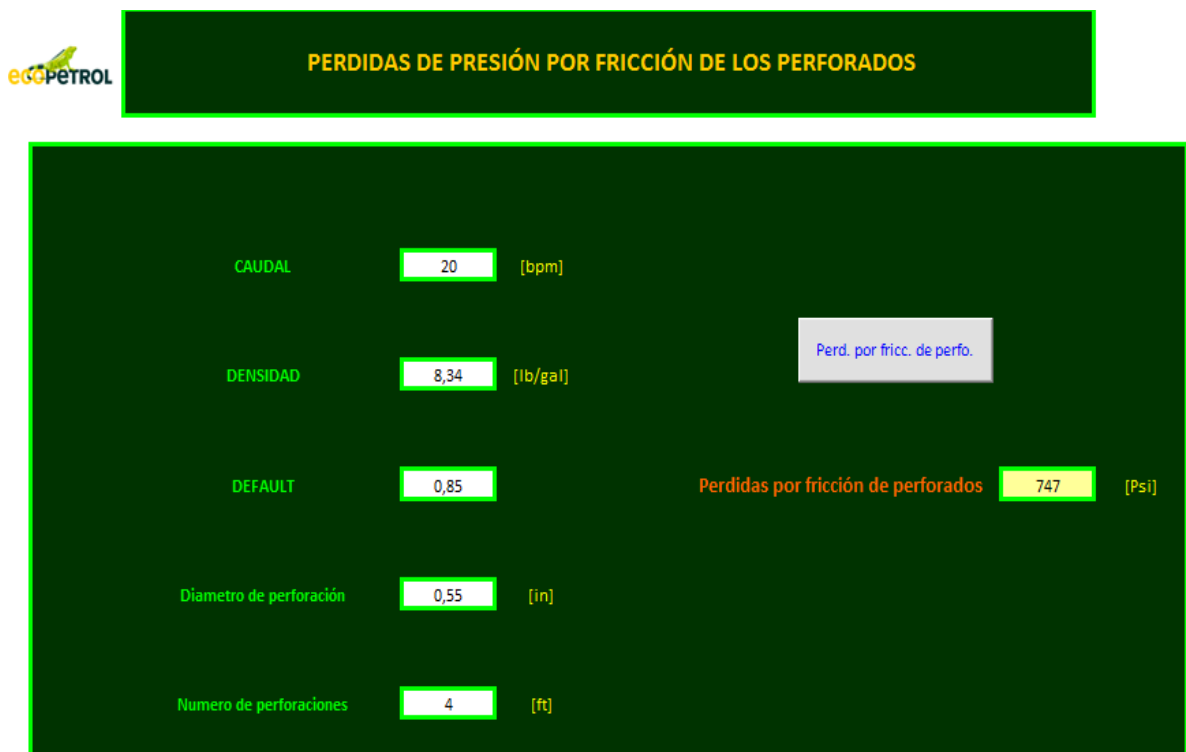


5.6. PRUEBAS Y VALIDACION DE LA APLICACIÓN COMPUTACIONAL

La aplicación computacional se desarrollo, para manejarse en cualquier campo de Colombia o el mundo. Se harán pruebas con dos pozos, los cuales se encuentran en diferentes cuencas colombianas.

5.6.1 Prueba para un pozo situado en la cuenca del valle medio del magdalena. Para esta prueba, se comenzará con el pre diseño, cuyo objetivo principal es encontrar la potencia requerida por las bombas para la operación de fracturamiento hidráulico. Se manejaron las siguientes variables para encontrar las pérdidas de presión por fricción de perforaciones las cuales se observaran en el siguiente Gráfica:

Figura 62. Prueba de la aplicación computacional, pérdidas de presión por fricción de perforaciones.



Como se observo en la figura anterior se logró encontrar las pérdidas de presión por fricción en los perforaciones, con un caudal promedio, una densidad del fluido; en este caso la del agua, un default que se asumió fue de 0.85, un diámetro de perforación que es igual al diámetro del casing de producción pero posteriormente se divide en doce; ello por efecto de manejo de la aplicación computacional. Un número de perforación que lo decide el ingeniero. En ocasiones cuando el ingeniero necesite de esta decisión, con unas pérdidas de presión por fricción en las perforaciones puede llegar a inferir en el valor de este número de perforación, así como lo muestra el siguiente Gráfica.

Figura 63. Prueba de la aplicación computacional, para encontrar el número de perforaciones



En algunas circunstancias, se puede tener las pérdidas de presión por perforaciones y se necesita llegar a hallar el número de perforaciones, entonces con el módulo anterior afirma el número de perforaciones. Siguiendo el paso es hallar las pérdidas de presión por fricción en la tubería, así como lo muestra el siguiente Gráfico.

Figura 64. Prueba de la aplicación computacional, pérdidas de presión por fricción de tubería.



Como se observó en la figura anterior, se pudo encontrar las pérdidas de presión por fricción en la tubería, con el caudal que se está manejando para toda la operación, de igual manera con la densidad del fluido a utilizar en la operación, la longitud de la tubería que es la profundidad a la cual se va hacer el fracturamiento hidráulico, un diámetro interno que se halla con el diámetro externo del casing y el peso por pie de inmediato se infiere en el valor de este diámetro interno, si no se tiene las tablas, dirigirse al módulo

del cálculo de volumen de desplazamiento y allí encuentra todo tipo de diámetro de casing de producción así como de tubing, para nuestro caso se utilizara el de casing de producción. La viscosidad que es la del fluido que se está manejando en la operación, para este caso agua que tiene un valor de 1 centipoint. Ahora el paso a seguir es hallar la potencia requerida sin tener gradiente de fractura, como lo muestra la siguiente figura.

Figura 65. Prueba de la aplicación computacional, potencia requerida sin gradiente de fractura.

The screenshot shows a software interface for calculating power requirements. The title is "CALCULO DE POTENCIA REQUERIDA SIN TENER G.F.". The interface includes several input fields and calculated output values.

Parameter	Value	Unit
Psuperficie	7550	[Psi]
TVD	8896	[Ft]
Factor de seguridad	1,40	
P fricción tort / perf	747	[Psi]
Caudal [Q]	20	[bbl/min]
Densidad	8,34	[Lb/ft ³]
Pfricción de tubería	97	[Psi]
Presión hidrostática	386	[Psi]
BHTP	7092	[Psi]
G.F.	0,80	[Psi/Ft]
HHP	3701	[HP]
HHP con factor de seguridad	5181	[HP]

Buttons: "Calcular G.F." and "Calcular HHP".

Para el cálculo de la potencia requerida sin gradiente de fractura se necesita de una presión de superficie la cual se sabe por base de datos o experiencia en ese campo el cual el ingeniero debe decidir, el TVD que es la profundidad a la cual se va a realizar el fracturamiento hidráulico, un factor de seguridad que es el encargado de dar la confianza a una potencia hallada, el caudal a utilizar en la operación, la densidad del fluido a manipular en la operación y

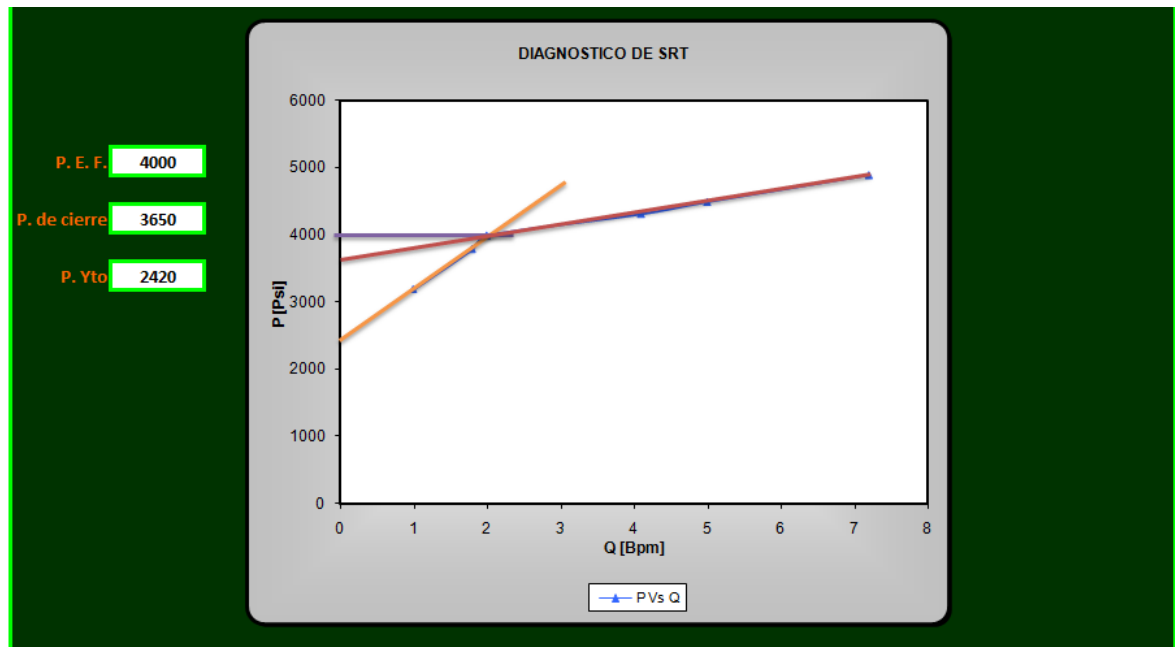
las pérdidas de presión que fueron halladas con anterioridad. Este módulo se puede leer la presión hidrostática, el gradiente de fractura y la presión total en la cara del pozo. Pero lo importante del módulo es que nos halla la potencia requerida por las bombas, para realizar la operación de fracturamiento hidráulico. Si observamos el módulo hay dos potencias, una que se halla normal y la otra con un factor de seguridad, esta última ha utilizar para tener certeza del resultado.

Tabla 15. Resultados de la prueba

EVENTO	POTENCIA [hp]
Utilizada en la operación	3579
Estimada para la operación	6000
Propuesta sin factor de seguridad	3701
Propuesta con factor de seguridad	5181

Como se observa en la tabla anterior, la potencia estimada para el pozo fue de 6000 hp, pero la utilizada fue de 3579 hp, mientras que para la aplicación computacional nos arrojo datos de potencia sin factor de seguridad de 3701 hp, que es un valor muy aproximado al utilizado en el pozo, y con factor de seguridad de 5181 hp. Se puede inferir que con la estimación que hizo los ingenieros para la potencia requerida por las bombas para la operación de fracturamiento hidráulico, que fallaron en su estimación y esto conllevo a más gastos por la operación, es decir hubo gastos innecesarios. Mientras que la aplicación computacional nos arroja valor parecido, con un error del 3%, pero por precaución, como da resultados muy exactos, hay la posibilidad de que nos arroje un valor un poco menor al utilizado en la operación, en ese

Figura 67. Resultados de la prueba del SRT (parte inferior)



Como se observa en la figura anterior cuyos resultados arrojados por las pendientes, están escritos a la izquierda de la gráfica.

Tabla 16. Comparación de los resultados del pozo con la aplicación computacional

PRESIÓN	DATOS POZO	DATOS APLICACIÓN COMPUTACIONAL
Presión de cierre	3990	4000
Presión de yacimiento	2330	2420
Presión de extensión de fractura	3630	3650

Como se observó en la tabla 16 el error que presenta la aplicación computacional, en la presión de cierre y presión de extensión de fractura no supera el 1%, mientras que la presión de yacimiento el error supera el 3%.

Ahora hallaremos las pérdidas de presión por fricción, lo cual lo realizaremos con el step down test, es decir el Gráfica quedara de las siguiente manera.

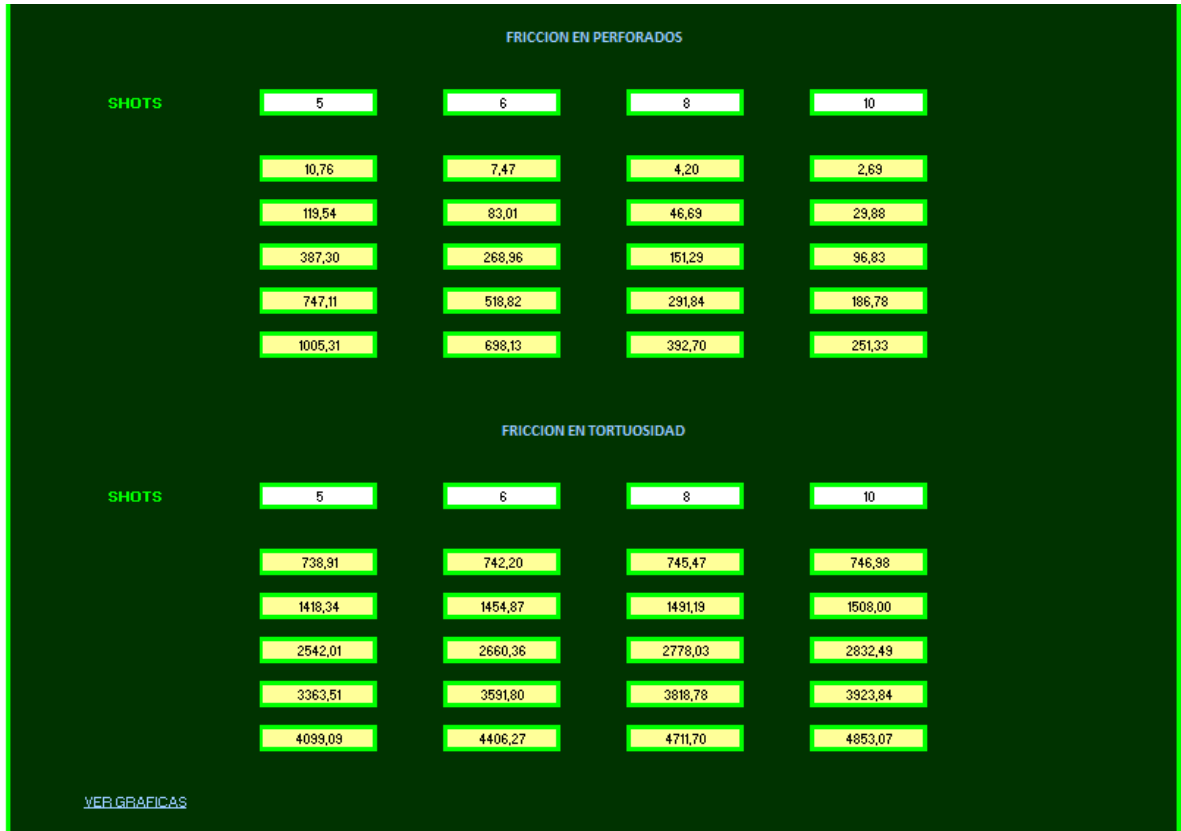
Figura 68. Resultados de la prueba del SDT (parte superior)



Con los resultados obtenidos en la prueba de inyectividad, se leen los valores de presión y caudal tal como lo muestra la figura anterior, donde el delta p es la presión total de pérdidas de presión por fricción, es decir las suma de las pérdidas de (tubería, perforaciones y tortuosidad), de igual manera el delta de presión por fricción de tubería se hallo con formula. En nuestro caso llamamos pérdidas de presión por fricción en el wellbore que es igual a la suma de pérdidas de presión por perforaciones y la tortuosidad; es

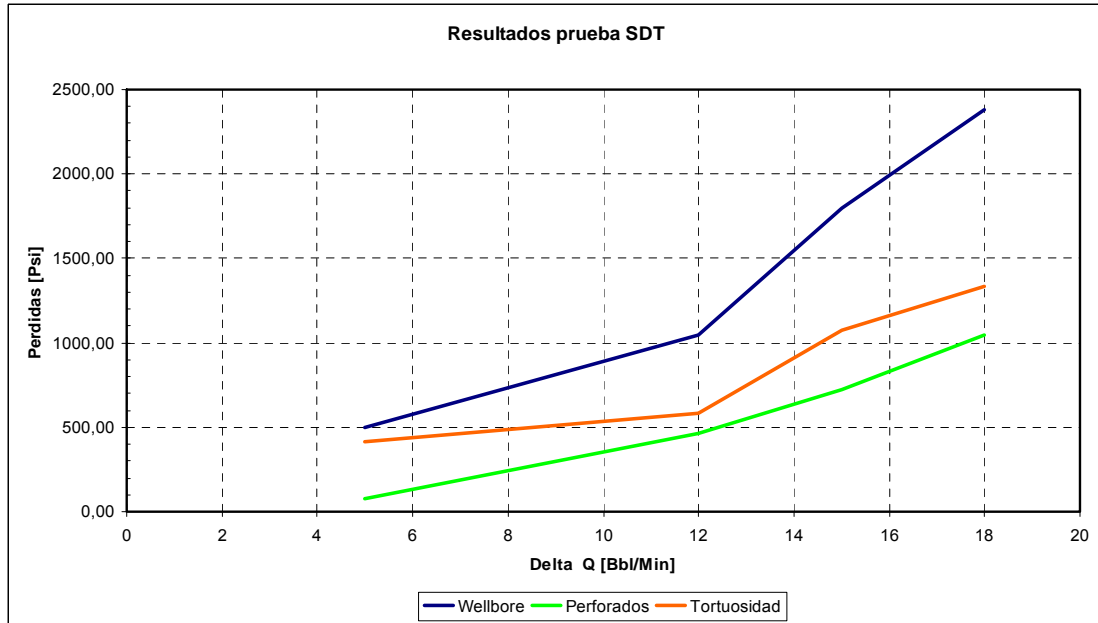
decir, las pérdidas de presión en el wellbore se hallan como la diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas por tubería.

Figura 69. Resultados de la prueba del SDT (parte inferior)



Como lo muestra la figura anterior se hallaron las pérdidas de presión por fricción de perforaciones y tortuosidad en función del número de perforaciones, para determinar las gráficas correspondientes con las que se elige cual es el numero de perforaciones con el que se comporta mejor el pozo. La siguiente gráfica es el resultado del pozo estudiado con su determinado número de perforaciones, el cual para este caso fue de 5; este presenta pérdidas de tortuosidad mayores que las pérdidas de presión por perforaciones.

Figura 70. Resultados de la prueba del SDT (gráfica con 5 perforaciones)



Con la gráfica anterior se puede concluir que las pérdidas de presión en la cara del pozo están dominadas por las tortuosidades. Ahora el siguiente paso en el diseño es saber cuánto volumen hay en tubería así como cuanta arena se tiene en la tubería, por eso se utilizara el módulo de volumen desplazado para encontrar estas variables.

Figura 71 resultados del cálculo de desplazamiento (parte superior)

The screenshot shows a software interface for calculating displacement volume. It features a header 'CALCULO DE DESPLAZAMIENTO' and a logo for 'ECC PETROL'. The interface is divided into sections for 'CASING' and 'TUBING' properties, with a 'PACKER' section at the bottom. Each property has a numerical input field and a unit label.

Property	Value	Unit
CASING		
OD	6 5/8	[in]
Peso por pie	40,05	[lbs/ft]
Sacos por pie	1,81566	[sacos/ft]
ID	5,375	[in]
TUBING		
OD	4 1/2	[in]
Peso por pie	15,5	[lbs/ft]
Sacos por pie	0,91938	[sacos/ft]
ID	3,826	[in]
PACKER	8751	[ft]
INTERVALO TOPE	8898	[ft]
INTERVALO FONDO	9014	[ft]
TAPON	9102	[ft]

Con la figura anterior se busca el diámetro externo tanto del casing así como del tubing, también se debe entrar los datos de profundidad del packer, la profundidad del intervalo tope, la profundidad del intervalo de fondo y la profundidad del tapón. A continuación los cálculos correspondientes a la parte inferior del módulo así como se muestra a continuación:

Figura 72. Resultados del cálculo de desplazamiento (parte inferior)

Volumen de tubing	699	[ft ³]	124,4	[bbl]
Volumen de casing	23	[ft ³]	4,1	[bbl]
Volumen total 1	722	[ft ³]	128,6	[bbl]
Ultima concentración	10	[ppa]		
Arena en tubería	12,9	[sacos de arena]		
Arena en tubería total	8523	[sacos de arena]		

Cálculo de volumen

Para efecto de resultados el reporte arroja un volumen total de 125 barriles y la aplicación computacional nos muestra un valor de 128.6 barriles, es decir con un error del 2.7%, mientras que la arena en la tubería en el reporte nos dice que son 12 sacos de arena, mientras que la aplicación computacional muestra un valor de 12.9 sacos de arena es decir con un error del 7%, Debido a esto se puede inferir que la aplicación computacional es muy eficaz.

Ahora el siguiente paso es hallar un análisis económico, donde se va a encontrar el valor presente neto y la tasa interna de retorno. A continuación se mirara un Gráfica el cual nos proporcionara los resultados del análisis económico.

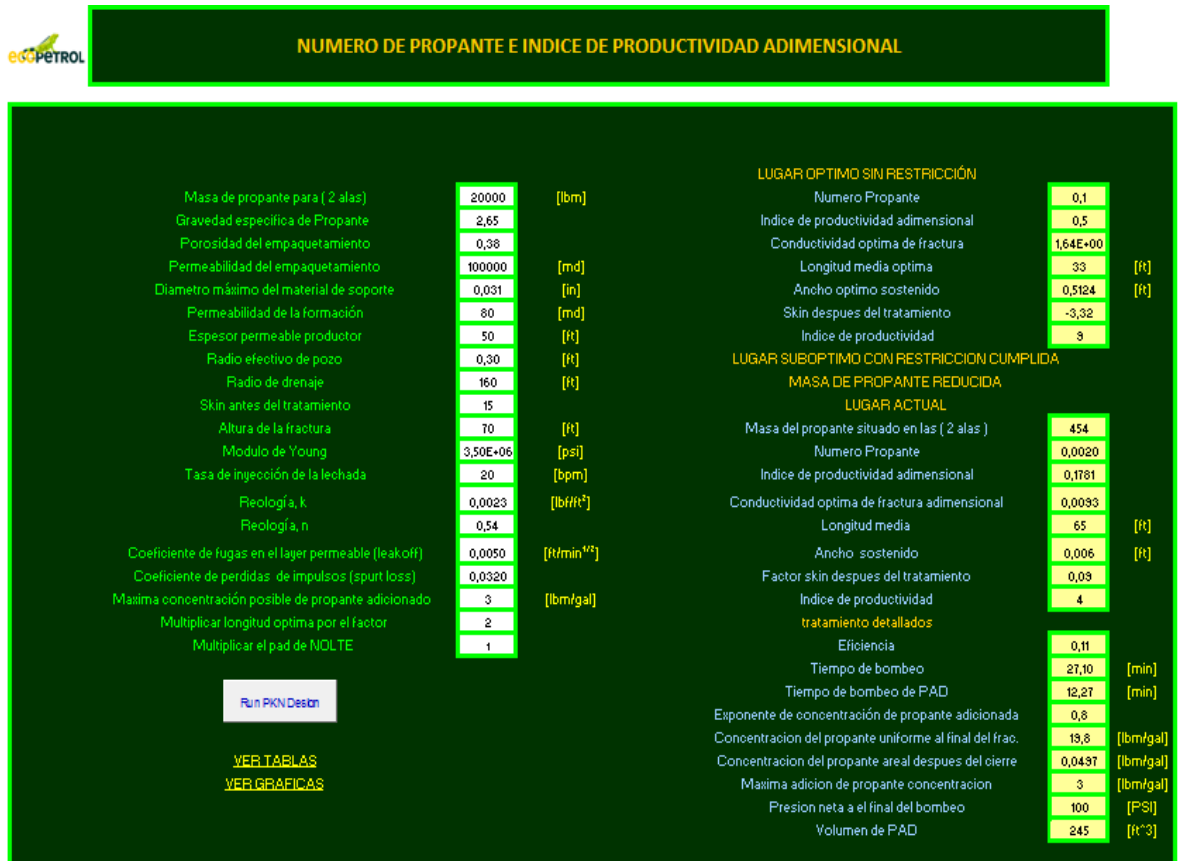
Figura 73. Resultados del análisis económico



Como se observa en la figura 73, el resultado del valor presente neto nos conlleva a decir el proyecto va a ser un éxito, porque a los 77 días el proyecto estará pago. De igual manera el TIR es muy pequeño debido a que los estamos hallando diariamente, pero este confirma el resultado del valor presente neto.

De igual manera con el caudal, la presión de fondo fluyente y la presión estática nos darán el resultado del índice de productividad.

Figura 74. Resultados para el numero de Propante



Al correr esta prueba se puede ver que el número de propante es inferior a la unidad (0.1), esto sucede debido a la alta permeabilidad que va a tener el empaquetamiento final de la fractura, con respecto a la permeabilidad de la formación.

Para lograr entender los resultados de este módulo se debe tener presente tres ítems; el primero es el lugar óptimo sin restricción, el segundo ítem que es el lugar subóptimo con una restricción cuya diferencia entre estos dos es cuando la concentración es mayor que la concentración máxima se utilizara el primer ítem y en caso opuesto se manejara el segundo ítem. Para el tercer ítem que son los tratamientos detallados quienes ofrecen resultados de variables importantes en la interpretación del diseño de la fractura.

Para el primer ítem se hace la siguiente tabla de comparación:

Tabla 17. Resultados del número de propante en el lugar óptimo

Lugar óptimo	DATOS POZO	DATOS APLICACIÓN COMPUTACIONAL
Índice de productividad adimen.	0.5	0.5
Conductividad optima de la frac.	1.62	1.64
Skin después del tratamiento	- 3.45	- 3.32

Como observa en la tabla anterior los resultados de la aplicación computacional son muy semejantes a los datos de pozo es decir se podrá inferir en los demás resultados de este ítem uno dentro de los que encontramos el más importante que es el número de propante. De igual manera sucede para el ítem dos, ahora en la siguiente tabla se mostrara el ítem tres.

Tabla 18. Resultados de los tratamientos detallados.

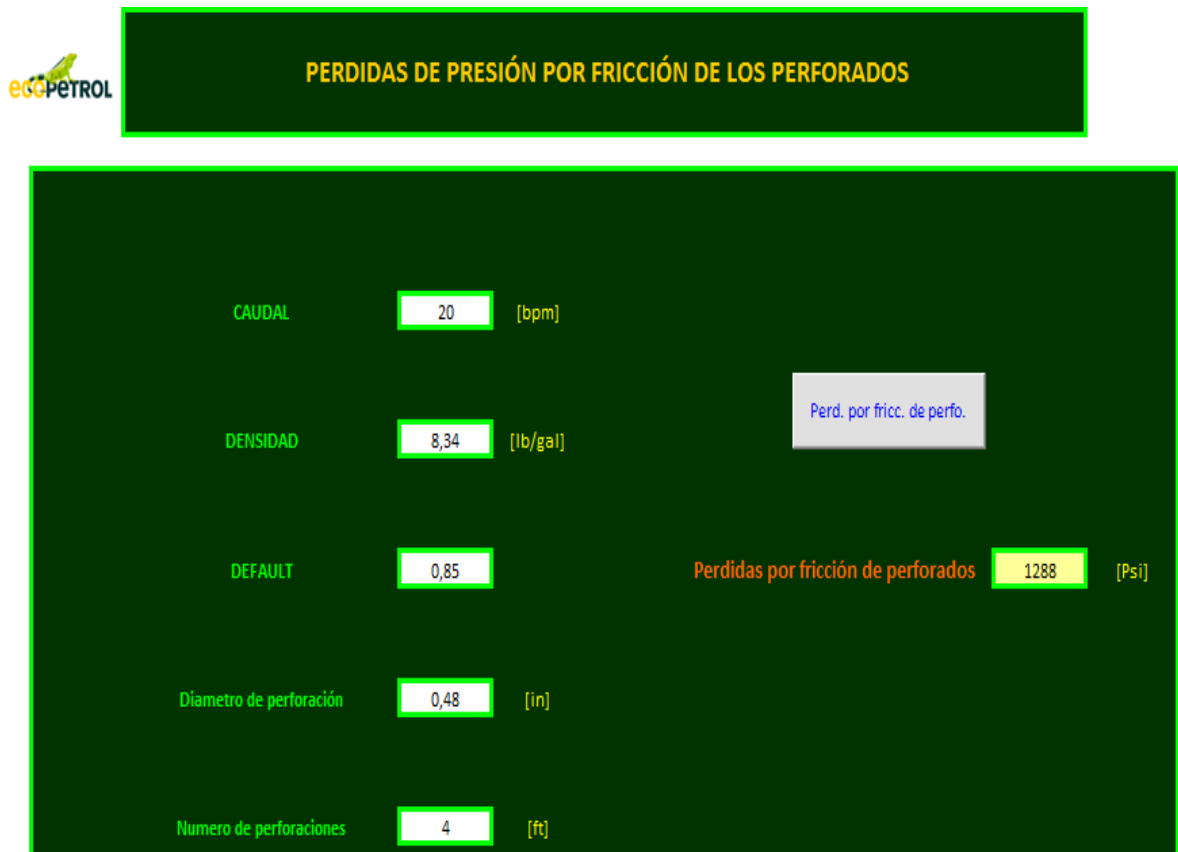
Tratamientos detallados	DATOS POZO	DATOS APLICACIÓN COMPUTACIONAL
Eficiencia	0.14	0.11
Tiempo de bombeo	28	27.10
Tiempo de bombeo de pad	12.3	12.27

En la tabla anterior se muestra los resultados de los tratamientos detallados en los cuales la aplicación computacional muestra una gran confiabilidad

respecto a los datos de pozo es decir podemos inferir que los demás resultados de este ítem tres.

5.6.2 Prueba para un pozo situado en la cuenca del valle superior del magdalena. Para esta prueba, empezaremos con el pre diseño, cuyo objetivo principal es encontrar la potencia requerida por las bombas para la operación de fracturamiento hidráulico. En el siguiente Gráfica se manejaron las siguientes variables para encontrar las pérdidas de presión por fricción de perforaciones.

Figura 75. Prueba 2 de la aplicación computacional, pérdidas de presión por fricción de perforaciones.



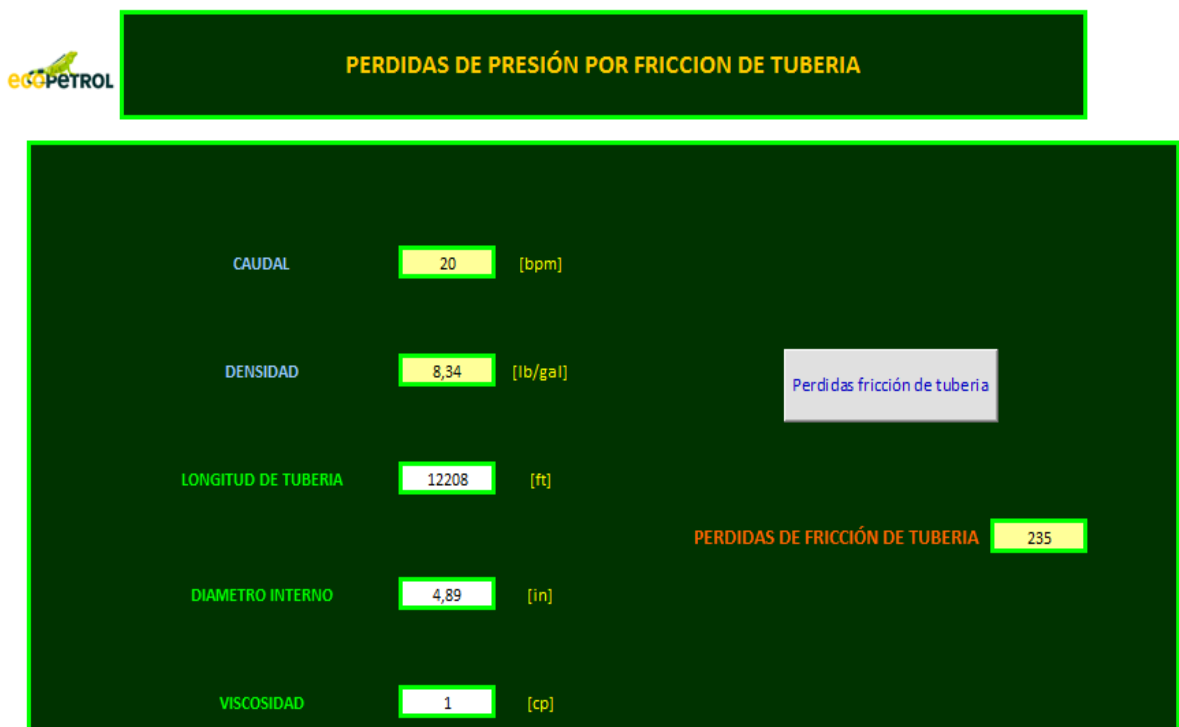
La figura anterior nos brinda las pérdidas de presión por fricción en los perforaciones, con datos de entrada los cuales son: un caudal asumido como 20 barriles por minuto, una densidad que es la del fluido utilizado en la operación, un default que es constante, un diámetro de perforación que depende del diámetro externo del casing se divide en doce por efectos de la aplicación computacional y un número de perforación que lo escoge ingeniero y después se corrobora con el siguiente módulo, así como se observa a continuación:

Figura 76. Prueba 2 de la aplicación computacional, para encontrar el número de perforaciones



Como nos muestra la figura 76, es el número de perforaciones a manejar, con esto se podrá confirmar lo escrito en las pérdidas de presión por fricción en las perforaciones, el siguiente paso es hallar las pérdidas por presión por fricción en la tubería como lo muestra la siguiente Gráfica.

Figura 77. Prueba de la aplicación computacional, pérdidas de presión por fricción de tubería.



Con estas pérdidas de presión por fricción en tubería hallada, por un caudal manejado durante la operación, una densidad y viscosidad del fluido a manejar durante la operación de fracturamiento hidráulico, el diámetro interno del casing, la longitud de tubería que es la profundidad a la cual se va hacer el fracturamiento. Después se hallará la potencia requerida por las bombas para la operación, así como lo muestra la siguiente Gráfica.

Figura 78. Prueba de la aplicación computacional, potencia requerida teniendo gradiente de fractura.

CALCULO DE POTENCIA REQUERIDA TENIENDO G.F.

Gradiente de Fractura	0,8	[Psi/Ft]	Phidrostatica	529	[Psi]
TVD	12208	[Ft]	Psup	10760	[Psi]
Factor de Seguridad	1,4		BHTP	9766	[Psi]
Caudal	20	[Bbl/Min]	HHP	5274	[HP]
P fricción de Tort /Perf	1288	[Psi]	HHP con factor de seguridad	7384	[HP]
Densidad del fluido	8,34	[Lb/Ft3]			
Pfricción de tubería	235	[Psi]			

Calculo de HHP

Para el cálculo de la potencia requerida se utilizo un gradiente de fractura el cual por base de datos o experiencia en campo, el ingeniero podrá inferir, el TVD que es la profundidad a la cual se va a realizar el fracturamiento hidráulico, un factor de seguridad que es el encargado de dar la confianza a la potencia hallada, el caudal a utilizar en la operación, la densidad del fluido a manipular en la operación y las pérdidas de presión que fueron halladas con anterioridad. Este módulo se puede leer la presión hidrostática, la presión de superficie y la presión total en la cara del pozo. Pero lo importante del módulo es que nos halla la potencia requerida por las bombas, para realizar la operación de fracturamiento hidráulico. Si observamos el módulo hay dos potencias, una que se halla normal y la otra con un factor de seguridad, esta última ha utilizar para tener certeza de la potencia requerida por las bombas para realizar la operación.

Tabla 19. Resultados de la potencia requerida

EVENTO	POTENCIA [hp]
Utilizada en la operación	4850
Estimada para la operación	8000
Propuesta sin factor de seguridad	5274
Propuesta con factor de seguridad	7384

Como se observa en la tabla anterior la potencia utilizada en la operación fue de 4850 hp, la estimación del campo fue de 8000 hp debido a que se encontraban a una mayor profundidad de diez mil pies se asume esa potencia, en la propuesta de la aplicación computacional nos arroja una potencia de 5274 hp sin factor de seguridad, es decir un 8% de error con la utilizada en la operación.

Sin embargo aplicando un factor de seguridad se obtendrá una potencia de 7384 hp, en conclusión la estimada tiene más de 500 hp sobre la propuesta de la aplicación computacional con factor de seguridad, es decir ayudaría a este pozo a reducir costos.

Ahora se hallará la parte del diseño de la fractura, iniciamos con el step rate test, el cual es el encargado de encontrar el valor de la presión de yacimiento así como la presión de extensión de la fractura y presión de cierre; así como se mostrara con el siguiente gráfica.

En la figura 79 fue donde se entraron los datos de entrada es decir la presión, el caudal y tiempo, con ello se gráfica la data de step rate test; posteriormente en la gráfica 80 cuyas pendientes al cruzar con el eje Y, se hallaran las presiones buscadas.

En la siguiente tabla se mostrara los resultados de step rate test tanto del pozo así como la que arroja la aplicación computacional.

Tabla 20. Comparación de los resultados del pozo con la aplicación computacional

PRESIÓN	DATOS POZO	DATOS APLICACIÓN COMPUTACIONAL
Presión de cierre	3503	3460
Presión de yacimiento	1990	1950
Presión de extensión de fractura	6500	6450

Como se vio en la tabla anterior el error que presenta la aplicación computacional, en la presión de cierre, presión de extensión de fractura y presión de yacimiento solo superan el 1%.

Ahora continuamos con el diseño, hallando el step down test, así como lo muestra la siguiente figura.

Figura 81. Resultados de la prueba del SDT (parte superior)



Los resultados obtenidos en la prueba de inyectividad, se leen los valores de presión y caudal de la gráfica y se escriben en el módulo tal como lo muestra la figura anterior, donde el delta p es las pérdidas de presión por fricción totales, es decir la suma de las pérdidas de (tubería, perforaciones y tortuosidad), de igual manera el delta de presión por fricción de tubería se halla con formula.

En nuestro caso llamamos pérdidas de presión por fricción en el wellbore a la suma de pérdidas de presión por perforaciones y tortuosidad; es decir, las pérdidas de presión en el wellbore se hallan como la diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas por tubería. A continuación el Gráfica de la parte inferior del módulo y la gráfica correspondiente de numero de perforaciones.

Figura 82. Resultados de la prueba del SDT (parte Inferior)

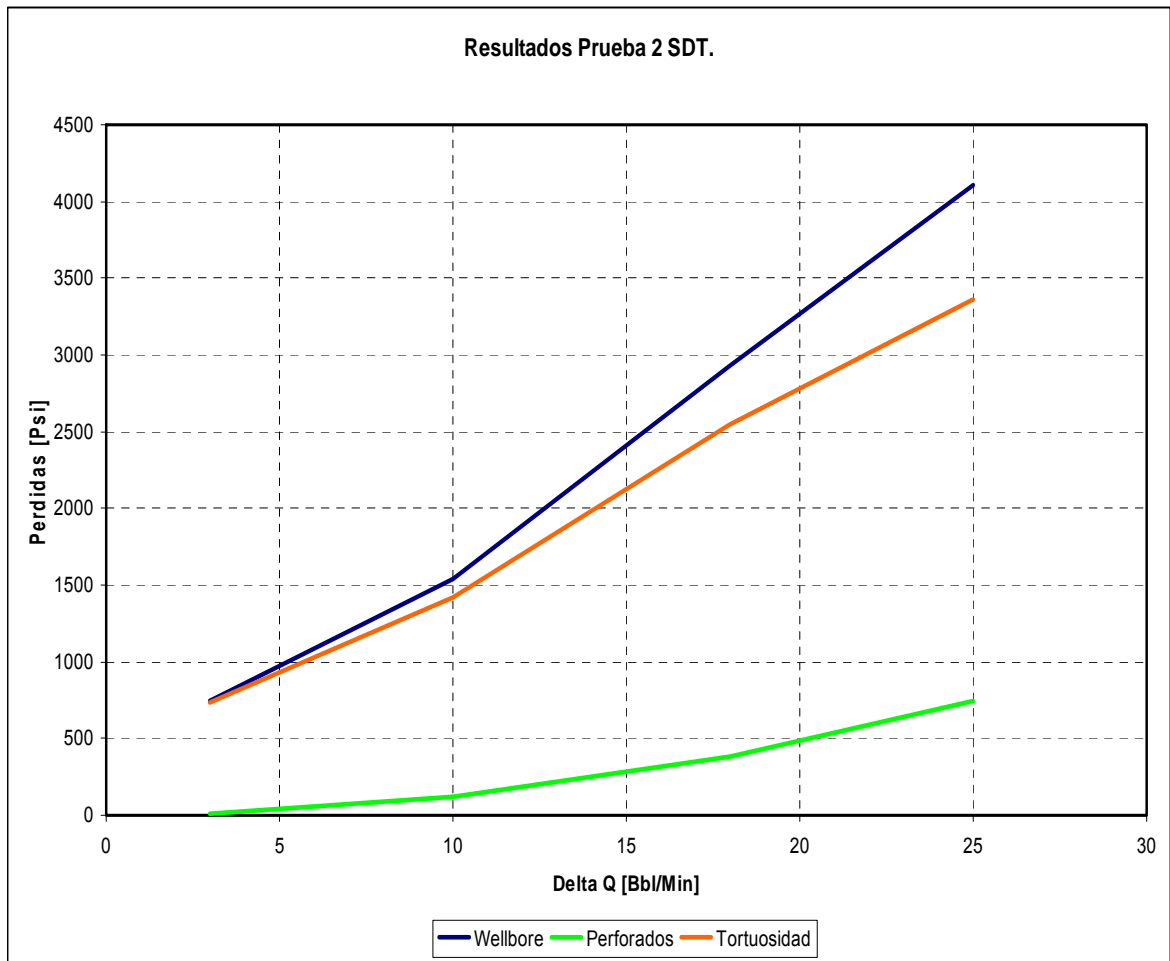
FRICCIÓN EN PERFORADOS				
SHOTS	4	6	8	10
	80,49	35,77	20,12	12,88
	463,63	206,06	115,91	74,18
	724,42	321,96	181,11	115,91
	1043,17	463,63	260,79	166,31
	1854,52	824,23	463,63	296,72

FRICCIÓN EN TORTUOSIDAD				
SHOTS	4	6	8	10
	415,84	460,56	476,21	483,45
	585,66	843,24	933,39	975,11
	1076,54	1479,00	1619,86	1685,06
	1335,70	1915,23	2118,07	2211,96
	1639,83	2670,11	3030,71	3197,62

VER GRÁFICAS

Como lo muestra la figura anterior se hallaron las pérdidas de presión por fricción de perforaciones y tortuosidad, para determinar las gráficas correspondientes con las que se elige cual es el número de perforaciones con el que se comporta mejor el pozo; para ello se miran las gráficas las cuales constan de tres líneas donde una significa las pérdidas totales por fricción en el wellbore, la otra línea significa las pérdida de presión por fricción en los perforaciones y la ultima significa las pérdidas de presión por fricción en la tortuosidad; después de ver las gráficas que arrojo la aplicación computacional se llego a conclusión que la que más se acomoda a el pozo es la de 6 número de perforaciones.

Figura 83. Resultados de la prueba del SDT (gráfica con 4 perforaciones)



La razón por la que en la gráfica no se incluye las pérdidas de presión por fricción en la tubería es porque se necesita saber cómo son las pérdidas en la cara del pozo es decir se desprecia toda la tubería y por ende las pérdidas de ella no estarán presentes.

A continuación el diseño de cuánto volumen hay en tubería así como cuanta arena se tiene en la tubería, por eso se utilizara el módulo de volumen desplazado para encontrar estas variables.

Figura 84. Resultados del cálculo de desplazamiento (parte superior)

CALCULO DE DESPLAZAMIENTO

CASING

OD	5 3/4"	[in]
Peso por pie	25,2	[lbs/ft]
Sacos por pie	1,50304	[sacos/ft]
ID	4,89	[in]

TUBING

OD	4 1/2"	[in]
Peso por pie	26,04	[lbs/ft]
Sacos por pie	0,79156	[sacos/ft]
ID	3,548	[in]

PACKER 8751 [ft]

INTERVALO TOPE 8898 [ft]

INTERVALO FONDO 9014 [ft]

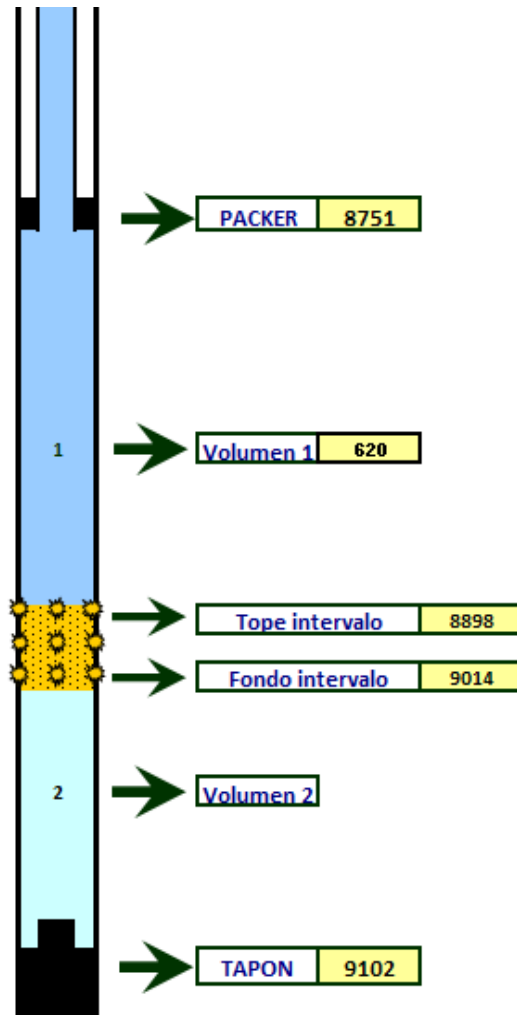
TAPON 9102 [ft]

Figura 85. Resultados del cálculo de desplazamiento (parte inferior)

Volumen de tubing	601	[ft ³]	107,0	[bbbl]
Volumen de casing	19	[ft ³]	3,4	[bbbl]
Volumen total 1	620	[ft ³]	110,4	[bbbl]
Ultima concentración	10	[ppa]		
Arena en tubería	11,0	[sacos de arena]		
Arena en tubería total	7322	[sacos de arena]		

Cálculo de volumen

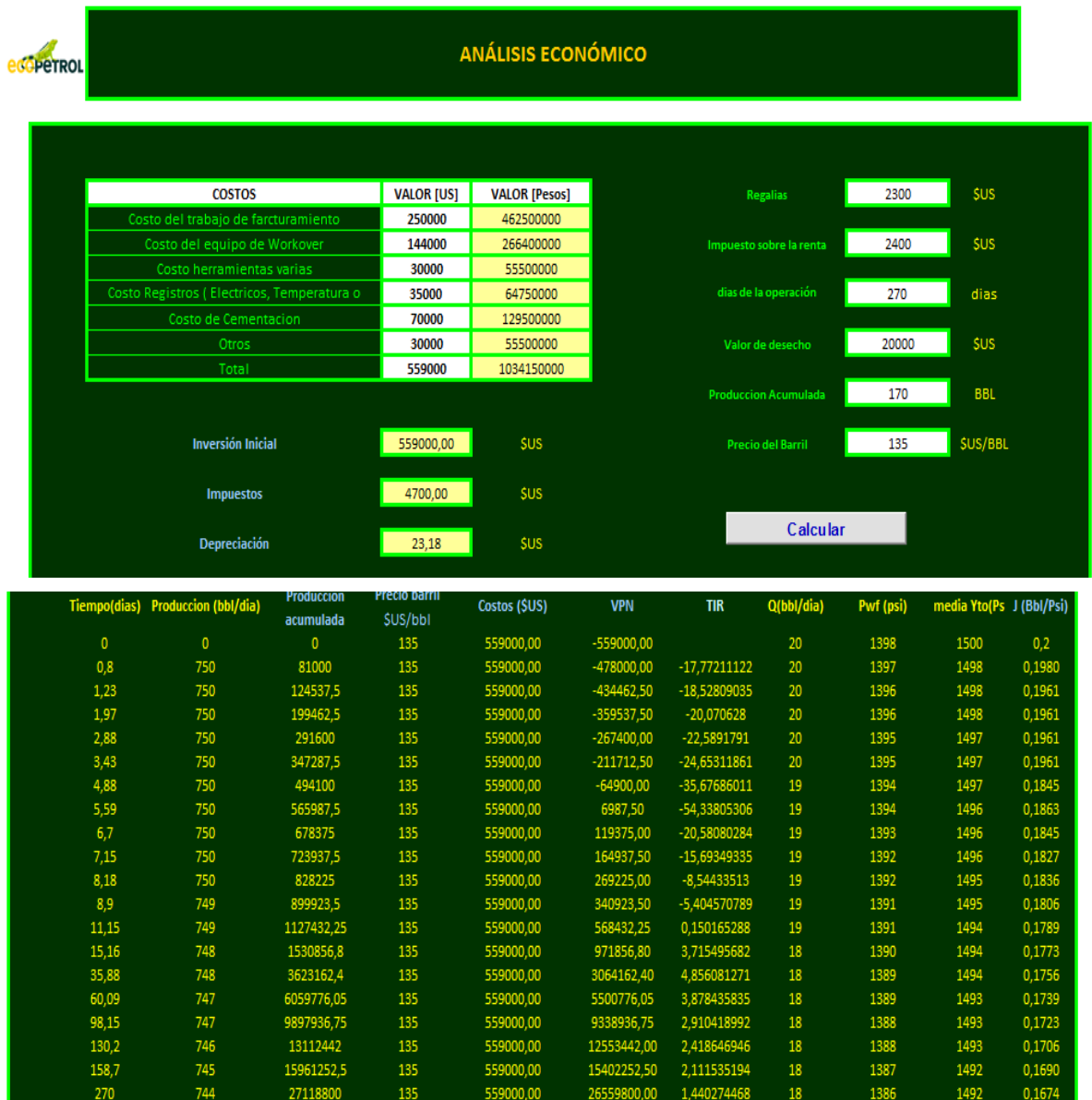
Figura 86. Gráfica del cálculo de desplazamiento



Con la figura del desplazamiento de volumen cuyas variables de entrada consta de un diámetro externo tanto del casing así como del tubing, también se debe entrar los datos de profundidad del packer, la profundidad del intervalo tope, la profundidad del intervalo de fondo y la profundidad del tapón. Los resultados del reporte arroja un volumen total de 110 barriles y la aplicación computacional nos muestra un valor de 110.1 barriles, es decir no tenemos error, mientras que la arena en la tubería en el reporte nos dice que son 10,7 sacos de arena, mientras que la aplicación computacional muestra

un valor de 11 sacos de arena es decir con un error del 2%, por lo que nos atrevemos a decir que la aplicación computacional es muy segura. Ahora el paso a seguir es hallar un análisis económico, donde se va a encontrar el valor presente neto y la tasa interna de retorno, así como lo muestra el siguiente Gráfica el cual nos proporcionara los resultados.

Figura 87. Resultados del análisis económico



Como se observo en la figura 87, el resultado del valor presente neto nos conlleva a decir el proyecto va a ser un éxito, porque a los 11.08 días, el proyecto estará pago. De igual manera el TIR es muy pequeño debido a que los estamos hallando diariamente, pero este confirma el resultado del valor presente neto.

De igual manera con el caudal, la presión de fondo fluuyente y la presión estática nos darán el resultado del índice de productividad.

Figura 88. Resultado para el número de Propante.

ecopETROL
NUMERO DE PROPANTE E INDICE DE PRODUCTIVIDAD ADIMENSIONAL

<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>Masa de propante para (2 alas)</td><td style="text-align: center;">15000</td><td style="text-align: center;">[lbm]</td></tr> <tr><td>Gravedad específica de Propante</td><td style="text-align: center;">2,65</td><td></td></tr> <tr><td>Porosidad del empaquetamiento</td><td style="text-align: center;">0,38</td><td></td></tr> <tr><td>Permeabilidad del empaquetamiento</td><td style="text-align: center;">80000</td><td style="text-align: center;">[md]</td></tr> <tr><td>Diametro máximo del material de soporte</td><td style="text-align: center;">0,003</td><td style="text-align: center;">[in]</td></tr> <tr><td>Permeabilidad de la formación</td><td style="text-align: center;">100</td><td style="text-align: center;">[md]</td></tr> <tr><td>Espesor permeable productor</td><td style="text-align: center;">70</td><td style="text-align: center;">[ft]</td></tr> <tr><td>Radio efectivo de pozo</td><td style="text-align: center;">0,35</td><td style="text-align: center;">[ft]</td></tr> <tr><td>Radio de drenaje</td><td style="text-align: center;">150</td><td style="text-align: center;">[ft]</td></tr> <tr><td>Skin antes del tratamiento</td><td style="text-align: center;">13</td><td></td></tr> <tr><td>Altura de la fractura</td><td style="text-align: center;">80</td><td style="text-align: center;">[ft]</td></tr> <tr><td>Modulo de Young</td><td style="text-align: center;">4,00E+05</td><td style="text-align: center;">[psi]</td></tr> <tr><td>Tasa de inyección de la lechada</td><td style="text-align: center;">13,5</td><td style="text-align: center;">[bpm]</td></tr> <tr><td>Reología, k</td><td style="text-align: center;">0,0025</td><td style="text-align: center;">[lb/ft²]</td></tr> <tr><td>Reología, n</td><td style="text-align: center;">0,6</td><td></td></tr> <tr><td>Coefficiente de fugas en el layer permeable (leakoff)</td><td style="text-align: center;">0,0060</td><td style="text-align: center;">[ft/min^{1/2}]</td></tr> <tr><td>Coefficiente de pérdidas de impulsos (spurt loss)</td><td style="text-align: center;">0,0400</td><td></td></tr> <tr><td>Maxima concentración posible de propante adicionado</td><td style="text-align: center;">3</td><td style="text-align: center;">[lbm/gal]</td></tr> <tr><td>Multiplicar longitud optima por el factor</td><td style="text-align: center;">2</td><td></td></tr> <tr><td>Multiplicar el pad de NOLTE</td><td style="text-align: center;">1</td><td></td></tr> </table>	Masa de propante para (2 alas)	15000	[lbm]	Gravedad específica de Propante	2,65		Porosidad del empaquetamiento	0,38		Permeabilidad del empaquetamiento	80000	[md]	Diametro máximo del material de soporte	0,003	[in]	Permeabilidad de la formación	100	[md]	Espesor permeable productor	70	[ft]	Radio efectivo de pozo	0,35	[ft]	Radio de drenaje	150	[ft]	Skin antes del tratamiento	13		Altura de la fractura	80	[ft]	Modulo de Young	4,00E+05	[psi]	Tasa de inyección de la lechada	13,5	[bpm]	Reología, k	0,0025	[lb/ft ²]	Reología, n	0,6		Coefficiente de fugas en el layer permeable (leakoff)	0,0060	[ft/min ^{1/2}]	Coefficiente de pérdidas de impulsos (spurt loss)	0,0400		Maxima concentración posible de propante adicionado	3	[lbm/gal]	Multiplicar longitud optima por el factor	2		Multiplicar el pad de NOLTE	1		<p style="color: red; font-weight: bold; margin-top: 0;">LUGAR OPTIMO SIN RESTRICCIÓN</p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>Numero Propante</td><td style="text-align: center;">0,041</td><td></td></tr> <tr><td>Indice de productividad adimensional</td><td style="text-align: center;">0,4</td><td></td></tr> <tr><td>Conductividad optima de fractura</td><td style="text-align: center;">1,64E+00</td><td></td></tr> <tr><td>Longitud media optima</td><td style="text-align: center;">21</td><td style="text-align: center;">[ft]</td></tr> <tr><td>Ancho optimo sostenido</td><td style="text-align: center;">0,5188</td><td style="text-align: center;">[ft]</td></tr> <tr><td>Skin despues del tratamiento</td><td style="text-align: center;">-2,73</td><td></td></tr> <tr><td>Indice de productividad</td><td style="text-align: center;">7</td><td></td></tr> </table> <p style="color: red; font-weight: bold; margin-top: 0;">LUGAR SUBOPTIMO CON RESTRICCIÓN CUMPLIDA</p> <p style="color: red; font-weight: bold; margin-top: 0;">MASA DE PROPANTE REDUCIDA</p> <p style="color: red; font-weight: bold; margin-top: 0;">LUGAR ACTUAL</p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>Masa del propante situado en las (2 alas)</td><td style="text-align: center;">711</td><td></td></tr> <tr><td>Numero Propante</td><td style="text-align: center;">0,0020</td><td></td></tr> <tr><td>Indice de productividad adimensional</td><td style="text-align: center;">0,1864</td><td></td></tr> <tr><td>Conductividad optima de fractura adimensional</td><td style="text-align: center;">0,0134</td><td></td></tr> <tr><td>Longitud media</td><td style="text-align: center;">42</td><td style="text-align: center;">[ft]</td></tr> <tr><td>Ancho sostenido</td><td style="text-align: center;">0,012</td><td style="text-align: center;">[ft]</td></tr> <tr><td>Factor skin despues del tratamiento</td><td style="text-align: center;">0,06</td><td></td></tr> <tr><td>Indice de productividad tratamiento detallados</td><td style="text-align: center;">3</td><td></td></tr> </table> <p style="color: red; font-weight: bold; margin-top: 0;">tratamiento detallados</p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>Eficiencia</td><td style="text-align: center;">0,14</td><td></td></tr> <tr><td>Tiempo de bombeo</td><td style="text-align: center;">34,48</td><td style="text-align: center;">[min]</td></tr> <tr><td>Tiempo de bombeo de PAD</td><td style="text-align: center;">19,73</td><td style="text-align: center;">[min]</td></tr> <tr><td>Exponente de concentración de propante adicionada</td><td style="text-align: center;">0,7</td><td></td></tr> <tr><td>Concentraci3n del propante uniforme al final del frac.</td><td style="text-align: center;">19,8</td><td style="text-align: center;">[lbm/gal]</td></tr> <tr><td>Concentraci3n del propante areal despues del cierre</td><td style="text-align: center;">0,1051</td><td style="text-align: center;">[lbm/gal]</td></tr> <tr><td>Maxima adici3n de propante concentraci3n</td><td style="text-align: center;">3</td><td style="text-align: center;">[lbm/gal]</td></tr> <tr><td>Presi3n neta a el final del bombeo</td><td style="text-align: center;">21</td><td style="text-align: center;">[PSI]</td></tr> <tr><td>Volumen de PAD</td><td style="text-align: center;">335</td><td style="text-align: center;">[ft³]</td></tr> </table>	Numero Propante	0,041		Indice de productividad adimensional	0,4		Conductividad optima de fractura	1,64E+00		Longitud media optima	21	[ft]	Ancho optimo sostenido	0,5188	[ft]	Skin despues del tratamiento	-2,73		Indice de productividad	7		Masa del propante situado en las (2 alas)	711		Numero Propante	0,0020		Indice de productividad adimensional	0,1864		Conductividad optima de fractura adimensional	0,0134		Longitud media	42	[ft]	Ancho sostenido	0,012	[ft]	Factor skin despues del tratamiento	0,06		Indice de productividad tratamiento detallados	3		Eficiencia	0,14		Tiempo de bombeo	34,48	[min]	Tiempo de bombeo de PAD	19,73	[min]	Exponente de concentración de propante adicionada	0,7		Concentraci3n del propante uniforme al final del frac.	19,8	[lbm/gal]	Concentraci3n del propante areal despues del cierre	0,1051	[lbm/gal]	Maxima adici3n de propante concentraci3n	3	[lbm/gal]	Presi3n neta a el final del bombeo	21	[PSI]	Volumen de PAD	335	[ft ³]
Masa de propante para (2 alas)	15000	[lbm]																																																																																																																																			
Gravedad específica de Propante	2,65																																																																																																																																				
Porosidad del empaquetamiento	0,38																																																																																																																																				
Permeabilidad del empaquetamiento	80000	[md]																																																																																																																																			
Diametro máximo del material de soporte	0,003	[in]																																																																																																																																			
Permeabilidad de la formación	100	[md]																																																																																																																																			
Espesor permeable productor	70	[ft]																																																																																																																																			
Radio efectivo de pozo	0,35	[ft]																																																																																																																																			
Radio de drenaje	150	[ft]																																																																																																																																			
Skin antes del tratamiento	13																																																																																																																																				
Altura de la fractura	80	[ft]																																																																																																																																			
Modulo de Young	4,00E+05	[psi]																																																																																																																																			
Tasa de inyección de la lechada	13,5	[bpm]																																																																																																																																			
Reología, k	0,0025	[lb/ft ²]																																																																																																																																			
Reología, n	0,6																																																																																																																																				
Coefficiente de fugas en el layer permeable (leakoff)	0,0060	[ft/min ^{1/2}]																																																																																																																																			
Coefficiente de pérdidas de impulsos (spurt loss)	0,0400																																																																																																																																				
Maxima concentración posible de propante adicionado	3	[lbm/gal]																																																																																																																																			
Multiplicar longitud optima por el factor	2																																																																																																																																				
Multiplicar el pad de NOLTE	1																																																																																																																																				
Numero Propante	0,041																																																																																																																																				
Indice de productividad adimensional	0,4																																																																																																																																				
Conductividad optima de fractura	1,64E+00																																																																																																																																				
Longitud media optima	21	[ft]																																																																																																																																			
Ancho optimo sostenido	0,5188	[ft]																																																																																																																																			
Skin despues del tratamiento	-2,73																																																																																																																																				
Indice de productividad	7																																																																																																																																				
Masa del propante situado en las (2 alas)	711																																																																																																																																				
Numero Propante	0,0020																																																																																																																																				
Indice de productividad adimensional	0,1864																																																																																																																																				
Conductividad optima de fractura adimensional	0,0134																																																																																																																																				
Longitud media	42	[ft]																																																																																																																																			
Ancho sostenido	0,012	[ft]																																																																																																																																			
Factor skin despues del tratamiento	0,06																																																																																																																																				
Indice de productividad tratamiento detallados	3																																																																																																																																				
Eficiencia	0,14																																																																																																																																				
Tiempo de bombeo	34,48	[min]																																																																																																																																			
Tiempo de bombeo de PAD	19,73	[min]																																																																																																																																			
Exponente de concentración de propante adicionada	0,7																																																																																																																																				
Concentraci3n del propante uniforme al final del frac.	19,8	[lbm/gal]																																																																																																																																			
Concentraci3n del propante areal despues del cierre	0,1051	[lbm/gal]																																																																																																																																			
Maxima adici3n de propante concentraci3n	3	[lbm/gal]																																																																																																																																			
Presi3n neta a el final del bombeo	21	[PSI]																																																																																																																																			
Volumen de PAD	335	[ft ³]																																																																																																																																			

[VER TABLAS](#)
[VER GRÁFICAS](#)

Al igual que se hizo para el ejemplo anterior para este módulo se considera tres ítems de resultados. El primer ítem es lugar óptimo, el segundo ítem es

un lugar subóptimo con restricción y un tercer ítem que son los tratamientos detallados. Para el primer ítem se hace la siguiente tabla de comparación:

Tabla 21. Resultados del número de propante en el lugar óptimo

Lugar óptimo	DATOS POZO	DATOS APLICACIÓN COMPUTACIONAL
Índice de productividad adimen.	0.4	0.4
Conductividad optima de la fract.	1.59	1.64
Skin después del tratamiento	- 2.69	- 2.73

Como observa en la tabla anterior los resultados de la aplicación computacional son muy parecidos a los datos de pozo es decir podemos inferir en los demás resultados de este ítem uno dentro de los que encontramos el número de propante. De igual manera sucede para el ítem dos, ahora en la siguiente tabla se mostrara el ítem tres.

Tabla 22. Resultados para el tratamiento detallado.

Tratamientos detallados	DATOS POZO	DATOS APLICACIÓN COMPUTACIONAL
Eficiencia	0.15	0.14
Tiempo de bombeo	35	34.48
Tiempo de bombeo de pad	19	19.73

En la tabla 22 se muestra los resultados de los tratamientos detallados en los cuales la aplicación computacional muestra una gran confiabilidad respecto a los datos de pozo es decir podemos inferir que los demás resultados de este ítem tres.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Se desarrolló una herramienta computacional que ofrece soporte al pre diseño de los trabajos de fracturamiento hidráulico permitiendo el cálculo de potencia requerida de fractura, vinculando el concepto de número de propante dentro del diseño clásico de la operación e integrando la metodología de ECOPELROL para la selección y diseño de los trabajos de fracturamiento.
- Se implementaron los cálculos de volumen y presión de fricción a la aplicación los cuales son de gran importancia para el diseño de un fracturamiento hidráulico.
- Se aplicó una metodología de diseño rápido de software que permita probar la herramienta construida en diferentes escenarios.
- Se debe tener en cuenta que cuando se realiza el cálculo de potencia requerida para implementar un trabajo de fracturamiento hidráulico, se debe aumentar a este, un cuarenta por ciento del valor calculado para lograr los mejores resultados.
- Los módulos QA/QC son de indispensable aplicabilidad cuando se trata de mantener un control de la operación antes, durante y después, de efectuada la misma, garantizando así el buen desempeño de la operación.
- El cálculo de número de propante tiene una gran incidencia en cuanto a realizar predicciones de volumen y geometría de fractura, implicando esto en una relación directa con el índice de productividad.

- Se recomienda generar los cálculos de diseño de fractura para otros modelos diferentes del PKN.
- Integrar esta aplicación a los software existentes para obtener de esta manera datos más acertados en la operación.

BIBLIOGRAFÍA

BJ Services Company S.A. Handbook of Hydraulic Fracturing, 1986.

BP Exploration: "Hydraulic Fracturing Theory Manual", 1997.

CONTRERAS, Oscar; RODRIGUEZ, Wilmar. Desarrollo de la metodología para estimar el gradiente de fractura de la formación K1 de un campo de la superintendencia de operaciones APIAY. Tesis de grado. UIS. 2008

CRAFT, Holden and Grales. "Well Desing" Prentice Hall Hic, 1982.

DORADO Jairo, OLIVARES Fabian. Desarrollo de una herramienta software para la simulación de un diseño de fracturamiento hidráulico, Universidad

ECONOMIDES Michael, Oligney Ronald, Valkó Peter: "Unified fracture design: Bridging the gap between theory and practice". Orsa Press Alvin, Texas 2002.

ESCOBAR, Freddy H. Análisis Moderno de Presiones de Pozos.

HERNANDEZ TREJOS Edelberto. "Fracturamiento Hidráulico Ácido", Universidad Industrial de Santander (UIS), 1993.

Industrial de Santander (UIS), 2006.

LEE, John. Well Testing. First Printing. SPE Textbook, 1982.

LEE, W. S. "Pressure Decline Analysis with Khristianovic and Zeltov and Penny-Shaped Geometry Model of Fracturing, "Paper SPE 13872 presented at the 1985 SPE/DOE Low Permeability Gas Reservoirs Symposium, Denver, May 19-22.

NOLTE, K. G. and Smith, M. B.: "Interpretation of Fracturing Pressures" JPT, (Sept. 1981), 1767-75.

NORDGREN, R. P.: "Propagation of a Vertical Hydraulic Fracture" SPEJ (Aug. 1972) 306-14; Trans., AIME, 253.

ORDUZ, Luis H. Fracturamiento hidráulico, consideraciones teóricas y operacionales. Universidad Industrial de Santander, 1985.

PERKINS, T. K. Jr. and Kern, L. R.: "Widths of Hydraulic Fractures" JPT (Sept. 1961) 937-49; Trans., AIME, 222.

Pressure". Paper SPE 6870.

REY Silvia, VELASCO Johnnie. Aplicación software para la evaluación económica de proyectos de inversión de vapor, Universidad Industrial de Santander, 2007.

ROJAS, Ana M. Análisis de Pruebas de Presión en Yacimientos Hidráulicamente Fracturados. Universidad Industrial de Santander, 2000.

SALZ, L.B.: "Relationship between Fracture Propagation Pressure and Pore

VIZCAINO, Heydi; DORIA, Linda; Selección de pozos, diseño y análisis económico para trabajos de fracturamiento hidráulico en el campo santa Clara, Neiva. Tesis de Grado. UIS. 2007

ANEXO A. MANUAL DE USUARIO DE LA APLICACIÓN COMPUTACIONAL

Lograr un buen manejo de la aplicación computacional para el pre diseño, diseño y QA/QC de una operación de fracturamiento hidráulico, depende de los pasos que se siga, de igual manera es muy sencillo, por efectos del manejo rápido, eficiente y eficaz en el campo.

Figura 1. Gráfica para el manejo de la aplicación computacional en las pérdidas de presión por fricción en los perforaciones.

PERDIDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN DE LOS PERFORADOS

CAUDAL	<input type="text" value="20"/>	[bpm]	
DENSIDAD	<input type="text" value="8,34"/>	[lb/gal]	<input type="button" value="Perd. por fricc. de perfo."/>
DEFAULT	<input type="text" value="0,85"/>		Perdidas por fricción de perforados <input type="text" value="747"/> [Psi]
Diametro de perforación	<input type="text" value="0,55"/>	[in]	
Numero de perforaciones	<input type="text" value="4"/>	[ft]	

En el primer módulo se encontrará el cálculo de pérdidas de presión por fricción en los perforaciones, cuyos pasos a seguir en el pre diseño de un fracturamiento hidráulico son:

1. Tener en cuenta que cuando las palabras sean de color verde quiere decir que es un valor de entrada, cuando las palabras sean de color

azul significa que la aplicación computacional las halla internamente y por lo tanto no hay necesidad de introducir valor alguno ya que en el módulo anterior ya estaban las mismas variables y por ende la herramienta las agrega automáticamente; y las de color naranja son los valores principales que se buscan en ese módulo.

2. Lo primero que se le debe suministrar a la aplicación es el valor de caudal, el cual generalmente es un valor de 20 barriles por minutos u oscila en ese rango.
3. El valor de la densidad, depende del fluido que se esté manejando, habitualmente es el agua, cuya densidad es de 8.34 libras por galón.
4. El default es una constante cuyo rango está entre 0.65 y 0.85; frecuentemente se coloca un valor de 0.85.
5. Para el diámetro de la perforación se debe tener especial cuidado al colocar este valor, debido a que se coloca el diámetro externo del casing a utilizar en la operación en el lugar donde se va hacer el fracturamiento hidráulico, posteriormente ese valor se divide en doce por efecto del programa.
6. Para el número de perforaciones es necesario que el ingeniero tome una adecuada decisión, debido a que es de experiencia, aunque en el siguiente módulo se puede corroborar el valor de este número de perforaciones, sin embargo normalmente esta en un rango de 4 a 10 perforaciones.
7. Al tener los valores anteriores se procede a oprimir el botón denominado pérdidas de fricción por perforación, de inmediato la aplicación computacional proyectara el valor de pérdidas de presión por fricción en los perforaciones.

El siguiente módulo a manejar es el número de perforaciones, este nos ayudará a verificar si lo asumido en las pérdidas de presión por fricción en los perforaciones es cierto. De igual manera en ocasiones se partirá de las pérdidas de presión por fricción en los perforaciones para lograr saber cuántos números de perforaciones tiene el pozo donde se hará la operación de fracturamiento hidráulico.

Figura 2. Gráfica para el manejo de la aplicación computacional en las pérdidas de presión por fricción en los perforaciones.



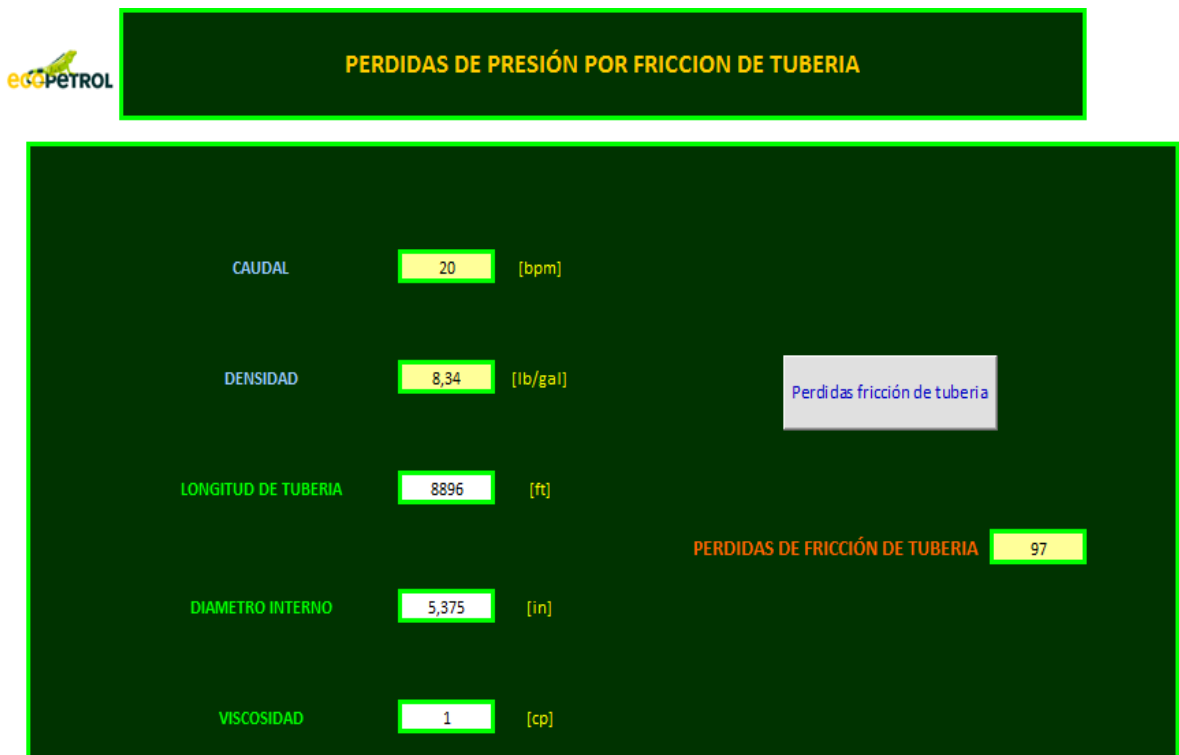
Los pasos a seguir para manejar adecuadamente este módulo son los siguientes:

1. Al igual que en el módulo anterior se debe tener en cuenta los colores que representan, valores de entrada, calculados y requeridos.
2. El caudal como se observa esta de color azul, es decir que fue hallado en el módulo pasado, por eso es tan importante siempre llenar los módulos en orden como se está indicando en este manual de usuario. Lo mismo ocurre con la densidad, el default, y el diámetro de perforación.

3. En el espacio correspondiente a las pérdidas de presión por fricción en los perforaciones, de debe introducir este valor con el objetivo de comprobar si el número de perforaciones es acertado, o simplemente para saber cuántos números de perforaciones se tienen en el pozo al cual se le va a realizar la operación de fracturamiento hidráulico.
4. Ya teniendo este valor se procede a oprimir el botón llamado número de perforaciones y de inmediato se obtendrá el valor que se está buscando en este módulo que es el número de perforaciones.

El siguiente módulo a manejar es el que calcula las pérdidas de presión por fricción en la tubería, se debe tener muy en cuenta que este módulo será el tercero en llenar, para así mantener resultados más eficaces del pozo donde se hará la operación de fracturamiento hidráulico.

Figura 3. Gráfica para el manejo de la aplicación computacional en las pérdidas de presión por fricción en la tubería.



Para este módulo y como ya se ha dicho anteriormente hay dos ítems en color azul, lo que quiere decir que ya la aplicación los halló automáticamente.

1. La longitud de la tubería es la profundidad a la cual se realizara la operación de fracturamiento hidráulico.
2. El diámetro interno generalmente no es un valor que se posee, pero como el valor de diámetro externo y el peso por pie si es conocido, entonces se busca en las tablas; si no se tiene tablas ir al módulo cálculo de desplazamiento, allí se encuentran todos los diámetros externos del casing y tubing. Se escoge el diámetro del casing posteriormente con el mismo diámetro se busca el peso por pie de inmediato la aplicación computacional le arroja el valor de diámetro interno.
3. La viscosidad que se debe ingresar es la del fluido que se está manejando en la operación, generalmente este es el agua entonces el valor a suministrar seria 1 centipoise.
4. Se oprime el botón denominado pérdidas fricción de tubería y de inmediato la aplicación computacional proyectara el valor buscado.

El módulo que sigue es el de potencia requerida por las bombas para la operación de fracturamiento hidráulico, para el cual se tendrán dos opciones. Para escoger el módulo para hallar potencia se debe tener en cuenta si tenemos gradiente de fractura y si no tenemos gradiente de fractura.

Figura 4. Gráfica para el manejo de la aplicación computacional en el cálculo de la potencia requerida teniendo gradiente de fractura.

LOGO ECCPETROL

CALCULO DE POTENCIA REQUERIDA TENIENDO G.F.

Gradiente de Fractura	0,8	[Psi/Ft]	Phidrostática	529	[Psi]
TVD	12208	[Ft]	Psup	10760	[Psi]
Factor de Seguridad	1,4		BHTP	9766	[Psi]
Caudal	20	[Bbl/Min]	HHP	5274	[HP]
P fricción de Tort /Perf	1288	[Psi]	HHP con factor de seguridad	7384	[HP]
Densidad del fluido	8,34	[Lb/Ft3]			
Pfricción de tubería	235	[Psi]			

Calculo de HHP

Para el módulo de cálculo de potencia requerida teniendo gradiente de fractura, se deben seguir los siguientes pasos:

1. Como siempre se ha dicho en este manual se deben tener en cuenta los colores de las palabras, para colocar los valores de entrada, es decir los de color verde.
2. El gradiente de fractura lo decide el ingeniero que está a cargo de la operación, en la aplicación computacional se coloca usualmente un valor de 0.8 (psi/pie), debido a que es un promedio de gradiente de fractura, igual se puede conocer con base en los datos del pozo al cual se va a fracturar.
3. El TVD que significa “Total Vertical Depth”, es la profundidad a la cual se va a realizar la operación de fracturamiento hidráulico.
4. El factor de seguridad es una constante la cual sirve para proporcionar mayor seguridad en la potencia que será hallada, habitualmente se deja un 40% de seguridad, para evitar errores.
5. El caudal, la densidad, las pérdidas de presión por fricción en los perforaciones así como también las pérdidas de presión por fricción en la tubería y la presión hidrostática se encuentran de color azul, lo que indica que la aplicación las halla directamente y no hay necesidad de volverlas a introducir.
6. La presión de superficie, es la presión necesaria en cabeza de pozo la cual es hallada internamente por la aplicación computacional al igual que el bottom hole total pressure que es la presión necesaria en la cara del pozo.
7. Se oprime el botón de cálculo de HHP, de inmediato la aplicación computacional proyectará el valor la potencia requerida. Esta potencia requerida es hallada con factor de seguridad y sin factor de seguridad.

El siguiente módulo es el de potencia requerida por las bombas para la operación de fracturamiento hidráulico, si no tenemos gradiente de fractura.

Figura 5. Gráfica para el manejo de la aplicación computacional en el cálculo de la potencia requerida teniendo gradiente de fractura.

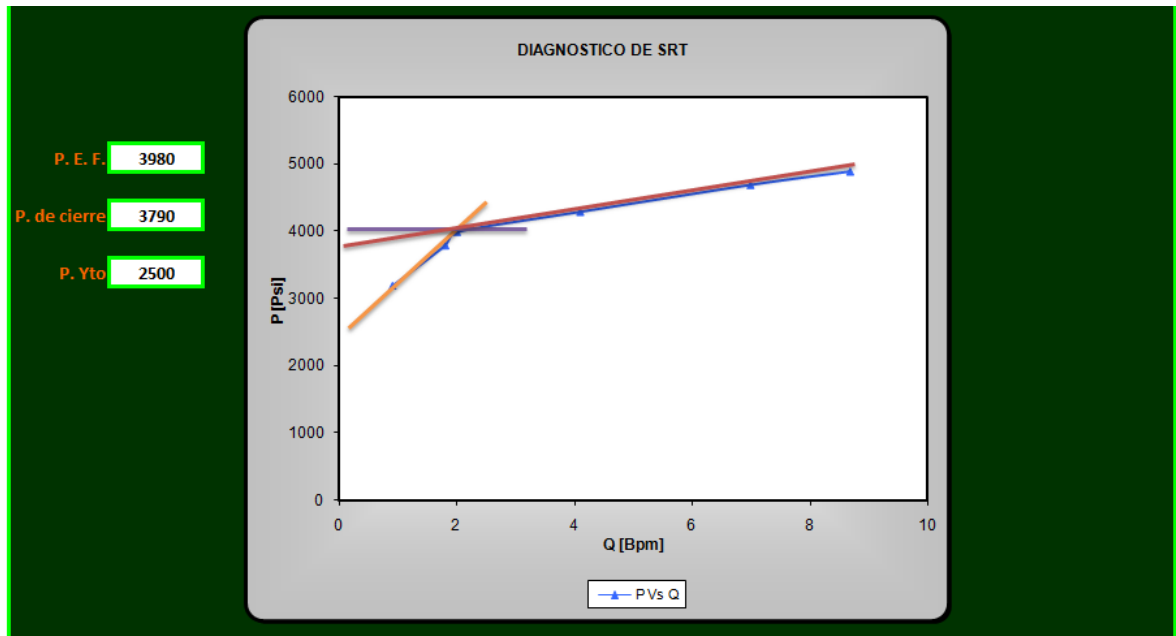
Variable	Valor	Unidad
Psuperficie	7550	[Psi]
TVD	8896	[Ft]
Factor de seguridad	1,40	
P fricción tort / perf	747	[Psi]
Caudal [Q]	20	[bbl/min]
Densidad	8,34	[Lb/ft ³]
Pfricción de tubería	97	[Psi]
Presión hidrostática	386	[Psi]
BHTP	7092	[Psi]
G.F.	0,80	[Psi/Ft]
HHP	3701	[HP]
HHP con factor de seguridad	5181	[HP]

Para este módulo de cálculo de potencia requerida sin gradiente de fractura, se deben seguir los siguientes pasos:

1. Tener en cuenta el color de las palabras, para efecto de valores de entrada.
2. La presión de superficie es hallada por el ingeniero que está a cargo de la operación, debido a que conoce el campo o alguna base de datos con la cual pueda inferir el valor de esta presión.
3. El TVD, como ya se había definido antes, es la profundidad a la cual se va a realizar la operación de fracturamiento hidráulico.
4. El factor de seguridad a manejar es un 40% sobre el rendimiento de la operación, debido a que es un valor óptimo para tener plena seguridad del resultado.
5. El caudal, la densidad, las pérdidas de presión por fricción en las perforaciones, las pérdidas de presión por fricción en la tubería, la presión hidrostática y el bottom hole total pressure, son datos que la aplicación ha tomado ya sea de módulos anteriores o los halla internamente.

1. Después de la prueba de inyectividad, se toman de la gráfica, los valores de presión, caudal y tiempo y se introducen en el módulo así como se observa en la figura anterior.
2. La aplicación computacional gráficara una data de step rate test, la cual sirve de guía para tendencias de presión y caudal
3. Es en este momento cuando se remiten a la parte inferior del módulo.

Figura 7. Gráfica para el manejo de la aplicación computacional en el step rate test. (Parte inferior).



4. La aplicación computacional hallará la gráfica de diagnóstico del step rate test.
5. Trace la pendiente mínima y cuando cruce con el eje Y, escriba el número en presión de yacimiento.
6. Trace la pendiente máxima y cuando cruce con el eje Y, escriba el número en presión de cierre.
7. En el cruce de las dos pendientes, trace un horizontal y cuando cruce con el eje Y, escriba el número en presión de extensión de la fractura.

Figura 8. Gráfica para el manejo de la aplicación computacional en el step down test. (Parte superior).

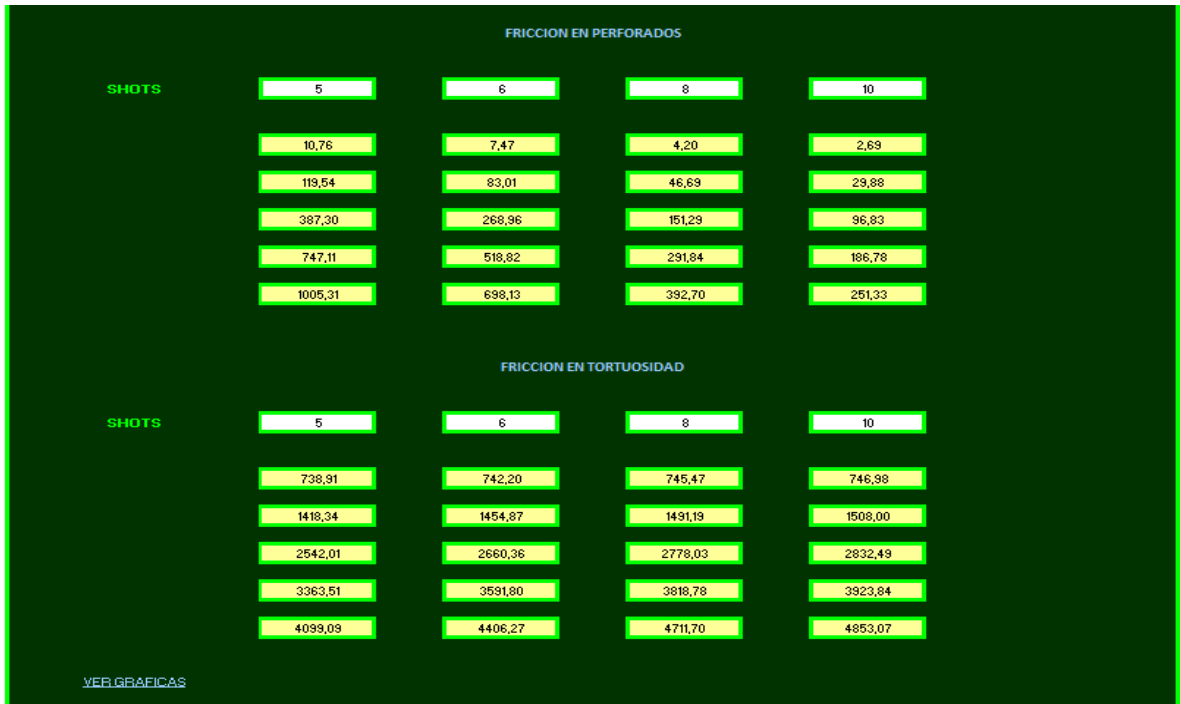


Para este módulo se deben seguir los siguientes pasos.

1. La densidad es la del fluido que se está utilizando en la operación.
2. El default es una constante cuyo rango está entre 0.65 y 0.85; frecuentemente se coloca un valor de 0.85.
3. Para el diámetro de la perforación se debe tener especial cuidado al colocar este valor, debido a que se pone el diámetro externo del casing a utilizar en la operación en el lugar donde se va hacer el fracturamiento hidráulico, posteriormente ese valor se divide en doce por efecto del programa.
4. La viscosidad es la del fluido que se está manejando en la operación, generalmente es agua entonces las viscosidad del agua es 1 centipoise.
5. La longitud es la profundidad a la cual se va a realizar la operación de fracturamiento hidráulico.
6. Después de la prueba de inyectividad se toma la gráfica y se leen los valores para los caudales y presiones a un mismo tiempo y se colocan en el módulo.
7. La herramienta hallara los valores de delta de caudal y delta de presión.

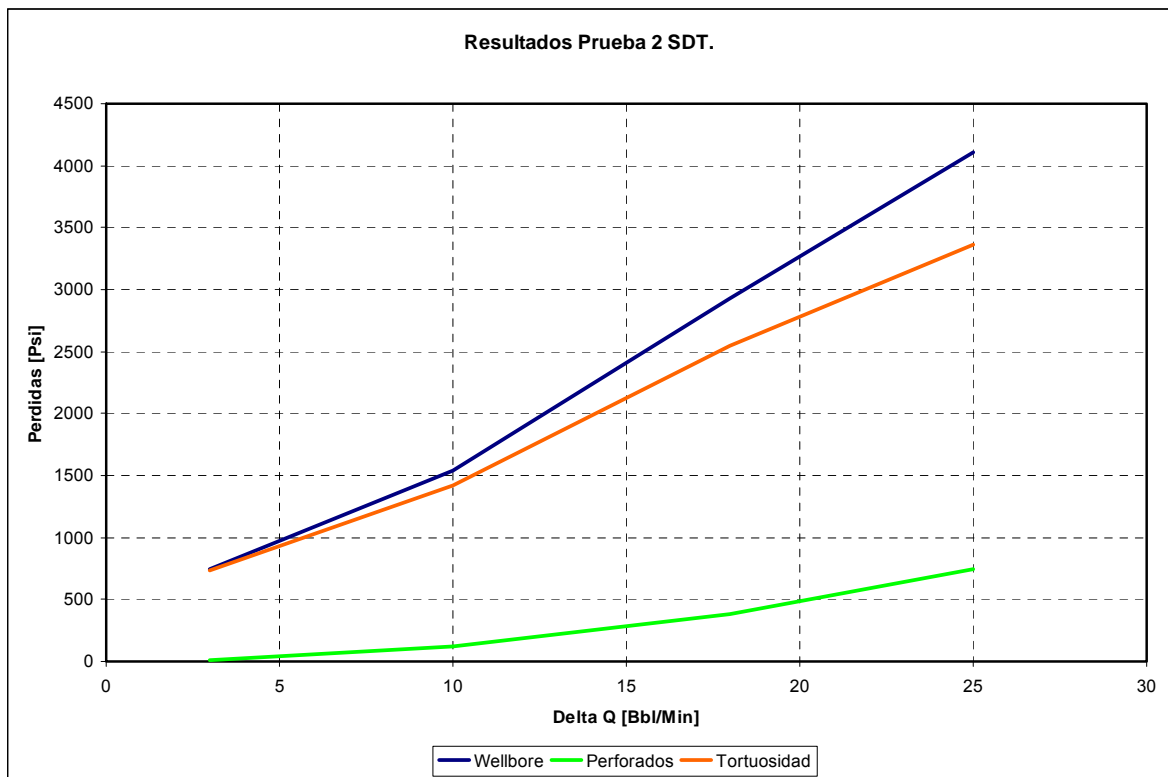
8. El delta de presión es igual a las pérdidas de presión por fricción totales.
9. Pérdidas de presión por fricción totales es igual a las suma de pérdidas de presión por fricción en la tubería más las pérdidas de presión por fricción en los perforaciones más las pérdidas de presión por fricción en las tortuosidades.
10. Las pérdidas de presión por fricción en la tubería la halla la aplicación computacional internamente.
11. Presión de fricción en el wellbore es igual a la suma de pérdidas de presión por fricción en las perforaciones más las pérdidas de presión por wellbore.
12. De esta manera las pérdidas de presión en el wellbore es igual a la diferencia entre las pérdidas de presión por fricción totales y pérdidas de presión por fricción en la tubería.
13. Ahora la parte inferior del módulo

Figura 9. Gráfica para el manejo de la aplicación computacional en el step down test. (Parte inferior).



14. Se escoge el número de perforaciones el cual se piense que pueda tener el pozo.
15. Los cálculos de pérdidas de presión por fricción en las perforaciones la aplicación computacional lo halla directamente en función del número de perforaciones.
16. Instantáneamente las pérdidas de presión por fricción en las tortuosidades se hallara debido a que es igual a las pérdidas de presión por fricción en el wellbore menos las pérdidas de presión por fricción en las perforaciones.
17. Se escoge la gráfica dependiendo el número de perforaciones que se desea y queda algo similar a lo que se muestra a continuación.

Figura 10. Gráfica para el manejo de la aplicación computacional en el step down test. Gráfica.



18. Con esta gráfica se puede inferir que en el wellbore las pérdidas de presión por fricción está precedida por las tortuosidades.

Figura 11 Gráfica para el manejo de la aplicación computacional, cálculo de volumen de desplazamiento. (Parte superior).

CASING		TUBING	
OD	6 5/8 " [in]	OD	4 1/2 " [in]
Peso por pie	40,05 [lbs/ft]	Peso por pie	15,5 [lbs/ft]
Sacos por pie	1,81566 [sacos/ft]	Sacos por pie	0,91938 [sacos/ft]
ID	5,375 [in]	ID	3,826 [in]
PACKER		8751 [ft]	
INTERVALO TOPE		8898 [ft]	
INTERVALO FONDO		9014 [ft]	
TAPON		9102 [ft]	

Pasos a seguir para el cálculo de volumen de desplazamiento.

1. Para el casing con la barra que está al lado izquierdo se escoge el valor de diámetro externo que se maneja en el fracturamiento hidráulico.
2. El diámetro externo necesita de un valor de peso por pie, para poder encontrar las demás variables necesitadas.
3. Los sacos por pie al igual que el diámetro interno lo halla la aplicación computacional internamente.

4. Para el tubing, con la barra que está al lado izquierdo se escoge el valor de diámetro externo que se maneja en el fracturamiento hidráulico.
5. El diámetro externo necesita de un valor de peso por pie, para poder encontrar las demás variables necesitadas.
6. Los sacos por pie al igual que el diámetro interno lo halla la aplicación computacional internamente.
7. Ingresar la profundidad del packer.
8. Ingresar la profundidad del intervalo tope.
9. Ingresar la profundidad del intervalo fondo.
10. Ingresar profundidad del tapón.

Figura 12 Gráfica para el manejo de la aplicación computacional, cálculo de volumen de desplazamiento. (Parte inferior).

Volumen de tubing	699	[ft ³]	124,4	[bbl]
Volumen de casing	23	[ft ³]	4,1	[bbl]
Volumen total 1	722	[ft ³]	128,6	[bbl]
Ultima concentración	10	[ppa]		
Arena en tubería	12,9	[sacos de arena]		
Arena en tubería total	8523	[sacos de arena]		

Cálculo de volumen

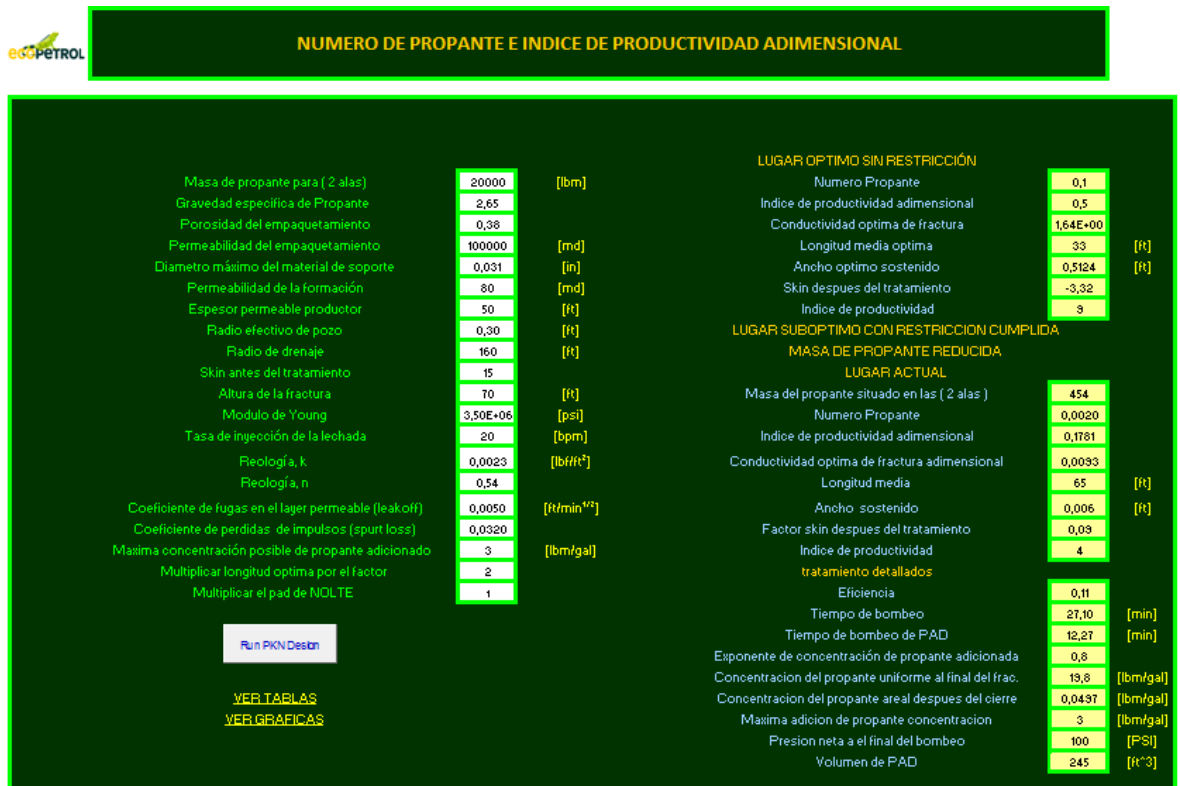
11. Se oprime el botón de cálculo de volumen e inmediatamente se hallan los valores que están al frente con palabras azules.
12. La aplicación computacional halla el volumen del tubing, el volumen del casing, el volumen total en la tubería.

13. Ingresar la última concentración.

14. De inmediato se halla la arena que hay en la tubería incluido el fluido.

15. También la arena total, el caso en el que no haya fluido solo arena

Figura 13 Gráfica para el manejo de la aplicación computacional, cálculo de volumen de desplazamiento. (Parte superior).



Los pasos a seguir para el módulo de número de propante son:

1. La masa de material de soporte para las dos alas de fractura, donde el valor es la decisión más importante en el procedimiento de diseño, debido a que el ingeniero es libre en decidir qué cantidad de material de soporte desea bombearle a la fractura.

2. Escriba la gravedad específica del material de soporte donde su valor depende del material que se está utilizando, como un ejemplo la arena en el cual la gravedad específica es 2,65.
3. La porosidad del empaquetamiento que varía con la presión de cierre cuyo valor típico es 0,3.
4. La permeabilidad del empaquetamiento que es la consecuencia en la fractura debido a la presión de cierre, como valor real de permeabilidad del empaquetamiento está en el rango de 10000 y 100000 md.
5. El diámetro máximo del material de soporte para una malla 20/40 es de 0.035 pulgadas.
6. El espesor permeable productor es un parámetro que se utiliza en el índice de productividad, dependiendo del coeficiente de leakoff y spurt loss.
7. El radio de drenaje cuyo valor necesario para calcular el pseudo skin.
8. Radio efectivo del pozo es el valor necesitado para hacer un óptimo diseño y un skin inicial que puede ser cero, lo cual afectaría los cálculos de incremento de productividad.
9. La altura de la fractura que es uno de los parámetros más importantes del diseño puede ser mayor que el espesor permeable.
10. El módulo de Young cuyo valor está relacionado con la evolución del ancho de una fractura, para formaciones duras puede estar en el rango de 10^6 Psi y para formaciones blandas alrededor de 10^5 Psi de igual manera tener muy en cuenta que la tasa de inyección para las dos alas de fractura es una constante durante el tratamiento.
11. La reología K' que es el índice de consistencia del fluido Fracturante respecto a la ley de potencia.
12. La reología n' que es el comportamiento del fluido bajo la ley de potencia.
13. El coeficiente de leakoff en el espesor permeable y depende de la altura de la fractura y el coeficiente de spurt loss es considerado cero fuera del espesor permeable que depende de la altura de la fractura.
14. Mientras que a una máxima concentración posible adicionada al fluido cuya función cumple como restricción de los equipos, en donde en promedio pueden mezclar más de 15 libra mása por galón de fluido lo cual durante la operación no siempre se llega hasta este valor.
15. Posteriormente oprima el botón RUN PKN, e inmediatamente se hallan los valores que están al lado derecho del módulo.
16. Los valores calculados por la aplicación como lo son el material de propante, el índice de productividad adimensional, son fundamentales para el desarrollo de un buen diseño de fracturamiento hidráulico, ya

que proporciona al usuario de la herramienta una visión más clara y detallada de lo que está ocurriendo en la fractura.

Figura 15. Gráfica del análisis económico en la aplicación computacional.

ANÁLISIS ECONÓMICO

COSTOS	VALOR [US]	VALOR [Pesos]
Costo del trabajo de fracturamiento	250000	462500000
Costo del equipo de Workover	144000	266400000
Costo herramientas varias	30000	55500000
Costo Registros (Electricos, Temperatura o	35000	64750000
Costo de Cementacion	70000	129500000
Otros	30000	55500000
Total	559000	1034150000

Regalías: 2300 \$US
 Impuesto sobre la renta: 2400 \$US
 días de la operación: 270 días
 Valor de desecho: 20000 \$US
 Produccion Acumulada: 170 BBL
 Precio del Barril: 135 \$US/BBL

Inversión Inicial: 559000,00 \$US
 Impuestos: 4700,00 \$US
 Depreciación: 23,18 \$US

Calcular

Tiempo(días)	Produccion (bbl/día)	Produccion acumulada	Precio barril \$US/bbl	Costos (\$US)	VPN	TIR	Q(bbl/día)	Pwf (psi)	media Yto(Ps	J (Bbl/Psi)
0	0	0	135	559000,00	-559000,00		20	1398	1500	0,2
0,8	750	81000	135	559000,00	-478000,00	-17,77211122	20	1397	1498	0,1980
1,23	750	124537,5	135	559000,00	-434462,50	-18,52809035	20	1396	1498	0,1961
1,97	750	199462,5	135	559000,00	-359537,50	-20,070628	20	1396	1498	0,1961
2,88	750	291600	135	559000,00	-267400,00	-22,5891791	20	1395	1497	0,1961
3,43	750	347287,5	135	559000,00	-211712,50	-24,65311861	20	1395	1497	0,1961
4,88	750	494100	135	559000,00	-64900,00	-35,67686011	19	1394	1497	0,1845
5,59	750	565987,5	135	559000,00	6987,50	-54,33805306	19	1394	1496	0,1863
6,7	750	678375	135	559000,00	119875,00	-20,58080284	19	1393	1496	0,1845
7,15	750	723937,5	135	559000,00	164937,50	-15,69349335	19	1392	1496	0,1827
8,18	750	828225	135	559000,00	269225,00	-8,54433513	19	1392	1495	0,1836
8,9	749	899923,5	135	559000,00	340923,50	-5,404570789	19	1391	1495	0,1806
11,15	749	1127432,25	135	559000,00	568432,25	0,150165288	19	1391	1494	0,1789
15,16	748	1530856,8	135	559000,00	971856,80	3,715495682	18	1390	1494	0,1773
35,88	748	3623162,4	135	559000,00	3064162,40	4,856081271	18	1389	1494	0,1756
60,09	747	6059776,05	135	559000,00	5500776,05	3,878435835	18	1389	1493	0,1789
98,15	747	9897936,75	135	559000,00	9338936,75	2,910418992	18	1388	1493	0,1723
130,2	746	13112442	135	559000,00	12553442,00	2,418646946	18	1388	1493	0,1706
158,7	745	15961252,5	135	559000,00	15402252,50	2,111535194	18	1387	1492	0,1690
270	744	27118800	135	559000,00	26559800,00	1,440274468	18	1386	1492	0,1674

Este módulo debe ser manejado de la siguiente manera.

1. Se debe llenar la tabla de costos con sus respectivos valores, para que de esta forma se pueda obtener el valor de la inversión inicial del proyecto de fracturamiento a realizar.
2. Como datos de entrada de este módulo se tienen las regalías, el impuesto sobre la renta, años de vida útil de activo, valor de

desecho, producción acumulada y precio del barril. Al suministrar estos datos y al aplicar el botón calcular la aplicación obtiene de manera instantánea los impuestos, la depreciación, los ingresos.

3. Es de vital importancia a medida se conozcan datos de producción escribirla en la tabla inmediatamente junto con el tiempo en el cual se escribió los datos. Inmediatamente después se hallara la producción acumulada, el valor presente neto.
4. Se interpola el tiempo con el valor presente neto para buscar un valor presente neto igual a cero. Se observa que tiempo hay en un valor presente neto igual a cero. De inmediato se podrá inferir que tan viable es el proyecto.
5. De igual forma entrar el valor de caudal, de presión de fondo fluyendo y presión estática, de inmediato se encontrara el índice de productividad.