



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“TERMINACIÓN DE POZOS CON FRACTURAMIENTO DE
MÚLTIPLES ETAPAS Y SU IMPACTO EN LA
PRODUCTIVIDAD: CASOS DE APLICACIÓN EN
CHICONTEPEC”**

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

**CAMPOS DEL ÁNGEL OMAR
VÁZQUEZ CEBALLOS GLORIA ESTEFANY**

**DIRECTOR DE TESIS:
ING. MARIO ROSAS RIVERO**



MÉXICO, D.F., 2015, CIUDAD UNIVERSITARIA

RESUMEN	I
ABSTRACT	II
INTRODUCCIÓN	III
CAPÍTULO 1: PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LA ROCA	1
1.1 POROSIDAD	1
1.1.1 Porosidad primaria	1
1.1.2 Porosidad secundaria.....	2
1.1.3 Porosidad absoluta	2
1.1.4 Porosidad relativa.....	2
1.1.5 Factores que afectan la porosidad	3
1.2 SATURACIÓN	4
1.3 PERMEABILIDAD	5
1.3.1 Tipos de permeabilidades	5
1.3.2 Permeabilidad Efectiva	5
1.3.3 Permeabilidad Relativa.....	6
Fig. 1.2 Curvas de permeabilidades relativas	6
1.4 TENSIÓN SUPERFICIAL E INTERFACIAL	7
1.5 MOJABILIDAD	7
1.6 PRESIÓN CAPILAR.....	8
1.7 HISTÉRESIS CAPILAR.....	9
1.8 COMPRESIBILIDAD.....	9
1.9 TORTUOSIDAD.....	10
CAPÍTULO 2: GENERALIDADES DE LA TERMINACIÓN DE POZOS	11
2.1 TIPOS DE TERMINACIÓN DE POZOS	11
2.1.1 <i>Agujero descubierto:</i>	12
2.1.1.1 Terminación sencilla con TP franca	12
2.1.1.2 Terminación Sencilla con TP, accesorios y empacadores	13
2.1.1.3 Terminación con tubería ranurada no cementada.....	14
2.1.2 <i>Agujero entubado</i>	15
2.1.2.1 Terminación sencilla con TP franca	15
2.1.2.2 Terminación sencilla con TP, accesorios y empacador anclado en la TR.....	15
2.1.2.3 Terminación sencilla selectiva con dos empacadores y TR cementada	16
2.1.2.4 Terminación doble con dos TP y dos empacadores	17
2.1.2.5 Terminación doble selectiva con dos TP, un empacador doble, más de un empacador sencillo y accesorios.	18
2.1.2.6 Tubingless	19
2.2 EMPACADORES.....	20
2.2.1 <i>Tipos de Empacadores</i>	21
2.2.1.1 Empacadores permanentes	21
2.2.1.2 Empacadores recuperables.....	22
2.2.1.3 Factores de selección	23
2.3 LAVADO DE POZOS	23

2.4 INDUCCIÓN.....	24
2.5 DISPAROS	24
2.5.1 Tipos de pistolas	24
2.5.1.1 Pistolas bajadas con tubería (DBT)	25
2.5.1.2 Pistolas bajadas con cable (DBC).....	26
2.5.3 Parámetros de los disparos.....	26
2.5.4 Portacargas	28
2.5.5 Cargas.....	29
2.5.6 Explosivos	30
2.5.6.1 Tipos de explosivos.....	30
2.5.6.2 Consideraciones para selección de explosivos.....	30
2.6 FLUIDOS DE TERMINACIÓN.....	31
2.6.1 Tipos de fluidos de terminación	31
2.6.2 Problemas de incompatibilidad de los fluidos de terminación.....	32
2.6.3 Propiedades	33
2.7 FLUIDOS EMPACANTES.....	34
2.7.1 Clasificación de Fluidos Empacantes	34
2.7.2 Diferencia entre fluidos empacantes y fluidos de terminación	35
2.8 ESTIMULACIÓN DE POZOS	35
2.8.1 Tipos de Estimulación	35
2.8.1.1 Estimulación Matricial Reactiva	35
2.8.1.2 Estimulación Matricial No Reactiva.....	36
2.8.2 Factores para la selección de los fluidos de tratamiento	36
CAPÍTULO 3: FUNDAMENTOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	37
3.1 DEFINICIÓN: FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	37
3.2 CONCEPTOS.....	38
3.3 GEOMECÁNICA DE ROCAS	39
3.3.1 Esfuerzos de la roca	39
3.3.2 Constantes Elásticas	40
3.3.2.1 Deformación.....	40
3.3.2.2 Esfuerzo vs Deformación.....	41
3.3.2.3 Módulo de Young	42
3.3.2.4 Relación de Poisson	43
3.3.2.5 Tenacidad (K).....	44
3.4 DESARROLLO DE LA FRACTURA	45
3.5 ETAPAS DEL FRACTURAMIENTO	46
3.7 FLUIDOS FRACTURANTES.....	48
3.7.1 Tipos de fluidos de fractura	49
3.7.1.1 Fluidos base agua.....	49
3.7.1.2 Fluidos base aceite.....	51
3.7.1.3 Sistemas no convencionales.....	51
3.7.2 Aditivos.....	52
3.8 APUNTALANTE	53
3.8.1 Propiedades de los apuntalantes	53

3.8.2 Tipos de apuntalante	54
3.8 EQUIPO DE FRACTURAS	56
CAPÍTULO 4: TECNOLOGÍAS DE FRACTURAMIENTO	63
4.1 POZOS HORIZONTALES	63
4.2 POZOS MULTIFRACTURADOS	63
4.3 TÉCNICAS DE FRACTURAMIENTO	64
4.3.1 <i>Agujero descubierto</i>	65
4.3.1.1 Rapid Frac	65
4.3.1.2 RapidStart	66
4.3.1.3 RapidStage	67
4.3.1.4 SurgiFrac	70
4.3.2 <i>Liner cementado</i>	73
4.3.2.1 Plug & Perf	73
4.3.2.2 CobraMax – H	76
4.3.2.3 CobraMax H-DM	80
4.3.2.4 CobraJet Frac	82
4.3.2.5 CobraElite Frac	83
CAPÍTULO 5: PROCEDIMIENTO DE DISEÑO DE UN FRACTURAMIENTO APUNTALADO	85
5.1 RECOPIACIÓN E INTEGRACIÓN DE LA INFORMACIÓN	86
5.2 CONSIDERACIONES DE DISEÑO	89
5.3 PROCEDIMIENTO DE SELECCIÓN DEL FLUIDO FRACTURANTE	89
5.4 MINIFRAC	91
5.5 PROCEDIMIENTO DE SELECCIÓN DEL APUNTALANTE	92
5.6 REALIZACIÓN DE LA CÉDULA DE BOMBEO	96
5.7 SELECCIÓN DE GEOMETRÍA DE LA FRACTURA	98
5.8 AJUSTE DE LA SIMULACIÓN	99
5.9 SIMULACIÓN DE LA PRODUCCIÓN	99
5.10 ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO	99
5.11 RECOMENDACIONES EN EL DISEÑO	99
5.11.1 <i>Tipos de problemas en el yacimiento</i>	100
5.12 EJECUCIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	101
5.2 DISEÑO DE FRACTURAMIENTO: POZO CORRALILLO 733	102
5.2.1 <i>Desarrollo del Diseño de la Fractura</i>	103
5.2.1 <i>Resultados finales de diseño</i>	110
CAPÍTULO 6: TERMINACIÓN EN POZOS DE CHICONTEPEC	112
6.1 POZOS HORIZONTALES CON MÚLTIPLES ETAPAS DE FRACTURAS EN AIATG	113
6.2 TERMINACIÓN EN AIATG	114
6.3 CASO DE APLICACIÓN DE TERMINACIÓN NO CONVENCIONAL EN CHICONTEPEC	115
6.3.1 <i>Nombre del pozo</i>	115
6.3.2 <i>Objetivo de la operación</i>	115
6.3.4 <i>Información general del pozo y yacimiento</i>	116
6.3.5 <i>Descripción estructural</i>	116

6.3.6 Correlación estratigráfica con pozos vecinos	117
6.3.7 Antecedentes del pozo	118
6.3.7.1 Perforación.....	118
6.3.7.2 Distribución y características de la tubería de revestimiento	119
6.3.7.3 Temperaturas tomadas durante la perforación	119
6.3.8 Trayectoria direccional del pozo Corralillo 724	119
6.3.9 Conexiones superficiales de control	120
6.3.10 Tipo de Terminación a emplear	120
6.3.11 Estado Mecánico del pozo perforado	121
6.3.12 Distribución de camisas deslizables.....	121
6.3.13 Intervalos de interés	122
6.3.13.1 Análisis de registros y selección de intervalos	122
6.3.13.2 Características de los intervalos seleccionados	125
6.3.14 Tipo de Fracturamiento	126
6.3.15 Esquema de conexión superficial para fracturamiento	126
6.3.16 Diseño del Fracturamiento Multietapas	127
6.3.16.1 Consideraciones de diseño	127
6.3.16.2 Fractura N° 1	128
6.3.16.3 Fractura N° 2	132
6.3.16.4 Fractura N° 3	136
6.3.16.5 Fractura N° 4	138
6.3.16.6 Fractura N° 5	141
6.3.17 Estado Mecánico Programado del Pozo Corralillo 724	144
6.3.18 Distribución del aparejo de producción.....	145
6.3.19 Reporte sucesivo de la Operación	146
6.3.20 Estado Mecánico Final del Pozo Corralillo 724.....	157
6.3.21 Productividad	158
6.3.21.1 Selección del diámetro óptimo de la tubería de producción.....	158
6.3.21.2 Determinación del número de fracturas	158
6.3.21.3 Producción esperada	159
6.3.21.4 Producción medida del pozo	160
6.3.21.5 Comparación de producción con pozos vecinos	162
6.3.22 Costos de la Terminación	163
6.3.23 Recuperación de la Inversión	167
CONCLUSIONES.....	168
BIBLIOGRAFÍA.....	170

“TERMINACIÓN DE POZOS CON FRACTURAMIENTO DE MÚLTIPLES ETAPAS Y SU IMPACTO EN LA PRODUCTIVIDAD: CASOS DE APLICACIÓN EN CHICONTEPEC”

Los yacimientos no convencionales son formaciones en las cuales las condiciones geológicas (roca madre es la misma que la roca almacén) no permiten el movimiento de los hidrocarburos, por su baja permeabilidad o por viscosidades altas. Es por esto que se necesitan técnicas no convencionales para su explotación que permitan lograr pozos con producciones rentables y un análisis continuo para la optimización de la producción.

En México existen retos en yacimientos no convencionales para aumentar las reservas así como la producción de aceite y gas. Entre estas se encuentra el Paleocanal de Chicontepec y aguas profundas del Golfo de México. El Paleocanal de Chicontepec es un proyecto que puede ser considerado como un Tight Oil, el cual contiene la mayor cantidad de reservas en el país y el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (ATG) es el encargado de la administración de explotación de este reto petrolero.

Con la finalidad de optimizar la producción en este activo se están desarrollando proyectos ingenieriles para definir nuevas formas de explotación y un mejor manejo de la producción.

En el presente trabajo se explicarán algunos de los proyectos ingenieriles para la explotación de Chicontepec por medio de la terminación con fracturamiento hidráulico de múltiples etapas.

La perforación de pozos con geometría horizontal y el fracturamiento hidráulico son una tecnología eficiente para el mejoramiento de la producción, ya que incrementa la vida productiva del pozo, es una técnica con un grado de complejidad grande, ya que enfrenta características geológicas y petrofísicas no convencionales que necesitan considerar una filosofía diferente desde la optimización de la perforación y la terminación de los pozos, el aseguramiento de la sustentabilidad del ambiente y finalmente un modelo de negocio flexible para su desarrollo integral.

"COMPLETION OF MULTISTAGE FRACTURING WELLS AND ITS IMPACT ON PRODUCTIVITY: CASES OF APPLICATION IN CHICONTEPEC"

The unconventional reservoirs are formations in which geological conditions (source rock and reservoir rock are the same) do not allow the hydrocarbon movement due to low permeability nor high viscosity. Therefore, special techniques are required for its exploitation to be affordable, and a continuous analysis to optimize production.

In Mexico, there are challenges on unconventional reservoirs to increase reserves as well as oil and gas production. Among these, is the paleocanal of Chicontepec and Mexican Gulf deep water. The paleocanal of Chicontepec is a project considered like a Tight Oil reservoir to contain the most reserves of the entire country which administration of exploitation is in charge of the ATG.

With the purpose of optimizing the production on this active, engineering projects are been developed to define new ways of exploitation and a better production management.

In this document will be explained some of the engineering projects for the exploitation of Chicontepec by completion multistage fracturing.

The drilling of wells with horizontal geometry and the hydraulic fracturing is an efficient technology for production improvement considering it increases the productive life of the well. It is a technique with a high level of complexity because it confronts unusual geological and petrophysical characteristics that need to consider a different philosophy from the optimization of drilling and well completion, assurance of environment sustainability and finally a flexible business model for integral development.

Debido a la necesidad de aumentar la producción de hidrocarburos, es necesario el desarrollo de nuevas tecnologías para la explotación de yacimientos no convencionales.

Se toma como yacimiento no convencional aquel donde el sistema petrolero se encuentra referido a una sola roca, en el cual se requiere de acciones que permiten vencer la complejidad en la explotación y lograr producciones que hagan el proyecto económicamente rentable.

Los procesos de extracción de los hidrocarburos en este tipo de yacimientos muestran grandes retos, en cada una de las etapas del desarrollo del proyecto. La filosofía que se debe seguir para la administración un buen funcionamiento del proyecto, radica en la optimización de la explotación del campo, la sustentabilidad del medio ambiente y el buen desempeño en el desarrollo integral.

Actualmente El Paleocanal de Chicontepec representa el 29% de las reservas de hidrocarburos probadas nacionales y el 81% de las de la región norte, el cual está considerado como la mayor reserva de nuestro país, pero debido a sus múltiples complejidades petrofísicas, y su baja presión de yacimiento, a causa de la topografía de la región, es considerado como un yacimiento no convencional.

Geológicamente se encuentra ubicado en la cuenca Tampico Misantla, es una depresión alargada que se originó debido a los esfuerzos del evento orogénico laramídico y los movimientos corticales ascendentes los cuales provocaron el levantamiento. Tectónicamente se encuentra ubicada entre la Sierra Madre Oriental y la plataforma de Tuxpan. La cuenca cuenta con una columna sedimentaria marina, turbidítica de ambiente nerítico externo y batial, en algunas zonas con espesor de más de 2700 m compuesta por conglomerados, areniscas, limolitas y lutitas cuyas edades van del Paleoceno al Eoceno inferior

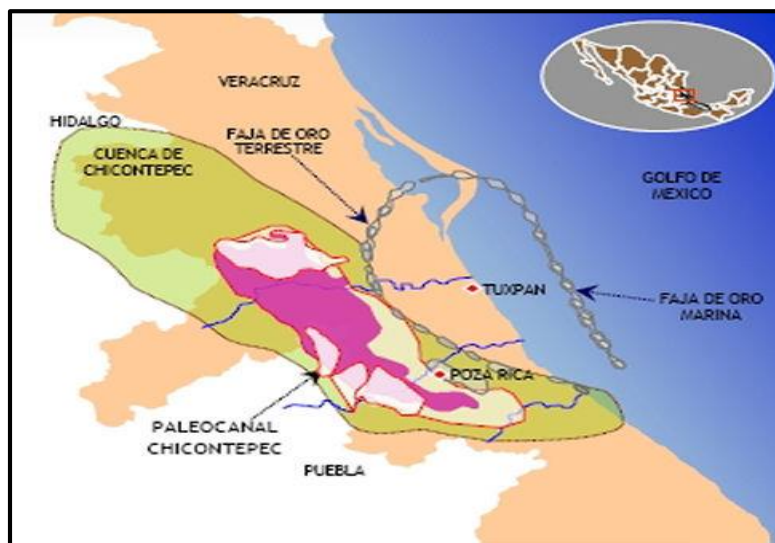
Las reservas de hidrocarburos se conocen desde 1929, pero no fue hasta 1970 cuando se realizó la primera explotación comercial, con la perforación de seis pozos en el campo Presidente Alemán. En 1979 se realizó el cálculo de reservas de 106 MMBPCE, una longitud de 123 km y un ancho de 25km. El activo encargado de la administración de este complejo corre a cargo del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AITG).

La baja productividad y alta declinación al inicio de la vida de los pozos, son unas de las principales problemáticas que se encuentran en la explotación del campo y las cuales originan bajos factores de recuperación de hidrocarburos.

En la primera etapa del proyecto se efectuaron acciones de perforación y terminación de pozos, mientras que en el año 2010 las estrategias fundamentales tenían como propósito mantener e incrementar la producción base, e incorporar nuevas reservas utilizando tecnologías para la explotación del campo.

Anteriormente se han tomado medidas preventivas para evitar la declinación de la producción de los pozos, mediante el control y supervisión de cada una de las áreas de producción. Por otra parte la búsqueda de nuevas tecnologías de explotación ha permitido incrementar la producción, disminuir tiempos y costos de operación. Entre los retos técnicos que se tienen para este campo es crear conductividad en el yacimiento mediante el fracturamiento hidráulico, pozos multilaterales e incrementar el factor de recuperación por mantenimiento de presión y procesos de recuperación (secundaria y mejorada).

Para mantener e incrementar la producción en el campo, es necesario nuevas tecnologías que garanticen la explotación adecuada como el fracturamiento hidráulico multietapas en pozos horizontales con sus respectivas adecuaciones con el cual se pueden optimizar tiempos y costos.



Paleocanal de Chicontepec

Capítulo 1: Propiedades petrofísicas de la roca

1.1 Porosidad

Se define como la relación de volumen de espacios vacíos en la roca (volumen de poros) o espacios ocupados por materiales no sólidos, entre el volumen neto o total de la roca. Se expresa como:

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t} \times 100$$

Donde:

\emptyset : Porosidad

V_p : Volumen de poroso

V_t : Volumen total

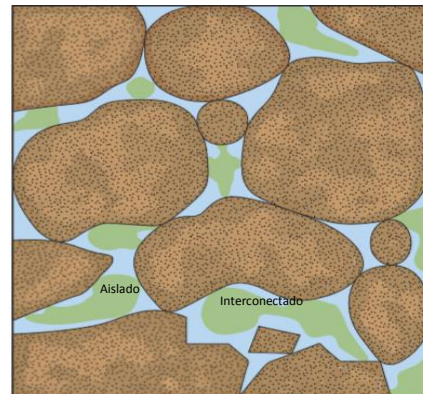
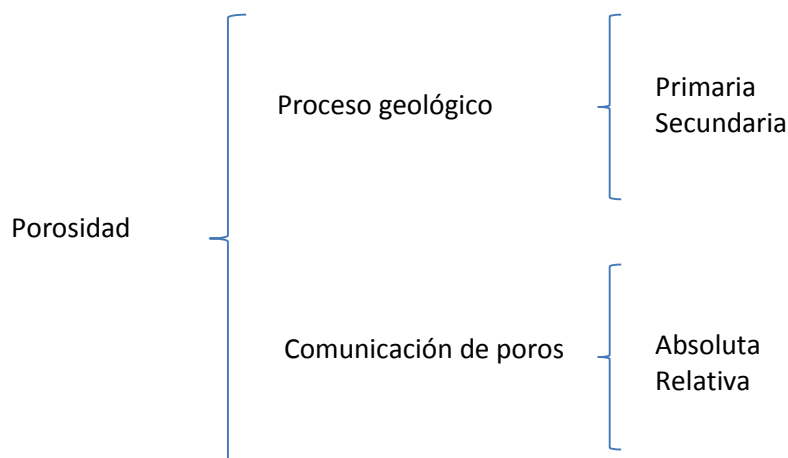


Fig.1 Porosidad

La porosidad es medida en porcentaje o en fracción. La variación de esta propiedad depende de la geometría, tamaño de los granos y compactación de la roca.



1.1.1 Porosidad primaria

Se origina durante el proceso de litificación de la roca, ya que al depositarse los sedimentos forman espacios vacíos aislados por granos o interconectados entre sí.

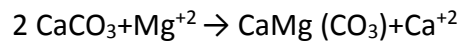
1.1.2 Porosidad secundaria

Debido a procesos posteriores a la litificación, ocurren modificaciones a la porosidad primaria por ejemplo:

Dolomitización: Proceso geoquímico, por lo cual los iones de magnesio provenientes de la evaporación del agua de mar, sustituyen los iones de calcio de la calcita por magnesio. El nuevo volumen de dolomía es menor que el que ocupaba la calcita, por lo tanto el volumen de los poros aumenta alrededor del 13%. Este proceso de diagénesis se da por sepultamiento profundo.

Fractura: Resultado del diastrofismo. Este tipo de porosidad no supera el 1% en carbonatos.

Disolución: Proceso mediante el cual interactúan los fluidos presentes en el poro y la matriz de la roca, generando con esto un incremento en la porosidad. La reacción química está dada por:



1.1.3 Porosidad absoluta

Aquella en la cual se considera el volumen de poro aislado como interconectado

$$\phi = \frac{\text{volumen total} - \text{volumen de los granos}}{\text{volumen total}} = \frac{V_t - V_g}{V_t}$$

1.1.4 Porosidad relativa

Únicamente considera la relación entre el volumen de poros intercomunicados entre un volumen de roca total o neto.

$$\phi = \frac{\text{volumen de poros interconectados}}{\text{volumen total}}$$

Este tipo de porosidad es usada en cuanto al estudio de yacimientos y así obtener una estimación de hidrocarburos in situ, ya que solo el volumen de fluidos en poros interconectados se puede extraer del yacimiento.

Calidad	Porosidad
Muy buena	>20
Buena	15-20
Moderada	10-15
Pobre	5-10
Muy pobre	<5

Tabla 1.1 Calidad de la porosidad

Los yacimientos con porosidad baja son comercialmente despreciables

1.1.5 Factores que afectan la porosidad

Tipo de empaque: Para cada tipo de empaque se tiene un valor de porosidad determinado, Franser y Graton calcularon el valor de porosidad utilizando esferas uniformes ya que la porosidad no dependerá del diámetro del grano, pero debido a las presiones de confinamiento hace que los granos cambien de empaquetamiento. Debido al tipo de empaque se tienen los siguientes valores de porosidad:

Cúbico: 47.6 %

Romboidal: 25.9 %

Ortorrómbico: 39.54 %

Tetragonal: 30.91 %

La porosidad cubica ocupa el mayor valor de esta propiedad, aunque el empaque más efectivo es el romboidal.

Material cementante: Es uno de los factores que más afectan a la porosidad original, la continuidad y forma de los canales. El material que une a los granos después de la depositación se forma por disolución o transporte. Este está compuesto principalmente de carbonato de calcio y sílice.

La calidad del material cementante definirá la consolidación de la roca, la cual está ligada directamente a la porosidad, entre más consolidada se encuentre la roca menor será su porosidad y viceversa.

Geometría y distribución de los granos: Depende del grado de transporte de los granos, la sedimentación, la erosión y la acción del peso de las capas suprayacentes. La clasificación de la geometría se lleva a cabo por medio de la redondez que es el grado de angulosidad en los vértices del grano, y la esfericidad referida a la aproximación a la forma de una esfera.

Partículas finas: Entre mayor cantidad de arcillas, se reduce el volumen poroso de la roca.

1.2 Saturación

Propiedad de la roca que nos indica la fracción de fluidos presentes en los poros. Matemáticamente se expresa

$$s_f = \frac{\text{volumen de fluidos}}{\text{volumen poroso}}$$

Aplicado a los diferentes fluidos encontrados en el yacimiento.

$$s_o = \frac{\text{volumen de petróleo}}{\text{volumen poroso}}$$

$$s_w = \frac{\text{volumen de agua}}{\text{volumen poroso}}$$

$$s_g = \frac{\text{volumen de gas}}{\text{volumen poroso}}$$

Donde:

s_o : Saturación de aceite.

s_w : Saturación de agua.

s_g : Saturación de gas.

El rango de saturación de las fases oscila entre 0 y 100%

$$1 = s_o + s_w + s_g$$

- Saturación crítica: Conocida como saturación residual, en esta saturación los fluidos dentro del poro no se mueven a menos que el valor de ésta propiedad sea mayor a la crítica.
- Saturación remanente: Es la cantidad de fluidos que se queda detrás del frente de desplazamiento, y solo se presenta en la fase no mojante cuando esta es desplazada por una fase no mojante.
- Saturación de petróleo movable: Es el volumen de fluidos la cual puede moverse dentro del poro, se expresa como:

$$s_{om} = 1 - s_{oc} - s_{wc}$$

Dónde:

s_{om} = Saturación de petróleo móvil

s_{oc} = Saturación de petróleo crítica

s_{wc} = Saturación de agua crítica

1.3 Permeabilidad

Es la capacidad del medio poroso de permitir el paso de fluidos a través de él. Esta propiedad se expresa matemáticamente con la ley de Darcy y también puede ser tomada como el tamaño de los poros interconectados.

1.3.1 Tipos de permeabilidades

En los yacimientos petroleros las rocas se encuentran saturadas por más de un fluido, por lo cual el concepto de permeabilidad absoluta no es aplicable y es necesario realizar una modificación para poder realizar la descripción de estos sistemas.

1.3.2 Permeabilidad Efectiva

Es una medida de conducción de dos o más fluidos por medio de un sistema poroso. Es decir existe saturación de dos o más fluidos en la roca. Aplicando la ley de Darcy para un sistema lineal saturado parcialmente con cada uno de los fluidos dentro del yacimiento se tiene que:

$$k_o = \frac{q_o \mu_o l}{A \Delta P}$$

$$k_w = \frac{q_w \mu_w l}{A \Delta P}$$

$$k_g = \frac{q_g \mu_g l}{A \Delta P}$$

Donde:

k_o : Permeabilidad efectiva al petróleo [Darcy]

k_w : Permeabilidad efectiva al agua [Darcy]

k_g : Permeabilidad efectiva al gas [Darcy]

q : Tasa de flujo [$\frac{cm^3}{s}$]

μ : Viscosidad [cp]

P : Presión [atm]

A : Área [cm^2]

l : Longitud [cm]

Estas propiedades se miden en el laboratorio en pequeños fragmentos de roca llamados núcleos.

1.3.3 Permeabilidad Relativa

Es la relación entre la permeabilidad efectiva a una determinada saturación y la permeabilidad absoluta (saturado al 100% con un fluido) expresada como:

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} \qquad k_{rw} = \frac{k_w}{k} \qquad k_{rg} = \frac{k_g}{k}$$

Donde:

K_{ro} : Permeabilidad relativa al aceite.

K_{rw} : Permeabilidad relativa al agua.

K_{rg} : Permeabilidad relativa al gas.

Las curvas de permeabilidades relativas son muy importante en la ingeniería de yacimientos, ya que describen la variación que ocurre de esta propiedad respecto a las saturaciones de los fluidos.

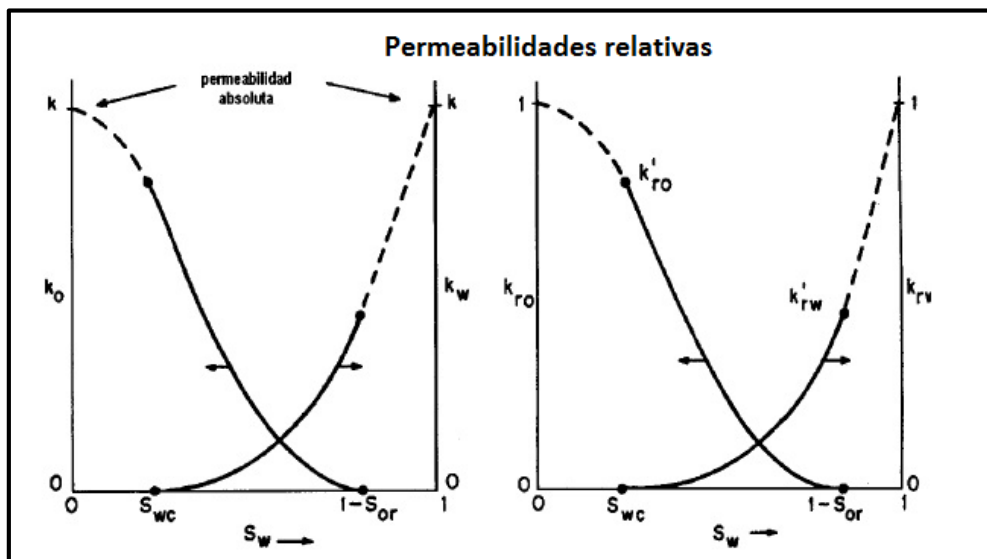


Fig. 1.2 Curvas de permeabilidades relativas

La importancia de estas gráficas reside en que podemos identificar cuatro puntos importantes: S_{wc} (Saturación crítica de agua connata), S_{oc} (Saturación crítica de petróleo), $k_{ro'}$ (Permeabilidad relativa en el punto de S_{wc}) y K_w' (Permeabilidad relativa al agua en el punto de S_{oc}) que constituyen los puntos finales de las curvas.

Características de las curvas de permeabilidad relativa:

- La permeabilidad relativa de la fase mojante se caracteriza por una rápida declinación para pequeñas disminuciones en saturaciones a valores altos de saturación de la fase mojante

- La permeabilidad relativa de la fase no mojante aumenta rápidamente para pequeños incrementos de saturación de dicha fase por encima de la saturación de equilibrio.
- Las sumas de las permeabilidades relativas ($K_{ro} + K_{rw}$) ó ($K_{ro}+K_{rg}$) representan la interacción mutua entre las fases, lo cual hace disminuir la suma de las permeabilidades relativas a un valor menor de la unidad, para la mayoría de los valores de saturación.
- En la producción de petróleo, el agua y el petróleo fluirán a saturaciones que estarán entre los dos puntos finales.

1.4 Tensión superficial e Interfacial

En la región de contacto entre dos fluidos inmiscibles existen fuerzas moleculares, las cuales reducen el área de contacto. Cuando los dos fluidos se encuentran en fase líquida se conoce como tensión interfacial, mientras que si uno de los fluidos se encuentra en fase gaseosa, se trata de la tensión superficial. Dichas tensiones normalmente se encuentran expresadas en [dinas/cm].

En el área de contacto entre los fluidos existe una película fina, la cual es formada por la atracción de las moléculas de forma directa a sus masas pero inversamente proporcional a la distancia entre ellas.

La tensión superficial depende de las condiciones de presión, temperatura y composición a la cual este el sistema.

Existen métodos de laboratorio para el cálculo de la tensión interfacial, como:

- Ascenso capilar
- Método del anillo de Du Noüy
- Gota pendiente
- Gota giratoria

1.5 Mojabilidad

Se define como la tendencia de un fluido a adherirse a las paredes de un componente sólido en presencia de otros fluidos inmiscibles abarcando la mayor área de contacto posible.

La tendencia de mojabilidad de un fluido en una superficie, se representa mediante el ángulo de contacto como se muestra en la fig. 1.3:

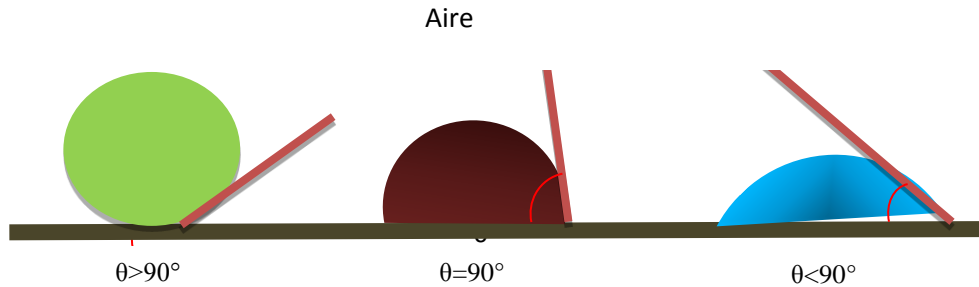


Fig. 1.3 Representación la mojabilidad de los fluidos y el parámetro ángulo de contacto.

Si se presenta un ángulo de contacto igual a cero significa que existe una mojabilidad completa, si el ángulo de contacto es 180° no existe mojabilidad, también existen otros parámetros ligados a la mojabilidad a ángulos entre 60° y 90° conocida como mojabilidad intermedia.

En un sistema petrolero una tensión de adhesión positiva nos indica que el sistema esta preferentemente el líquido más denso y un $\theta < 90^\circ$. Para valores de $\theta > 90^\circ$, la roca esta preferentemente mojada por petróleo y para valores donde $\theta = 90^\circ$ existe una mojabilidad mixta.

1.6 Presión capilar

Este parámetro es el resultado de combinar las fuerzas interfaciales, superficiales de los fluidos del sistema, el tamaño, geometría de los poros, el ángulo de contacto y mojabilidad en un medio poroso. Son fuerzas que impide la recuperación total de los fluidos en el yacimiento.

Cuando dos fluidos están en contacto existe una interfase definida, las moléculas cerca de la interfase están desigualmente atraídas por las moléculas vecinas provocando un incremento en la tensión, entonces, se define la presión capilar como la diferencia de presión que existe entre la región de dos fluidos inmiscibles en contacto, dependiente de la curva de la interface que los separa.

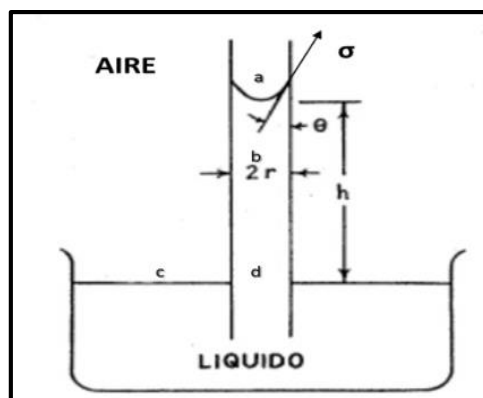


Fig. 1.4 Representación esquemática de la presión capilar

Se expresa de la siguiente manera:

$$P_c = P_{nm} - P_m$$

Donde:

P_c : Presión capilar

P_{nm} : Presión de la fase no mojante

P_m : Presión de la fase mojante

1.7 Histéresis capilar

Originalmente en el yacimiento existía saturación de agua al 100%, a medida que el petróleo desplazó el agua redujo la saturación a una saturación residual. Al descubrir un yacimiento los poros se encuentran saturados por agua connata y petróleo, los experimentos de laboratorios realizan la reproducción de este acontecimiento representando el proceso de drenaje (desplazamiento de la fase no mojante por la fase mojante). Si se tiene que el petróleo se desplaza por agua se tiene el proceso de imbibición (desplazamiento de la fase mojante por la fase no mojante).

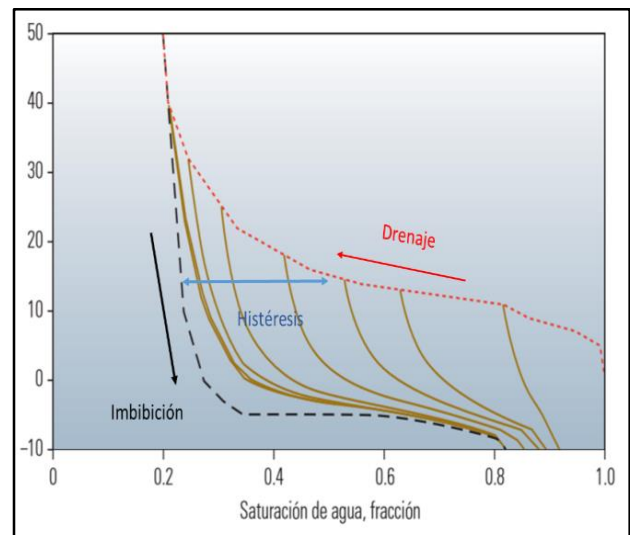


Fig. 1.5 Proceso de histéresis

1.8 Compresibilidad

El yacimiento se encuentra expuesto a cambio de volumen de granos y poros debido a fuerzas de sobrecarga de los estratos superiores (presión de sobrecarga), y fuerzas que se transmiten a los fluidos dentro del yacimiento (presión interna). La diferencia entre la presión de sobrecarga y la presión interna se denomina sobrecarga efectiva.

Se pueden clasificar tres tipos de compresibilidad:

Compresibilidad de la Matriz: Cambio fraccional en volumen de roca por cambio unitario de presión.

$$C_r = -\frac{1}{V_r} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T$$

Compresibilidad del volumen total de roca: Cambio fraccional en volumen de bruto de roca por cambio unitario de presión.

$$C_B = -\frac{1}{V_B} \left(\frac{\partial V_B}{\partial P} \right)_T$$

Compresibilidad de los poros: Cambio fraccional en volumen poroso por cambio unitario de presión.

$$C_p = -\frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial P} \right)_T$$

Donde:

c : Compresibilidad $\left[\frac{1}{\text{Ipc}} \right]$

v : Volumen

P : Presión [Ipc]

1.9 Tortuosidad

Es la medida de complejidad geométrica de un medio poroso. Es la relación que existe entre la trayectoria de los fluidos y la conducción eléctrica en el medio poroso.

$$\text{Tortuosidad} = \frac{L}{L_0}$$

Donde:

L : Distancia real recorrida

L₀: Distancia en línea recta

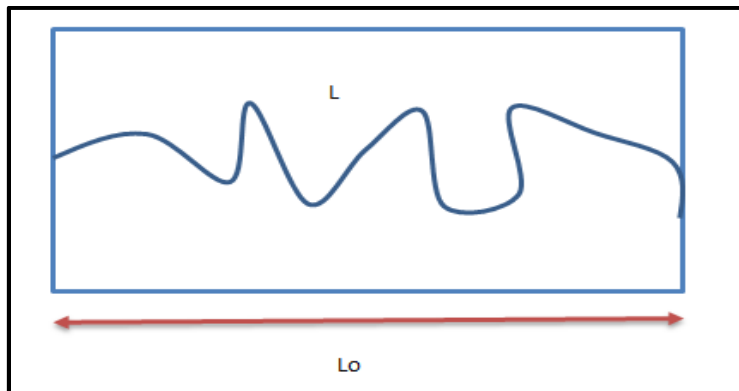


Fig. 1.6 Tortuosidad

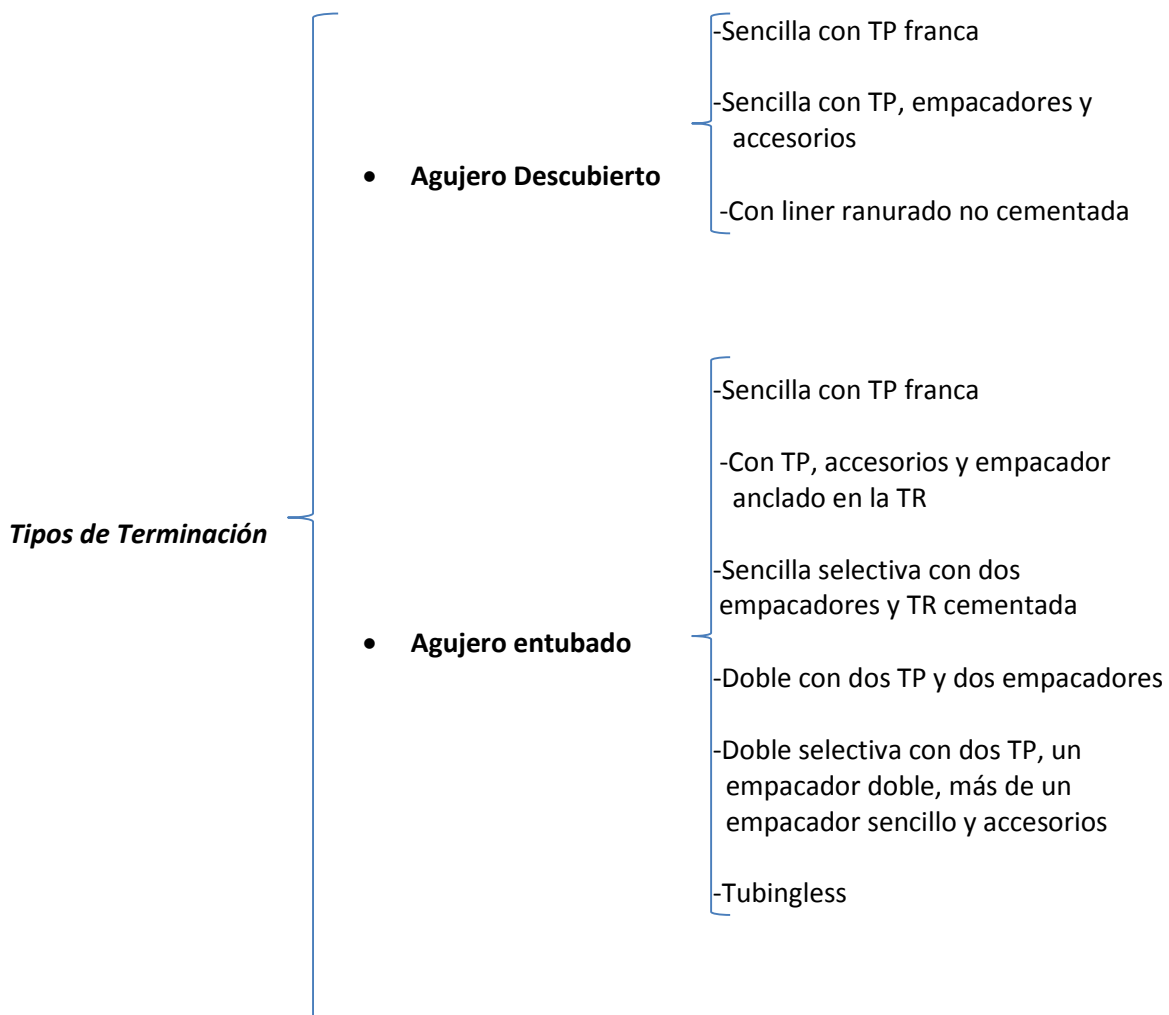
Capítulo 2: Generalidades de la Terminación de pozos

La Terminación de pozos se define como el proceso que abarca aquellas actividades posteriores a la perforación de un pozo, así como el diseño, selección de equipo y herramientas con las que se logrará la creación de un conducto del yacimiento a superficie para el transporte de hidrocarburos, control de la producción e inyección de fluidos.

Durante este capítulo se verá de forma general tanto las operaciones como herramientas que forman parte de la Terminación

2.1 Tipos de Terminación de Pozos

Para poder determinar el tipo de terminación adecuada, es importante considerar las distintas características con las que cuenta el yacimiento, a fin de obtener una óptima producción del pozo con el menor número de problemas. Por lo tanto, para las diferentes condiciones que pueda presentar el yacimiento, hay una gran variedad de terminaciones, las cuales se pueden clasificar de la siguiente forma:



2.1.1 Agujero descubierto:

2.1.1.1 Terminación sencilla con TP franca

Es el tipo de terminación más sencillo y menos costoso ya que éste sólo consiste en la introducción de una TP franca sin accesorios en donde la formación productora se encuentra en agujero descubierto. Para que esta terminación se pueda llevar a cabo es necesario que:

- La producción de la formación productora sea únicamente por medio de la zona de aceite, es decir, que no se cuente con la presencia de un contacto agua-aceite o gas-aceite
- La formación productora se encuentre bien consolidada

Ventajas:

- Su realización implica un menor costo y tiempo de operación en comparación con los demás tipos de terminación
- La producción se puede dar tanto por T.P. como por espacio anular
- En presencia de fluidos viscosos, esta terminación es adecuada para su explotación

Desventajas:

- Como este tipo de terminación no cuenta con empacadores, la tubería de revestimiento se encuentra expuesta tanto a fluidos corrosivos como a las presiones del yacimiento, ocasionando todo tipo de daño y desgaste en la misma.
- Es más susceptible a los movimientos en tuberías. Esto debido al cambio de temperatura de los fluidos producidos.

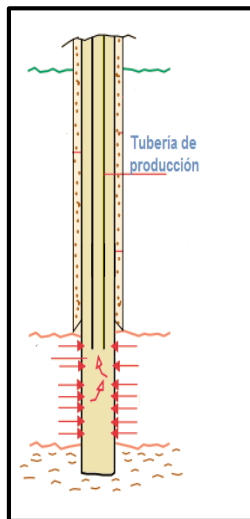


Fig. 2.1 Terminación sencilla con TP franca

2.1.1.2 Terminación Sencilla con TP, accesorios y empacadores

Este tipo de terminación consta de un pozo con agujero descubierto, es decir, sin tubería de revestimiento. Para poder realizar esta terminación, el tipo de empacador a utilizar puede ser tanto sencillo permanente como recuperable. La elección del tipo de empacador estará en función de:

- Su profundidad.
- Presión del yacimiento al momento de su explotación
- Operaciones posteriores a acidificaciones, estimulaciones, limpiezas y terminaciones

Para esta terminación, es importante que la TP cuente con accesorios como válvulas de circulación y niple de Asiento.

Ventajas:

- Se tendrán presiones mayores en una estimulación que en una con TP franca.
- Se podrá abrir la camisa de circulación cuando se quiera tener un alto gasto, esto con la finalidad de, producir tanto por TP como por el espacio anular.
- La tubería de revestimiento no podrá ser dañada por fluidos corrosivos ni por presión, por la presencia de empacadores que proveen de aislamiento a la TR.

Desventajas:

- Mayor costo y tiempo de la terminación que en una con TP franca debido a la presencia de los accesorios en la TP (Niples, camisas, empacadores, etc.)
- Se tiene un decremento en la producción por presencia de carbonatos, sales y parafinas en TP, ocasionándole una reducción de su diámetro.

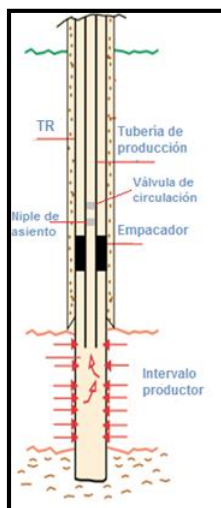


Fig. 2.2 Terminación Sencilla con TP, accesorios y empacadores

2.1.1.3 Terminación con tubería ranurada no cementada

Este tipo de terminación consiste en la introducción de un liner ranurado después de perforarse el intervalo productor. Este liner se caracteriza por no ser cementado, ya que éste se ancla a la altura de la zapata de la TR localizada en la cima del intervalo productor mediante un empacador hinchable (éste aumenta su volumen por la acción del aceite o agua absorbido).

El objetivo de los empacadores hinchables es realizar una explotación selectiva y evitar problemas de conificación, ya que se aíslan las zonas fracturadas que aportan fluidos indeseables así como los contactos gas-aceite y/o agua-aceite.

Ventajas:

- Minimiza el daño a la formación y está en contacto directo con el yacimiento
- Es efectivo y se obtiene una rápida producción
- Los empacadores hinchables eliminan la cementación y proporciona aislamiento de zonas
- Ya que el liner ranurado no está cementado, no se requiere del uso de disparos.
- El liner ranurado proporciona seguridad en caso de colapso y control de producción de arena.
- Es más económico que un pozo con agujero revestido.
- El daño generado por el lodo de perforación puede eliminarse por medio de una estimulación

Desventajas:

- No hay un buen control de inyección ni de volúmenes de los fluidos usados en la estimulación y fracturamiento.
- El enjarre producido por los fluidos de perforación dañan la formación

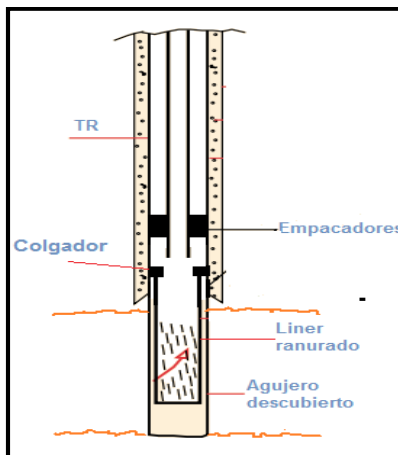


Fig. 2.3 Terminación con tubería ranurada no cementada

2.1.2 Agujero entubado

2.1.2.1 Terminación sencilla con TP franca

El desarrollo de esta terminación es idéntica a la de TP franca, a diferencia de que en ésta para entrar en contacto con el yacimiento, se requiere disparar la TR en el intervalo productor.

Ventajas:

- Las mismas que la de TP franca con agujero descubierto

Desventajas:

- Las mismas que la de TP franca con agujero descubierto

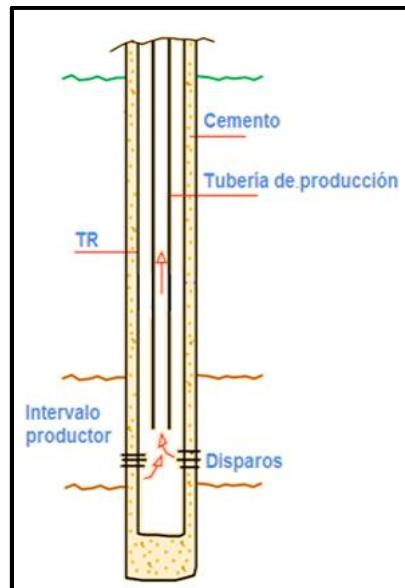


Fig. 2.4 Terminación sencilla con TP franca y agujero entubado

2.1.2.2 Terminación sencilla con TP, accesorios y empacador anclado en la TR

Para llevar a cabo este tipo de terminación es necesario el uso de empacadores (que pueden ser tanto permanentes como recuperables) cuya selección estará en función de:

- Su profundidad.
- Tipo de fluido (Aceite o gas)
- Presión del yacimiento al momento de su explotación
- Operaciones posteriores a acidificaciones, estimulaciones, limpiezas y terminaciones

Ventajas:

- Son las mismas que la terminación en agujero descubierto con TP, accesorios y empacadores, sólo que como resultado de cementar la TR, el yacimiento puede contar con los contactos gas-aceite o aceite-agua, esto debido a que con la TR se puede elegir o seleccionar el intervalo deseado.

Desventajas:

- Cuenta con las mismas desventajas que la terminación en agujero descubierto con TP, accesorios y empacadores.

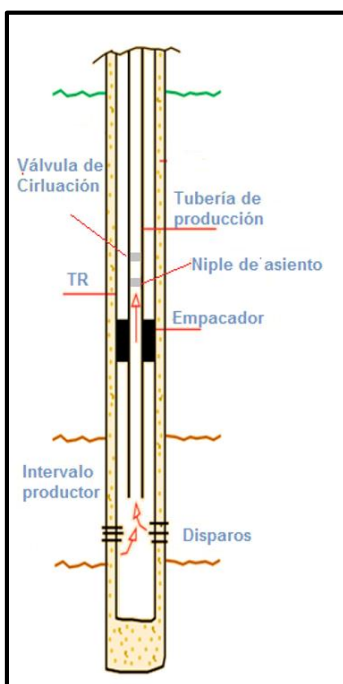


Fig. 2.5 Terminación sencilla con TP, accesorios y empacador anclado en la TR

2.1.2.3 Terminación sencilla selectiva con dos empacadores y TR cementada

Para llevar a cabo este tipo de terminación se debe contar con dos empacadores, los cuales son:

- Superior recuperable
- Inferior permanente

Entre ambos empacadores y sobre el empacador superior, la TP cuenta con accesorios. Además, en esta terminación también se cuenta con más de un yacimiento con su respectiva TR cementada.

Ventajas:

- Este tipo de terminación es más óptimo en casos de pozos en los que su acceso es complicado, en la zona marina esta terminación es ampliamente recomendada.
- Una de las grandes ventajas que tiene esta terminación, es que se pueden hacer producir dos intervalos productores al mismo tiempo, o bien, individualmente.

Desventajas:

- Representa un mayor costo que las terminaciones anteriormente mencionadas
- Se tendrá un mayor tiempo al realizar la terminación por los accesorios en la TP, esto conlleva a realizar más viajes para instalación y desmantelamiento de los accesorios.
- Para poder realizar los disparos de los intervalos elegidos, es necesario que el pozo se encuentre lleno de lodo de perforación, esto con la finalidad de evitar cualquier tipo de brote o arranque del pozo, derivando en un mayor daño a la formación.

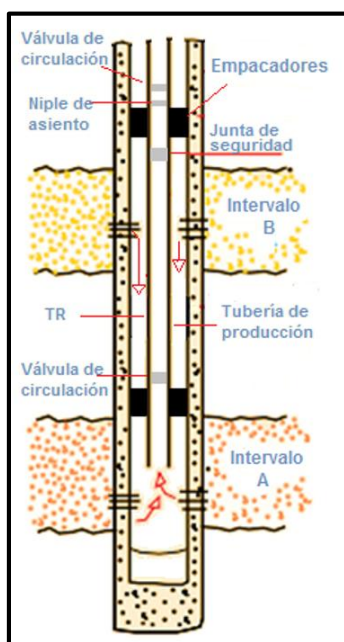


Fig. 2.6 Terminación sencilla selectiva con dos empacadores y TR cementada

2.1.2.4 Terminación doble con dos TP y dos empacadores

Este tipo de terminación se caracteriza por ser óptimo cuando se requiere explotar al mismo tiempo dos intervalos productores en donde las características de ambos son distintas.

Ventajas:

- Cuando alguno de los dos intervalos empieza a producir fluidos no deseados (fluidos corrosivos, gas sulfhídrico, gases combustibles, etc.) esta terminación tiene la ventaja de que se puede cerrar dicho intervalo (con el fluido indeseable) sin que el otro deje de estar produciendo.
- Tiene la facilidad de producir independientemente y al mismo tiempo dos intervalos, sin considerar las diferencias existentes entre ambos.

Desventajas:

- Existe daño a la formación por penetración de los disparos el cual conlleva a que exista una mayor complejidad para llevar a cabo una inducción del pozo
- Mayor tiempo de operación

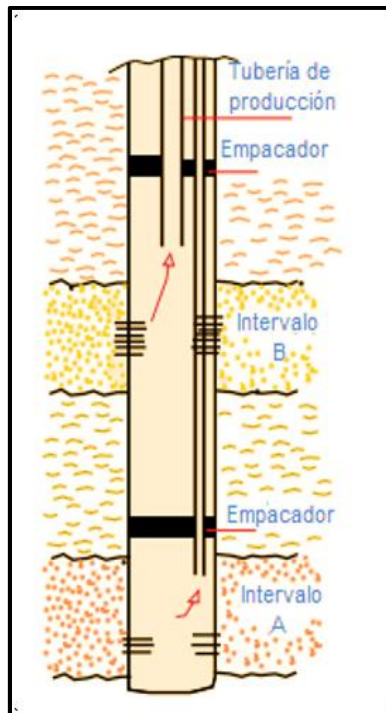


Fig. 2.7 Terminación sencilla selectiva con dos empacadores y TR cementada

2.1.2.5 Terminación doble selectiva con dos TP, un empacador doble, más de un empacador sencillo y accesorios.

De todas los tipos de terminaciones anteriormente mencionadas, esta terminación resulta ser la más compleja de llevar a cabo. Mediante ésta, es posible explotar más de uno o varios intervalos productores en forma independiente.

Ventajas:

- Se puede seleccionar el intervalo a explotar deseado o explotar al mismo tiempo todos los intervalos
- Tiene la ventaja de que si un intervalo comienza a producir fluidos no deseados, éste se puede cerrar por un período de tiempo sin que dejen de producir los demás.

Desventajas:

- Se tendrá un mayor tiempo al realizar la terminación por los múltiples accesorios a utilizar.

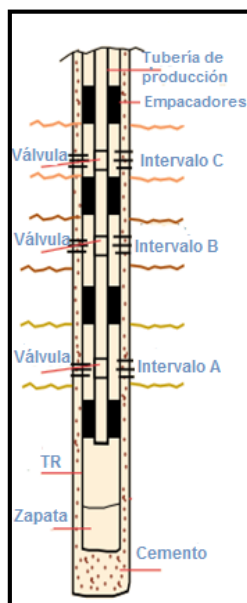


Fig. 2.8 Terminación doble selectiva con dos TP, un emparador doble, más de un emparador sencillo y accesorios

2.1.2.6 Tubingless

Un pozo con terminación Tubingless es aquel en donde la sarta de perforación, después de haber perforado la última etapa, es cementada y a su vez es utilizada para producir, evitando así el uso de accesorios empleados en la terminación (empacador, camisa, etc.)

Para poder llevar a cabo esta terminación es necesario:

- Que el hidrocarburo esté libre de arenas o agentes corrosivos que puedan dañar la tubería de revestimiento
- Contar con la información suficiente del yacimiento (localización de los contactos agua-aceite y/o gas-aceite, topes de la formación).
- Que no existan riesgos geológicos como colapsos de la formación.
- Una corta vida del yacimiento

Ventajas:

- Ahorro de costo y tiempo para poner a producir el pozo en comparación con los otros tipos de terminaciones.

Desventajas:

- Problemas para la realización de reparaciones (Tanto para mayores como para menores)
- Dificultad en el control del pozo cuando se presenta algún brote
- Problemas para instalar Sistemas artificiales de producción
- Fugas en el revestimiento por acción de corrosión, ocasionando problemas en la producción del pozo

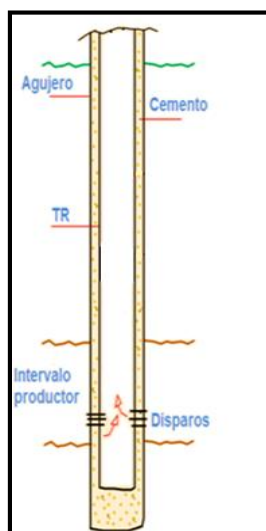


Fig. 2.9 Tubingless

***NOTA:** Cabe mencionar que dentro de los tipos de terminación, además de los ya mostrados anteriormente, se encuentran las terminaciones para pozos horizontales y pozos multilaterales, los cuales son considerados como no convencionales y cuya descripción se mostrará a lo largo de este trabajo.

2.2 Empacadores

Los empacadores de producción son dispositivos cuya finalidad es la de proporcionar un sello entre la TR y TP evitando así el movimiento de fluidos a través de la tubería de revestimiento así como el de la tubería de producción.

Con base en las características de la tubería a la cual irán anclados, así como el tipo de pozo, los empacadores se pueden aplicar para:

- Aislar la TR de los fluidos producidos y corrosivos provenientes del yacimiento, evitando de esta forma problemas en la tubería de revestimiento.
- Proporcionar un punto de anclaje de la tubería
- Separar intervalos productores, permitiendo una explotación selectiva de dos o más intervalos
- Proteger a la TR eliminando las presiones generadas por los fluidos del yacimiento.
- Facilitar la reparación de TP's sin exponer el intervalo productor a cualquier tipo de daño.
- Aislar zonas dañadas
- Aislar fugas en la TR
- Instalar bombas en la tubería
- Proporcionar una barrera de seguridad cercana al yacimiento
- Tapar o aislar perforaciones que han sido cementadas
- Prevenir flujos erráticos



Fig 2.10. Empacador

2.2.1 Tipos de Empacadores

2.2.1.1 Empacadores permanentes

Este tipo de empacadores una vez anclados, permanecen fijos a la TR y TP por medio de un sistema de cuñas. Estos se caracterizan por su fortaleza mecánica generando una mayor resistencia a las cargas de tensión y compresión, además de tener una mayor capacidad para soportar elevadas presiones diferenciales que un empacador recuperable.

Es importante mencionar que la desventaja de estos empacadores es que ya no pueden ser utilizados de nuevo, ya que recuperarlos implica la molienda de los mismos.



Fig. 2.11 Empacador permanente

2.2.1.2 Empacadores recuperables

Son empacadores que tienen la gran ventaja, a diferencia de los permanentes, de ser recuperados (sin uso de la molienda), reparados y reutilizados.

Las principales características de éste tipo de empacador son:

- Pueden ser introducidos junto con la TP a emplear
- Se pueden recuperar por medio de la misma TP.
- Se anclan y desanclan mediante la tubería de producción
- Dependiendo del tipo de empacador recuperable es como se realizará su anclaje o desanclaje. Por ejemplo, para un empacador hidráulico se requiere el empleo de presión en la TP y en el caso de uno mecánico es por medio de rotación y tensión o bien rotación y peso.

Aunque los empacadores recuperables presentan más ventajas que el empleo de uno permanente, también suelen presentar ciertas desventajas a la hora de operar en el pozo, las cuales son:

- En algunos casos o debido a ciertas condiciones presentes en el pozo, estos no pueden recuperarse por los medios ya mencionados.
- Si hay presencia de corrosión en la TP hace más difícil la recuperación del empacador
- Llegan a ocurrir problemas de incompatibilidad entre el empacador y la TP.

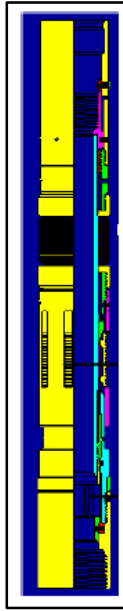


Fig 2.12. Empacador recuperable

2.2.1.3 Factores de selección

Para elegir el tipo de empacador adecuado, es necesario considerar diferentes factores, que van a depender de las condiciones presentes en el pozo y de operación. Los factores son los siguientes:

- Fluido de Terminación
- Diámetro interior de la TR
- Ángulo de desviación
- Temperatura
- Tipo de fluidos producidos
- Cargas axiales
- Presión diferencial
- Diámetro interno y externo de la tubería de producción
- Cable de acero con el cual es bajado el empacador

2.3 Lavado de pozos

El lavado de pozos es una operación que consiste en desplazar el fluido de perforación por un fluido empacante o de terminación. Para poder realizar el lavado de un pozo es necesario, antes de introducir el fluido desplazante, la inyección de un bache espaciador, lavador y viscoso con la finalidad de eliminar todos los sólidos provenientes del lodo de perforación, recortes y cemento, que se encuentran presentes en las paredes de la TR para poder así evitar el mayor daño posible a la hora de los disparos.

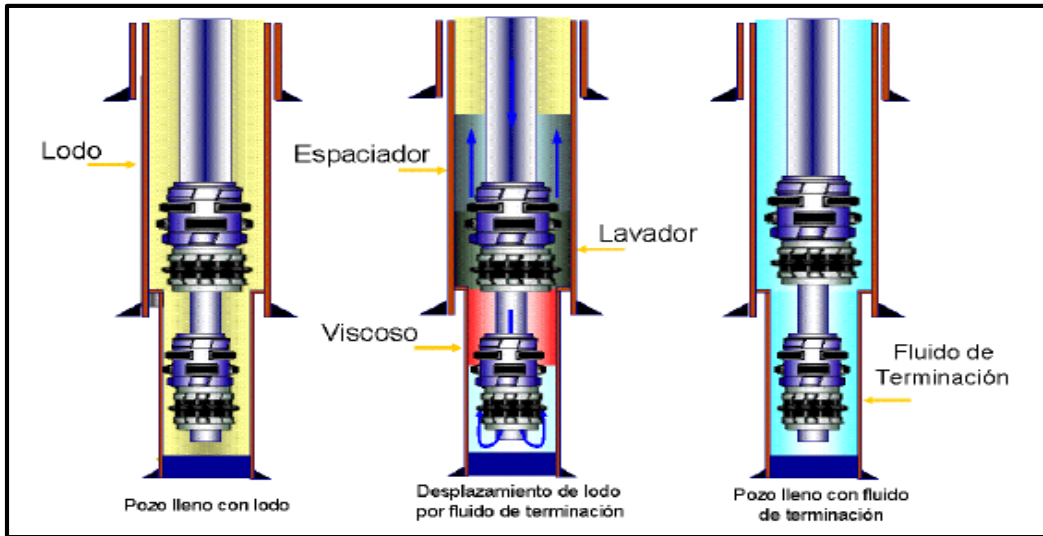


Fig 2.13. Proceso para el lavado de pozos

2.4 Inducción

Proceso que consiste en desplazar el fluido de terminación por nitrógeno esto con la finalidad de aligerar la presión de la columna hidrostática y así ayudar a producir los fluidos del yacimiento.

2.5 Disparos

Es una operación durante la terminación de un pozo que consiste en crear la comunicación entre el yacimiento y la tubería de producción, y que se realiza en el intervalo productor seleccionado. Los disparos, además de ofrecer un conducto por el cual fluyen el aceite y/o gas del yacimiento hacia el pozo, tienen como objetivo ser los puntos por medio de los cuales se puedan inyectar fluidos o aditivos para realizar operaciones de estimulación y/o fracturamiento hidráulico.

2.5.1 Tipos de pistolas

Las pistolas son unos dispositivos utilizados para perforar la tubería de revestimiento, y por consiguiente, la formación productora. Es importante mencionar que el diámetro de las pistolas varía en función de distintos factores, tales como:

- Limitantes del equipo de superficie
- Restricciones al pozo

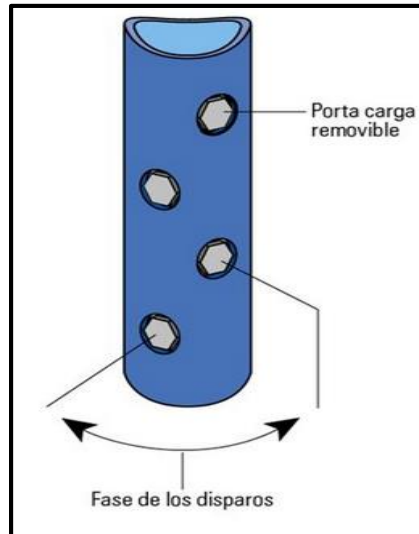


Fig 2.14. Pistolas. Las pistolas se pueden configurar distintas formas, el objetivo de las distintas configuraciones de las pistolas es para poder crear un patrón definido de disparos.

Para llevar a cabo la operación es necesario contar con un sistema de disparos, que es un conjunto conformado por:

- Cargas explosivas (Disponibles en diferentes tamaños y configuraciones)
- Portacargas
- Cordón detonante
- Estopín (Dispositivo que activa el cordón detonante)

Este conjunto explosivo (pistolas) es bajado al pozo ya sea por medio de tubería o cable. Por lo que, las pistolas se clasifican en:

- Pistolas bajadas con tubería
- Pistolas bajadas con cable

2.5.1.1 Pistolas bajadas con tubería (DBT)

La principal característica de éste sistema de disparo es que las pistolas utilizadas son bajadas al intervalo productor por medio de tubería y solamente utilizan portacargas entubados. El principal objetivo de este tipo de pistolas es la de hacer agujeros grandes y de largo alcance.

Cabe resaltar que cuando se dispara con doble tubería de revestimiento, se recomienda aplicar DBT, esto con el objetivo de crear una penetración adecuada.

Una de las ventajas más importantes de emplear las pistolas bajadas con tubería, es que por medio de este sistema los disparos se realizan en una sola corrida, favoreciendo en gran medida cuando se perfora bajo balance.



Fig 2.15. Pistolas bajadas con tubería (DBT)

2.5.1.2 Pistolas bajadas con cable (DBC)

Este sistema, en el que las pistolas son bajadas al intervalo productor por medio de un cable tiene como ventaja:

- Se puede usar tanto antes como después de haber introducido la tubería de producción.
- Utilizar pistolas de mayor diámetro (como consecuencia de haber realizado los disparos antes de meter la TR) para crear así, un disparo más profundo.

La característica que diferencia este tipo de pistolas de las bajadas por tubería, es que en las DBC, las cargas explosivas se colocan en portacargas ya sean entubados, de alambre o de lámina.

2.5.3 Parámetros de los disparos

- **Penetración:** Se define como la longitud de perforación que crea una carga.
- **Detonador:** Tiene como finalidad activar, por medio de una corriente eléctrica (proporcionada desde superficie), los explosivos para que estos estallen.

- **Rendimiento de la perforación:** Es la comparación que existe entre el rendimiento real de la perforación y el rendimiento ideal de una perforación.
- **Fase:** Es el ángulo que existe entre cada carga. Los ángulos pueden ser de: 0°, 30°, 60°, 90°, 120° y 180°.

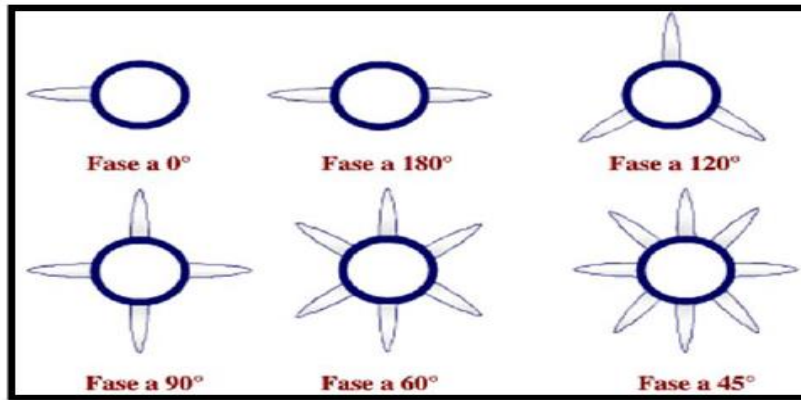


Fig 2.17 Fases de los disparos

- **Iniciador:** Su objetivo principal es el de activar el explosivo base.
- **Densidad del disparo:** Número de cargas por unidad de longitud. Existen de 2 a 4 TPP, así como de 8 a 12-20 TPP (Tiros por pie).
- **Holgura:** Separación existente entre la carga y la pared de la TR.
- **Diámetro de entrada de la perforación:** Diámetro de los orificios creados en la TR al momento del disparo.

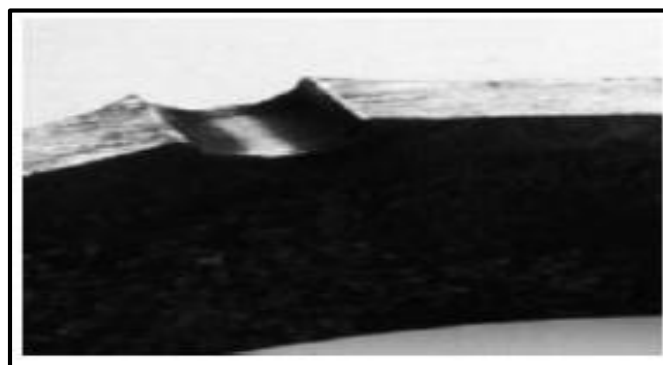


Fig 2.18 Diámetro de orificio

- **Cordón detonante:** Medio por el cual se transmite el pulso eléctrico que detona los explosivos.

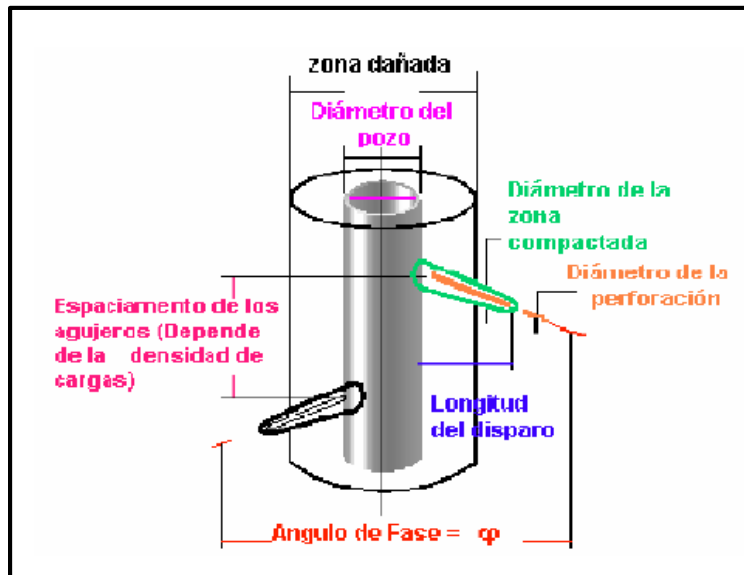


Fig 2.19 Factores geométricos de los disparos

***NOTA:** Es importante mencionar que, para tener una óptima operación de disparos, la perforación debe penetrar la tubería de revestimiento, el cemento y una parte de la formación productora en un intervalo de 5 – 7 pulgadas. Y esto dependerá de los siguientes factores:

- Procedimiento utilizado en los disparos
- Técnica utilizada para disparar, ya sea Bajo-balance o Sobre-balance
- Tipo de equipos durante la operación
- Cantidad y tipo de carga
- Características de la tubería de revestimiento y del cemento

2.5.4 Portacargas

Es uno de los elementos principales más importantes de todo el sistema de disparos, en estos se colocan las cargas explosivas y pueden ser entubados, de alambre o de lámina. Estos se clasifican en:

- Desechables
- Semidesechables
- Recuperables

Desechables: En estos, los residuos de los componentes del sistema de disparos (cordón detonante, estopín y el material del portador) permanecen en el interior del pozo.

- I. **Ventajas:** Como las cargas no están entubadas, se pueden seleccionar cargas de un tamaño mucho mayor, lo que deriva en una penetración de mayor alcance.
- II. **Desventajas:** Debido a que las cargas no se encuentran entubadas, todo el sistema de disparos se encuentra limitado ante la presión y los fluidos presentes en el pozo, esto debido a la exposición que sufren las cargas ante esas limitantes.

Semidesechables: La única diferencia con el desechable es la recuperación del portacargas. Los demás componentes del sistema, se quedan dentro del pozo.

Recuperables: En estos, todos residuos del sistema de disparos son recuperados, por lo que no se genera basura dentro del pozo. En los recuperables, las cargas no están expuestas ni a la presión ni a los fluidos por lo que el sistema no se encuentran limitado por los mismos y facilita la selección.

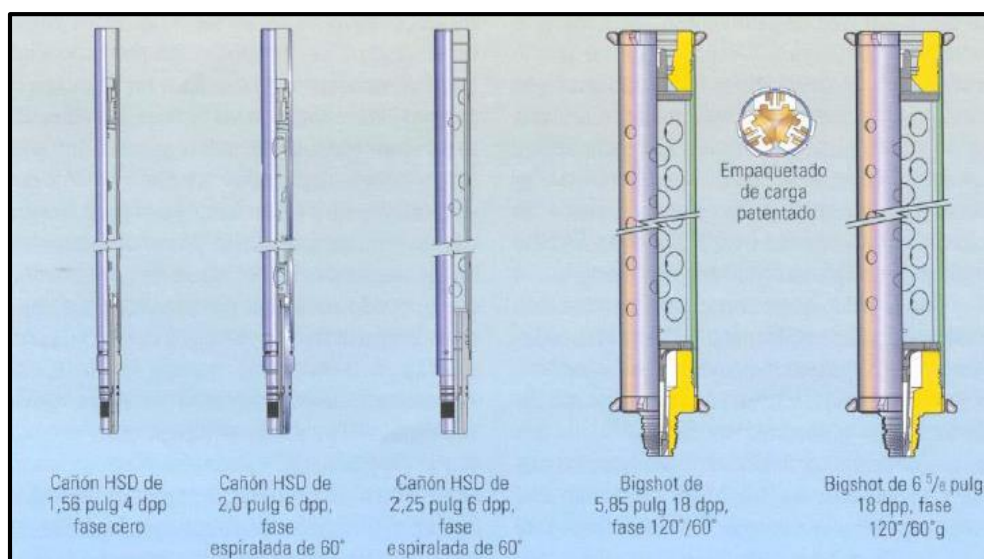


Fig 2.20 Pistolas recuperables

2.5.5 Cargas

Las cargas son la parte más importante de todo el sistema de disparos. Su principio de funcionamiento consiste en un explosivo de alta velocidad de reacción secundario, con la finalidad de dispersar un chorro de partículas metálicas o bien gas a gran velocidad para poder así perforar la TR, el cemento y la formación productora.

Los principales factores de diseño de las cargas son:

- Tamaño del agujero
- Penetración

2.5.6 Explosivos

Para poder obtener una óptima perforación en la TR y en la formación productora, es necesario que los explosivos a utilizar cuenten con la energía suficiente para realizarlo. Estos, de no ser tratados con las precauciones correspondientes, pueden ocasionar daños tanto materiales como humanos.

2.5.6.1 Tipos de explosivos

Los explosivos pueden clasificarse de acuerdo a:



Explosivos Altos	Explosivos Bajos
Velocidad de reacción > 1500 m/s	Velocidad de reacción 330 - 1500 m/s
Iniciados por calor o percusión	Sensibles al calor o iniciados por flama o chispa

Tabla. 2.1 Tipos de explosivos con base en su velocidad de reacción

Los explosivos más utilizados son: Tacot, Azida de plomo, HNS, HTX, PYX.

2.5.6.2 Consideraciones para selección de explosivos

Para poder realizar una óptima selección de los explosivos a utilizar es necesario tener las siguientes consideraciones:

- **Estabilidad:** Capacidad que tienen los explosivos para resistir las altas temperaturas presentes en los pozos así como para durar almacenados por amplios períodos de tiempo.
- **Sensibilidad:** Es la presión o energía mínima que requiere un explosivo para detonarse.

Sensibilidad

- * **Al impacto:** Es la altura mínima a la cual se puede dejar caer un objeto para que éste pueda activar el explosivo
- * **A la chispa:** Energía a la cual la chispa detona el explosivo

2.6 Fluidos de Terminación

Se define como aquel fluido en el cual se llevan a cabo los disparos de producción, éste tipo de fluidos cuentan con las siguientes características:

- Se encuentran en contacto con la formación productora
- Es el puente entre el fluido de perforación y el de estimulación
- Tiene como objetivo dañar lo mínimo posible a la formación productora a la hora de los disparos
- Debe mantener el control del pozo
- Cuando se requiere, sólo protege específicamente la formación productora
- Fluidos limpios sin sólidos (dependiendo su composición química)

Las salmueras son los fluidos de terminación más utilizados en la industria, debido a su bajo contenido de sólidos dispersos y la solubilidad de sus sales en el medio acuoso, las salmueras son idóneas para llevar a cabo este tipo de operación por su nulo impacto en la formación productora.

2.6.1 Tipos de fluidos de terminación

Fluidos de cloruro de sodio: Este tipo de fluido provoca corrosión, misma que puede ser evitada incrementando su pH por medio de cal, cromato (prohibido por su toxicidad) y sosa cáustica. Este fluido se utiliza como fluido empacante.

Fluidos de cloruro de calcio: Tienen como característica su baja corrosión y alta densidad (se logran obtener densidades de hasta 1.47 g/cm^3).

Estos fluidos son hechos bajo la temperatura de cristalización (temperatura a la que la salmuera se satura con una o más de las sales que contiene). Estas sales son empleadas para la elaboración de salmueras con densidades de 1.40 g/cm^3 y $> 1.40 \text{ g/cm}^3$ en caso de una sobresaturación.

Debido a sus características, estos fluidos se recomiendan emplear cuando existe la posibilidad de presencia de H_2S en el pozo.

Fluidos a base de sales ionizadas: Estos fluidos se caracterizan por ser corrosivos, estar libres de sólidos y de alta densidad (Densidades de $1.02 - 1.5 \text{ g/cm}^3$) esto debido a su composición de soluciones químicas especiales.

El empleo de las sales ionizadas es debido a que se pueden remover por medio de un lavado con agua lo cual conlleva a una recuperación de la permeabilidad sin alterar la porosidad.

Fluidos de cloruro de sodio – sosa ASH (cal): Los fluidos a base de cloruro de sodio, sosa y cal se caracterizan por obtener densidades de hasta 1.28 g/cm^3 y por su baja corrosión. Comúnmente, en las tuberías de producción existen problemas de reducción de diámetro provocados por el exceso de Hidróxido de Sodio (NaOH) y cal, es por eso que este tipo de fluidos requiere de inhibidores de corrosión para contrarrestar este tipo de problemas.

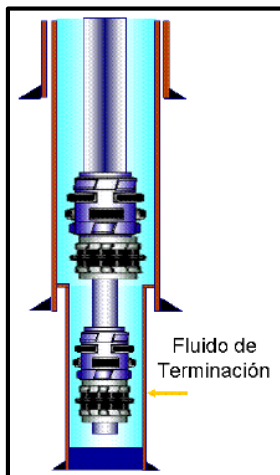


Fig 2.22 Pozo lleno con fluido de terminación

Muchas de las ventajas al emplear fluidos de terminación, son las siguientes:

- Recuperación de permeabilidad sin alteración de la porosidad
- Baja corrosión
- No son dañinos al ambiente ni a la salud
- No ocasiona daños en la formación productora
- Presentan estabilidad a las condiciones de pozo
- Compatibilidad con los aditivos químicos

2.6.2 Problemas de incompatibilidad de los fluidos de terminación

Al momento de realizar los disparos de producción, el fluido de terminación entra en contacto con la formación productora, lo cual, por su composición química llega a generar problemas de incompatibilidad. Los más comunes son:

- Precipitación del cloruro de sodio del agua de formación debido a su exposición con ciertas salmueras.
- Existe reacción de las arcillas presentes en la formación con salmueras claras.

2.6.3 Propiedades

Para poder diseñar los fluidos de terminación es necesario considerar las siguientes propiedades:

- **Densidad:**

Para las salmueras limpias, existe un amplio rango de densidades que se pueden utilizar (1.01-2.40 g/cm³), siempre y cuando se escojan las sales correctas. Las densidades de los fluidos limpios (libres de sólidos) más comúnmente utilizados son las siguientes:

Sistema	Gravedad Específica (g/cm ³)
Agua dulce filtrada	1.00
Cloruro de potasio	1.16
Cloruro de sodio	1.19
Cloruro de calcio	1.39
Bromuro de sodio	1.52
Bromuro de calcio	1.70
Cloruro de calcio / Bromuro de calcio	1.81
Bromuro de calcio / Bromuro de zinc	2.42
Bromuro de zinc	2.50

Tabla. 2.2 Densidad de cada uno de los sistemas de fluidos de terminación

- **Viscosidad**

La viscosidad en las salmueras está en función de la temperatura y la concentración de las sales disueltas. Para poder cambiar o modificar la viscosidad de una salmuera se utilizan viscosificantes (aditivos químicos) que mantienen los sólidos en suspensión hasta superficie.

- **Cristalización de salmueras**

Es la temperatura a la cual una salmuera se satura con una o más de sus sales disueltas, la sal menos soluble a esas condiciones se precipita y es insoluble. Durante el uso de las salmueras se debe evitar la cristalización de sales, ya que si estos se llegarán a asentar en las presas ocasionaría una disminución de densidad en las salmueras, la cual sería muy baja para poder soportar la presión de la formación, ocasionando un brote.

Es por eso que en el diseño de una salmuera se debe de especificar la temperatura mínima para evitar que se cristalicen las sales.

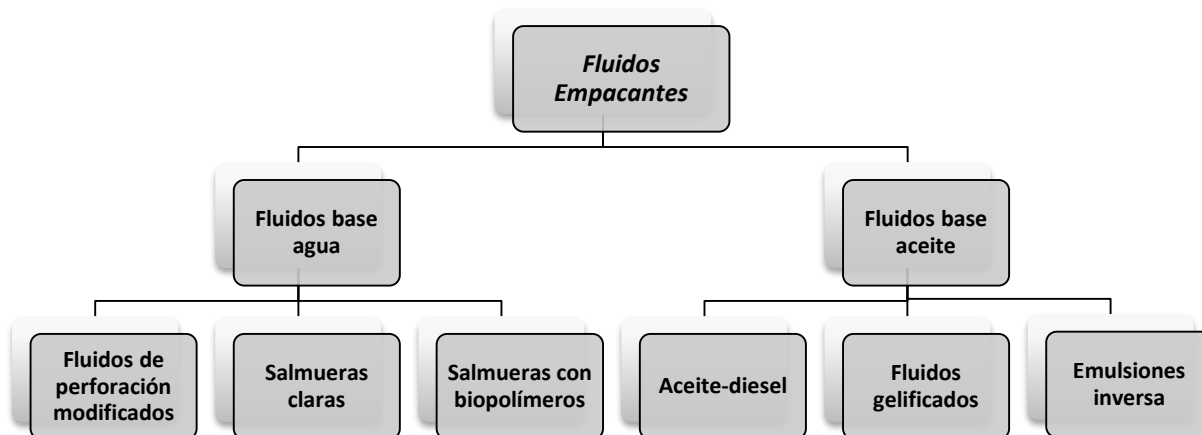
- **pH**

El pH es una propiedad que en las salmueras disminuye progresivamente conforme la densidad aumenta. Las salmueras que contienen cloruro son más corrosivas (se puede disminuir mediante inhibidores de corrosión y/o bactericidas), en cambio, las que tienen bromuro de zinc tienen un pH muy bajo. El pH en las salmueras con una densidad alrededor de 1.39 g/cm³ es casi neutro.

2.7 Fluidos Empacantes

Son aquellos fluidos (generalmente líquidos) que se encuentran en el espacio anular comprendido entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento, de la profundidad del empacador hasta el cabezal de tuberías.

2.7.1 Clasificación de Fluidos Empacantes



Las características más importantes de los fluidos empacantes son:

- Por su nula presencia de sólidos, durante operaciones de reparación, permite una fácil recuperación del aparejo de producción.
- Reducir la transferencia de calor a través de la tubería de producción y con ello evitar movimientos de la tubería de producción.
- Prevenir la corrosión de tuberías.

2.7.2 Diferencia entre fluidos empacantes y fluidos de terminación

Es importante tener bien definida la diferencia entre los fluidos empacantes y los de terminación, en el caso de los fluidos empacantes es que se encuentran en el espacio anular del empacador al cabezal durante toda la vida productiva del pozo, mientras que los de terminación se encuentran frente al intervalo deseado y son los que entran en contacto con la formación productora

2.8 Estimulación de Pozos

Es aquella operación en la cual se inyectan soluciones químicas (por lo regular ácidos) a la formación productora a presiones y gastos inferiores a la presión de fractura, para remover el daño presente en la formación originado por la invasión de fluidos como de sólidos provenientes de la perforación y terminación del pozo.

Esta remoción del daño da lugar a la creación, o bien, al mejoramiento de los conductos que favorecen el flujo de fluidos hacia el pozo, reflejándose esto en un aumento en la producción de hidrocarburos.

Para poder determinar qué tan eficiente es la estimulación es necesario saber que tanto daño fue removido de la formación así como la caracterización del mismo.

2.8.1 Tipos de Estimulación

2.8.1.1 Estimulación Matricial Reactiva

Es aquella estimulación en la que los fluidos de tratamiento inyectados reaccionan con la roca a fin de disolver elementos ajenos de la formación y la propia roca, permitiendo así la remoción del daño. Para la realización de éste tipo de estimulación se emplean soluciones ácidas tanto orgánicas como inorgánicas, tales como:

- Acético
 - Fórmico
 - Clorhídrico
 - Fluorhídrico (Se emplea para disolver arenas o areniscas)
- } Para formaciones calcáreas

La estimulación reactiva es utilizada para remover ciertos tipos de daños, los cuales son:

- Emulsiones
- Bloqueo por agua
- Invasión de sólidos
- Depósitos orgánicos e inorgánicos

2.8.1.2 Estimulación Matricial No Reactiva

A diferencia de la estimulación reactiva, los fluidos de tratamiento empleados en la no Reactiva se caracterizan por no reaccionar químicamente con los sólidos extraños en la roca de formación. Los fluidos que más se utilizan para llevarla a cabo son:

- Alcoholes
- Soluciones oleosas o acuosas
- Solventes mutuos

Entre los principales daños que remueve esta estimulación son los siguientes:

- Emulsiones
- Bloqueo por agua o aceite
- Depósitos orgánicos
- Cambios de mojabilidad
- Invasión de sólidos originados por la pérdida de lodo

2.8.2 Factores para la selección de los fluidos de tratamiento

Al momento de planear una estimulación es necesario saber qué tipo de fluido de tratamiento es el que se va a emplear, para ello debemos de tener en cuenta ciertos criterios que nos ayudarán a seleccionarlos, estos son:

- Temperatura y presión
- Tipo de formación
- Petrofísica
- Mineralogía
- Pruebas de laboratorio

Capítulo 3: Fundamentos de Fracturamiento Hidráulico

3.1 Definición: Fracturamiento Hidráulico

El fracturamiento hidráulico es una técnica utilizada para incrementar la productividad de un pozo y que se basa en bombear un fluido (llamado fluido fracturante) a alta presión, velocidad y a gastos mayores que los que la roca permite filtrar, esto con la finalidad de generar esfuerzos que ocasionen una falla en la roca hasta crear una fractura en la formación de interés, manteniéndose abierta y evitando cualquier tipo de cierre por medio de un agente apuntalante capaz de soportar todos los esfuerzos a los cuales se encuentra sujeta la formación.

A partir de que se tiene la ruptura inicial de la roca, es necesario poder extender la fractura a través de la formación. Para esto, se requiere seguir con el bombeo del fluido fracturante así como mantener la presión del mismo. Dicha extensión origina un canal de alta conductividad que evita cualquier tipo de daño y a su vez proporciona una gran área de drenaje.

Es importante tener bien definidas las razones por las cuales se procede a realizar el fracturamiento hidráulico ya que resulta ser una operación compleja que implican riesgos tanto técnicos como económicos que requiere del uso de equipos y tecnologías más sofisticados y que están en constante evolución. Los motivos que conllevan a realizar una operación de fracturamiento, son los siguientes:

- Incrementar la productividad del pozo
- Alterar el patrón de flujo del yacimiento
- La creación de un canal de flujo de alta conductividad
- Incrementar la vida útil del pozo

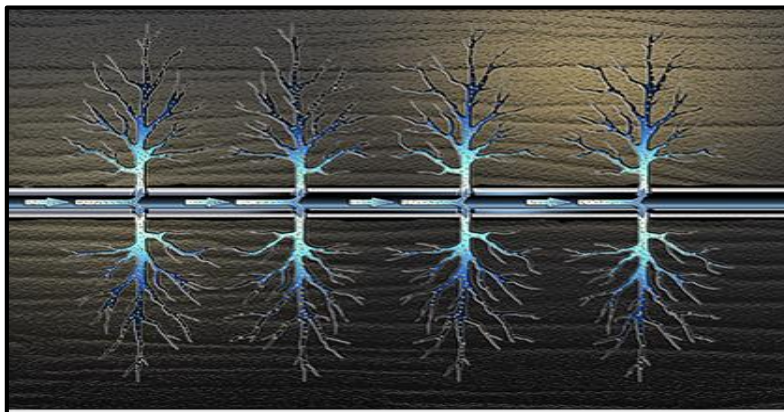


Fig. 3.1 Fracturamiento Hidráulico

3.2 Conceptos

Porosidad: Es la relación entre los espacios vacíos existentes y el volumen total de roca.

Permeabilidad: Capacidad petrofísica que tiene una roca para permitir el paso de fluidos a través de ella.

Fracturamiento Hidráulico: Aquella operación que consiste en inyectar un fluido a presión con el objetivo de crear una fractura en la roca productora y posteriormente propagar la misma, a fin de establecer un canal de flujo altamente conductivo por el cual fluirán los hidrocarburos hasta el pozo.

Fluido fracturante: Es uno de los elementos más importantes del fracturamiento, cuya finalidad es transmitir la presión hidráulica a la formación productora para así generar el rompimiento de la roca.

Colchón (Pad): Es un fluido activado cuya finalidad es crear hidráulicamente la fractura.

Apuntalante: Componente que es inyectado en conjunto con el fluido fracturante a la formación. Una vez que el agente de sostén se encuentra dentro de la fractura, su función es la de impedir que ésta se cierre y a su vez que se mantenga abierta inmediatamente después de finalizado el bombeo, para poder así, asegurar la conductividad del canal de flujo.

Precolchón: Es aquella cantidad de fluido sin apuntalante, comúnmente salmuera o gel lineal, que al ser bombeado al intervalo de interés nos permite obtener ciertos parámetros, enfriar la formación a tratar y optimizar el diseño de la operación.

Presión hidrostática: Es la presión ejercida por el peso y altura de una columna estática de un fluido.

Presión de ruptura: Cantidad de presión necesaria para el rompimiento de la roca.

Presión de cierre: Presión que origina el cierre de la fractura.

Presión de bombeo: Presión a la cual la fractura logra extenderse y propagarse a través de la formación, siempre y cuando se tenga un gasto constante en la bomba.

Presión de cierre instantáneo (ISIP): Es la presión medida una vez finalizado el bombeo cuando las caídas de presión por fricción son igual a cero quedando únicamente dos presiones, las cuales son:

- La presión hidrostática en el pozo
- La presión interna de la fractura

Presión de fractura (BHFP): Es la presión requerida para que la fractura se mantenga abierta y ésta se extienda más allá del punto de ruptura inicial de la roca.

Presión neta de fractura (Pne): Diferencia entre presión de extensión y presión de cierre.

FCD: Factor adimensional que nos indica que tanto ha aumentado la productividad del pozo una vez que éste ha sido fracturado.

Tortuosidad: Pérdidas de fricción ocasionadas por las restricciones en el ancho y curvatura cerca de la fractura.

3.3 Geomecánica de rocas

Se define como la ciencia teórico-aplicada que implica el estudio geológico del comportamiento mecánico de las rocas.

3.3.1 Esfuerzos de la roca

Para poder realizar un óptimo diseño del fracturamiento, es indispensable hacer un estudio geomecánico de la roca a fracturar. Para ello se requiere analizar los **esfuerzos** a los que se encuentra sometida la roca.

El esfuerzo se define como la fuerza que actúa sobre una unidad de área y es representada de la siguiente manera:

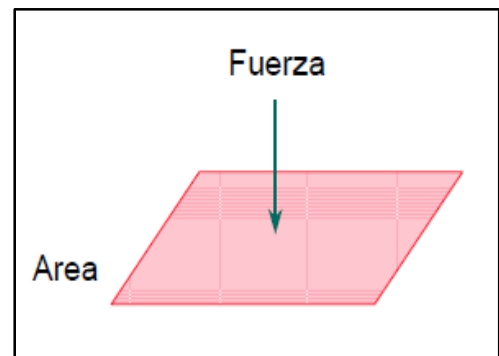


Fig. 3.2 Esfuerzos

$$\text{Esfuerzo} = \frac{\text{Fuerza}}{\text{Área}}$$

$$\sigma = \frac{F \text{ (lb)}}{A \text{ (pg}^2\text{)}} = \text{PSI}$$

Los esfuerzos se pueden clasificar en dos tipos, estos son:

- **Esfuerzos normales o de compresión (σ):** Son perpendiculares al plano de aplicación

Dentro de éste tipo de esfuerzos, existen tres principales que son perpendiculares entre sí. Sin embargo, estos no necesitan ser iguales. Estos esfuerzos, en un régimen de fallamiento normal, son:

- Esfuerzo de sobrecarga (σ_1): Ocasionado por el peso de toda la columna de rocas que se encuentra por encima de la formación de interés. Éste esfuerzo es vertical.
 - Esfuerzos horizontales (σ_2 y σ_3): Originados por acción de la presión del yacimiento, esfuerzo de sobrecarga y fuerzas tectónicas.
- **Esfuerzos de corte o de tensión (τ)**: Paralelos al plano de aplicación

La combinación de los esfuerzos anteriormente mencionados (compresión y tensión) forman un campo de esfuerzos que a partir de él se pueden determinar la magnitud y dirección de los mismos, los cuales son un factor importante para entender el comportamiento de la extensión de la fractura creada.

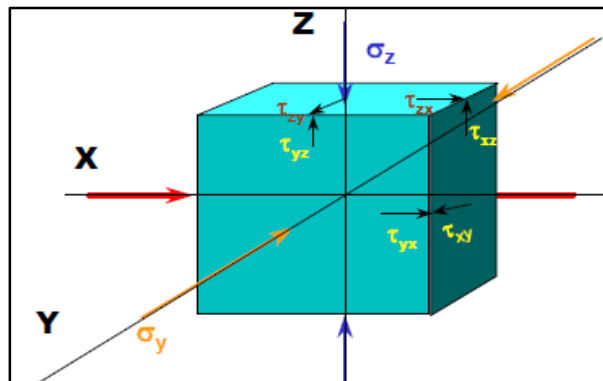


Fig. 3.3 Campo de esfuerzos. La fractura se propagará en el plano de aplicación perpendicular al esfuerzo mínimo.

3.3.2 Constantes Elásticas

3.3.2.1 Deformación

Se define como el cambio de longitud que experimenta un cuerpo en relación a su longitud original, una vez que éste se encuentra sometido a cualquier tipo de esfuerzo.

La deformación se puede expresar de la siguiente manera:

$$\text{Deformación} = \frac{\text{Cambio de longitud}}{\text{Longitud original}} \rightarrow \varepsilon = \frac{\Delta L}{L}$$

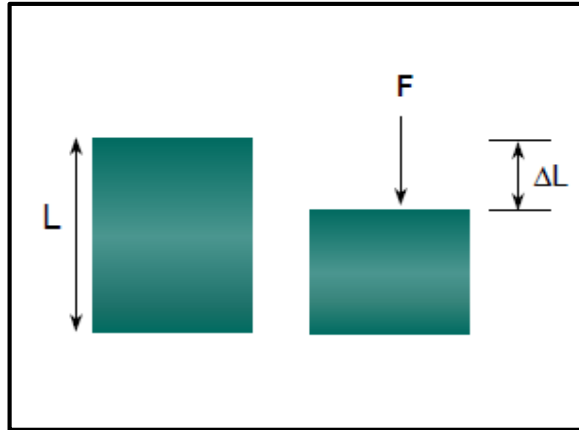


Fig. 3.4 Deformación que experimenta un cuerpo ante la presencia de un esfuerzo

3.3.2.2 Esfuerzo vs Deformación

Cuando se realiza el estudio de la formación a fracturar, se requiere saber que tanto se va a deformar la roca dependiendo la magnitud del esfuerzo que se le esté aplicando. Es por eso que al momento de realizar las pruebas en laboratorio se realiza una gráfica como en la fig. 3.5 la cual relaciona el comportamiento de la deformación que está sufriendo la roca ante la acción de los distintos esfuerzos que actúan sobre ella.

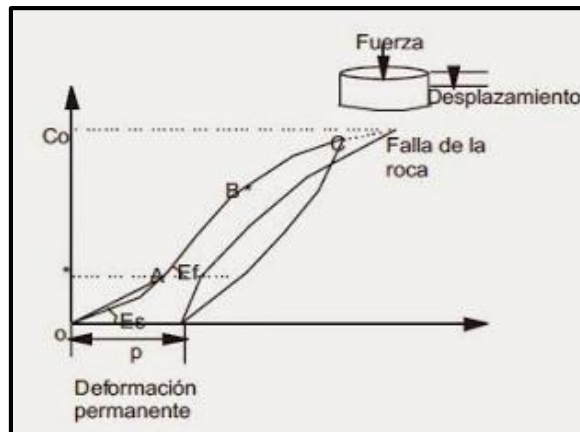


Fig. 3.5 Esfuerzo vs Deformación

Cómo se puede observar en la fig. 3.2 existe una relación directamente proporcional entre la deformación y el esfuerzo, lo que significa que la roca experimenta mayores deformaciones a medida que incrementa el esfuerzo.

De la curva obtenida de la relación Esfuerzo – Deformación es posible distinguir tres distintas regiones, originadas más que nada por la porosidad que presenta la roca, es decir, por su heterogeneidad. Estas tres regiones son las siguientes:

- **Región No-Lineal (O – A):** Esta región experimenta una respuesta no lineal debido a un cierre de los espacios vacíos de la roca, es decir su porosidad, ya que la roca se tiende a comprimir.
- **Región Lineal o Elástica (A – B):** Durante ésta región la compresión presenta un comportamiento lineal con respecto al esfuerzo que actúa sobre la roca. Esto quiere decir, que los poros se van deformando a un ritmo lineal y que la roca se comporta como un sólido homogéneo. Cabe mencionar, que la pendiente de la recta A – B representa el módulo de Young (E), por lo que:
- **Región Plástica (B – C):** En éste período, la roca empieza a tener una deformación permanente, debido a que, conforme se le apliquen esfuerzos de mayor magnitud, ésta seguirá con su deformación pero llegará un punto en que ya no se tendrá una tendencia lineal. Por lo que una vez retirado el esfuerzo a la roca, ésta ya no regresa a su estado original. Y si se siguiese aplicando un esfuerzo aún más grande ocasionaría la ruptura de la roca

3.3.2.3 Módulo de Young

Parámetro que nos indica que tan rígida es la roca así como el comportamiento de un material elástico, dependiendo la dirección en la que es aplicado el esfuerzo.

$$\text{Módulo de young} = \frac{\text{Esfuerzo}}{\text{Deformación}} \rightarrow E = \frac{\sigma}{\epsilon}$$

Es importante tener bajo consideración los efectos que tiene el módulo de Young al momento de analizar la roca y la repercusión que éste tiene en la extensión de la fractura, ya que dependiendo de la rigidez que muestre la roca es como se van a identificar características de la fractura como: El ancho, alto y largo.

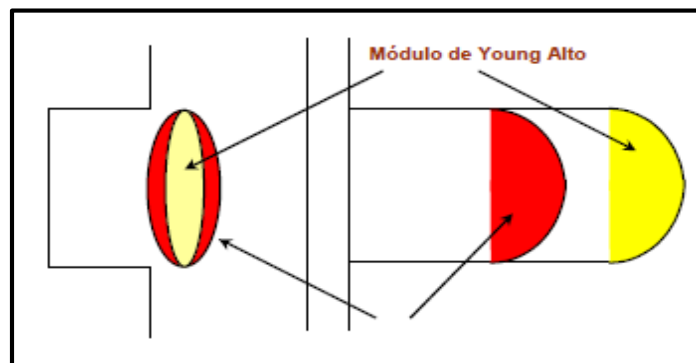


Fig. 3.6 Efectos del módulo de Young. Si la roca presenta mayor rigidez, la fractura creada será angosta, larga con una buena penetración y alta, comparada con una roca con menor rigidez cuya fractura será ancha, corta y con una altura limitada

3.3.2.4 Relación de Poisson

Es una medida de la compresión que sufre la roca por la acción de un esfuerzo, originando una tendencia a deformarse en dos direcciones distintas.

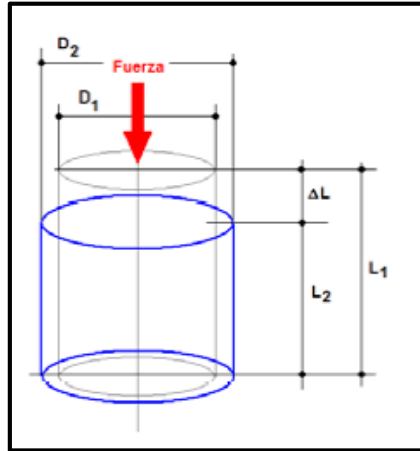


Fig. 3.7 Relación de Poisson

En la fig.3.7 se expresa la forma en cómo es que el material se va deformando al momento en que se le aplica el esfuerzo. Los dos tipos de deformaciones que experimenta el material son:

1. Deformación Longitudinal

$$\epsilon_1 (+) = \frac{L_2 - L_1}{L_1}$$

2. Deformación lateral y vertical

$$\epsilon_2 (-) = \frac{D_2 - D_1}{D_1}$$

A partir de las ecuaciones ya mencionadas y basándonos en la definición de relación de Poisson (Es el cociente de la deformación longitudinal y lateral) se obtiene la siguiente expresión:

$$\nu = - \frac{\epsilon_1}{\epsilon_2}$$

3.3.2.5 Tenacidad (K)

Parámetro que se utiliza para indicar que tan fácil se extiende la fractura a través del yacimiento.

Cuando se va a iniciar una fractura es necesario considerar una serie de factores relacionados con la tenacidad de la formación. Dichos factores son:

- Los defectos presentes en la roca, los cuales originan la concentración de tensiones que a su vez ayudan a fracturar la roca.
- La cantidad de esfuerzo en el extremo de la fractura que se requiere para superar un valor de K (dependiendo el tipo de roca a fracturar) para poder así, determinar la extensión de la misma.

El rango de valores de tenacidad (K) de los tipos de roca más comunes, oscilan entre 700-2400 [psi.pulg^{0.5}]

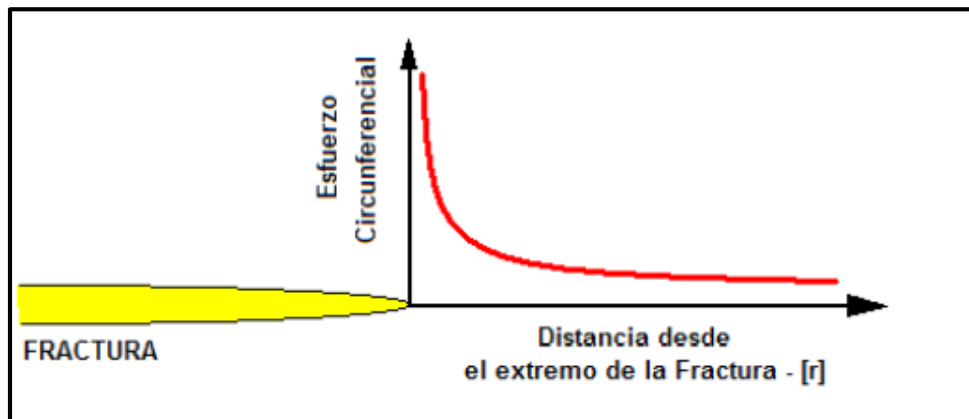


Fig. 3.8 Curva del comportamiento de la tenacidad de una roca

3.4 Desarrollo de la fractura

Cuando se efectúa una operación que conjunta alto riesgo, elevados costos y retos técnicos, como lo es el fracturamiento hidráulico, es indispensable planear y comprender las estrategias necesarias para el desarrollo del campo concebidas para aumentar la efectividad del proceso y por consiguiente la productividad del pozo.

Para ello, se requiere obtener información sobre tres características muy importantes de las fracturas. Estas características son:

- Orientación
- Conductividad
- Geometría

Cada una de estas características será descrita a continuación

- **Orientación:**

La orientación de la fractura es una propiedad que se encuentra relacionada y que dependerá de dos factores:

1. Esfuerzos de la roca
2. Mecanismo que la genera

Es importante mencionar que si una fractura es originada por medio de tensión, ésta se extenderá de manera perpendicular al mínimo esfuerzo. Este esfuerzo está, en la mayor parte de los pozos, en el plano horizontal.

Esto quiere decir, que si el mínimo esfuerzo se encuentra en el plano horizontal, la propagación de la fractura se dará de forma vertical. Es por eso que, en pozos de gran profundidad, donde el esfuerzo mínimo es horizontal, la fractura se desarrolla de forma vertical. Caso contrario en los pozos someros, que por lo mismo de su poca profundidad, el esfuerzo generado por la sobrecarga de las capas de roca es mínimo ocasionando que la fractura sea horizontal.

- **Conductividad**

La conductividad de la fractura está dada por la permeabilidad que crea el empaque del agente apuntalante por el ancho y la altura de la fractura.

El ancho de la fractura es directamente proporcional a la cantidad o concentración del agente de sostén en la fractura.

La permeabilidad de la fractura depende del tipo de agente apuntalante, de las características de la formación, la presión de cierre, la temperatura del yacimiento, la profundidad, la cantidad de finos y la limpieza al terminar el proceso de fracturamiento. La conductividad necesaria dependerá del fluido a producir.

- **Geometría**

Para poder tener un control en el procedimiento de fracturamiento y una optimización en las operaciones, es necesario crear modelos para aproximar la geometría de la fractura. Para realizar el modelo se deben tomar en cuenta:

- Las características de la formación y de los fluidos
- El gasto,
- Condiciones de inyección
- Esfuerzos
- Distribuciones del medio poroso.

Cada uno de los modelos son únicamente una aproximación, esto debido a que toman características de un yacimiento ideal, ya que consideran que el material de la formación es isotrópico y homogéneo.

3.5 Etapas del Fracturamiento

El Fracturamiento Hidráulico es una operación que se lleva a cabo de manera secuencial, esto con la finalidad de lograr correctamente la creación y apuntalamiento de la fractura. Es por eso que un adecuado diseño de cada una de las etapas del fracturamiento y el correcto bombeo de fluidos nos permitirá evitar, de la menor manera posible, todo tipo de problemas relacionados con el apuntalante durante su inyección. Dichas etapas son las siguientes:

- **Precolchón**

Es la etapa iniciadora de la fractura, la cual consiste en el bombeo, a gasto de fractura, de fluidos compatibles con la formación y de baja densidad comúnmente base agua como salmuera o gel lineal (sin activar). La característica principal del precolchón es que durante ésta, es llevada a cabo la prueba MiniFrac con el objetivo de adquirir parámetros para la optimización del diseño.

Una vez finalizada la inyección del precolchón, existe un determinado tiempo de espera para la realización del análisis de las pruebas Step Rate y Step Down, las cuales están en función del proceso de cierre.

- Colchón

Durante esta etapa es bombeado el fluido fracturante (gel activado) cuyo objetivo es crear la fractura y transportar el agente apuntalante hacia el interior de la fractura. Para que esto ocurra de manera óptima, el bombeo debe ser a gasto programado de fractura y considerando un volumen del 18-30% del volumen de fluido total, esto dependiendo de las características que se requieran de la fractura.

- Etapas del apuntalante

Es considerada como la etapa más importante del fracturamiento. Ésta consiste en el bombeo de gel activado con apuntalante a diferentes concentraciones (en forma ascendente) y volúmenes, esto con la finalidad de obtener una buena distribución del agente apuntalante a lo largo de la fractura y así evitar que existan problemas de arenamiento.

En la tabla siguiente se muestran las concentraciones de apuntalante así como el porcentaje de volumen correspondiente para cada etapa de arena.

Etapa	Concentración de apuntalante (ppa)	% de volumen total
<i>Etapa 1</i>	1-2	10-15
<i>Etapa 2</i>	3	20-25
<i>Etapa 3</i>	3-4	15-20
<i>Etapa 4</i>	5	10-20
<i>Etapa 5</i>	6-8	Restante

Tabla. 3.1 Concentraciones de apuntalante y % de volumen total para cada etapa de arena

Es importante resaltar la importancia que tiene esta etapa ya que de ésta depende, en gran medida, el éxito de la operación ya que el mínimo error, podría generar una serie de problemas técnicos como económicos.

- Desplazamiento

Es la última etapa y consiste en desplazar, por medio de una combinación de agua limpia y gel lineal, todo el gel activado con apuntalante que queda en la tubería de producción o revestimiento (según la tubería por la cual fueron inyectaron los fluidos) empujándolo hacia el interior de la fractura.

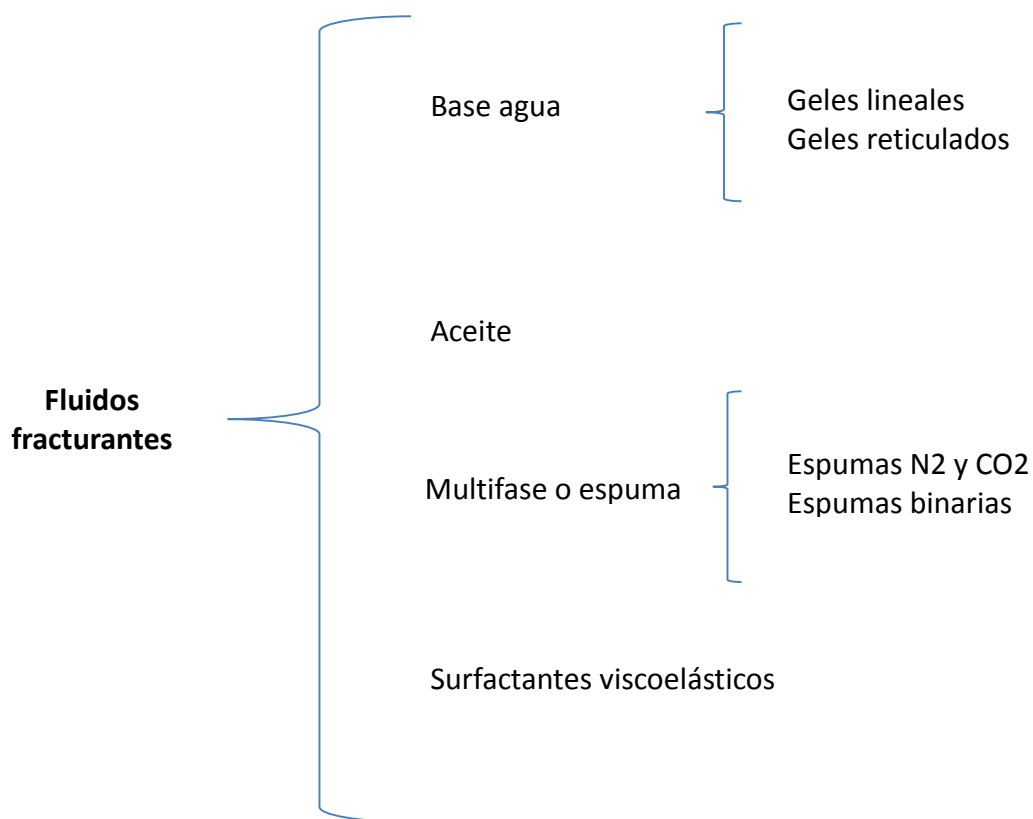
3.7 Fluidos Fracturantes

El fluido de fractura es un componente crítico para el fracturamiento hidráulico ya que crea, propaga la fractura y transporta el apuntalante a lo largo de la misma. El fluido fracturante debe cumplir con ciertos requerimientos:

- Baja caída por fricción: Su coeficiente de fricción debe ser lo más bajo posible, evitando con esto una menor potencia hidráulica durante su bombeo.
- Compatibilidad: El fluido debe ser compatible tanto con el yacimiento como con los fluidos confinados en el mismo, evitando así problemas posteriores como daño, hinchamiento de la arcilla, emulsiones y cambios de mojabilidad creando bloqueos por agua.
- Eficiencia: El fluido debe tener la capacidad de mantener abierta la fractura, el tiempo suficiente en lo que se lleva a cabo la colocación del agente apuntalante. Por lo cual debe mostrar un agente de filtrado adecuado en la formación.
- Estabilidad: Los fluidos deben mantener sus propiedades reológicas a la temperatura del yacimiento y al tiempo necesario para completar el tratamiento. Deben presentar una mínima degradación durante el transporte del apuntalante, debida al esfuerzo de corte.
- Rompimiento y limpieza: Al finalizar el transporte del apuntalante a la fractura, el fluido debe ser capaz de degradarse consiguiendo una viscosidad baja, cercana al fluido base agua, para lograr ser retornado fácilmente. La limpieza es indispensable, para minimizar daño en el empacamiento de la fractura.
- Viscosidad: Es un factor importante para crear la fractura y transportar el agente sostén (apuntalante). Un fluido fracturante ideal, es el que posee una viscosidad baja en el momento de ser inyectado en el pozo, situación que causa una baja caída de presión por fricción en el sistema de tuberías, pero con la viscosidad en el fondo requerida para el transporte del apuntalante hacia la fractura.

Actualmente se utilizan fluidos viscoelásticos los cuales utilizan un agente viscosificante es un surfactante especial, facilitando la limpieza y facilitando la mezcla. Sin embargo en la industria un 5% las operaciones de fracturamiento se llevan a cabo con fluidos base aceite y un 70% con polímero hydroxy-propyl-guar.

3.7.1 Tipos de fluidos de fractura



3.7.1.1 Fluidos base agua

Sus principales características son:

- Fluidos cuya viscosidad es controlada por la concentración del polímero, pueden utilizarse cuando la viscosidad no es un factor crítico.
- Poseen un alto gradiente de fricción, lo cual permite grandes caudales en tubería de diámetro reducido.
- Su rango de temperatura alcanza 93°C
- Puede formar parte de un fluido reticulado, siendo este la base.

Fluidos lineales

Son aquellos fluidos base agua gelificados por medio de polímeros, cuyas características son las siguientes:

- Son empleados como gel base para la elaboración de fluidos reticulados
- Su viscosidad se encuentra en función de la concentración de polímeros
- En algunas ocasiones, donde la viscosidad no es un factor crítico, estos fluidos son utilizados como fluidos de fracturas.
- Debido a su bajo gradiente de fricción, estos pueden ser bombeados a altos gastos en diámetros pequeños de TP o TR
- Su mezclado puede ser tanto en forma continua como baches

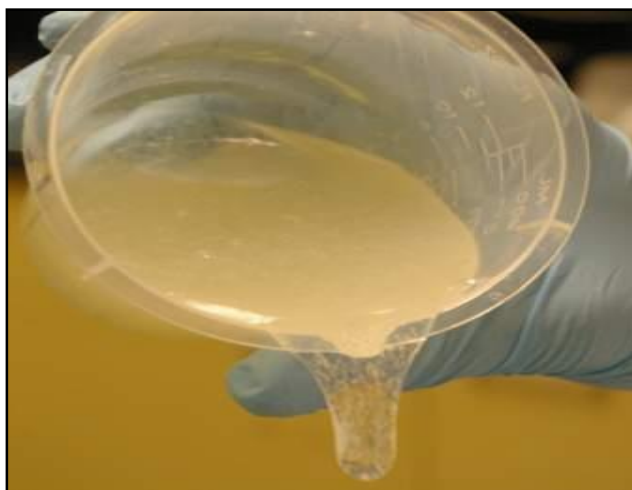


Fig. 3.9 Gel lineal

Fluidos reticulados

Son fluidos cuya función es incrementar efectivamente la viscosidad del fluido sin agregar una mayor cantidad de polímero, el mecanismo químico es el punteo o unión de cadenas poliméricas hidratadas, formando con esto un reticulado de alto peso molecular, capaces de absorber una gran cantidad de agua. El elemento reticulado es una sal metálica como: borato, órgano-metálica (titanatos y zirconatos).

Características:

- La viscosidad se incrementa rápidamente por la acción del reticulante.
- Fluidos de reacción química reversible (la viscosidad se degrada con el esfuerzo de corte y la temperatura).
- Alto gradiente de fricción por el efecto de la alta viscosidad
- La velocidad de reticulación puede alterarse para evitar o minimizar el efecto de la fricción.



Fig. 3.10 Gel activado

3.7.1.2 Fluidos base aceite

Los primeros fluidos base aceite para fracturamiento con apuntalante fueron crudos estabilizados, los cuales no causan daño y cuyo flujo de retorno se incorpora a la producción.

Características:

- Son inflamables e tienen un daño negativo en el medio ambiente
- Son riesgosas las operaciones y el almacenamiento del fluido.
- Transportan arenas en bajas concentraciones.
- Las pérdidas de fricción en el sistema son altas y la conductividad que genera son muy bajas.

3.7.1.3 Sistemas no convencionales

Sistemas en los que normalmente se utilizan multifásicos, entre los que se encuentran:

- Fluidos energizados
- Espumas de fractura
- Emulsiones
- Fluidos viscoelásticos

Espumas de fractura

Son utilizados en yacimientos de baja energía y permeabilidad, donde los fluidos base agua retardarían la limpieza. Las espumas tienen la ventaja de que el gas inerte agregado al fluido lo energiza, logrando que la limpieza sea rápida y eficiente.

La estabilidad de la espuma es un parámetro importante, es por esto que no se ocupa como fase líquida en agua, si no que se agrega una concentración de polímero para alcanzar dicha estabilidad, comportándose como un fluido reticulado.

Emulsiones

Una emulsión es una dispersión de dos fluidos inmiscibles (agua en aceite o aceite en agua) estabilizada por un surfactante.

Son fluidos muy viscosos con buenas propiedades de transporte de apuntalante, cuanto mayor sea el porcentaje de fase interna, mayor será la resistencia al movimiento de las gotas formadas y con esto mayor viscosidad. La emulsión más común es la compuesta por 67% aceite y 33% de salmuera viscosificada.

Las ventajas de utilizar una emulsión: presentan alta viscosidad, un buen control de filtrado, buena capacidad de transporte del apuntalante, daño a la formación insignificante y buena limpieza.

Surfactante

Es un fluido base agua que se compone de una salmuera y un surfactante viscoelástico. Como estos fluidos son sensibles a cambios de temperatura, es necesario ajustar la concentración de sal y de surfactante para incrementar su estabilidad.

3.7.2 Aditivos

Los aditivos son químicos utilizados para modificar el comportamiento de los fluidos. A continuación se enlistan algunos de los aditivos comúnmente utilizados y sus funciones.

- Buffers: Son usados para mantener el valor de PH requerido, contienen ácidos orgánicos y el objetivo es provocar la hidratación de los fluidos.
- Activadores de viscosidad: Son empleados para la activación del fluido lineal, elevando considerablemente la viscosidad de éste.
- Bactericidas: Son utilizadas para eliminar la degradación del gel debido a la acción bacteriana y para proteger a la formación del crecimiento de bacterias. Estos aditivos no son necesarios en fluidos base aceite.

- Quebradores: Son usados para reducir la viscosidad, al disminuir el tamaño del polímero, por lo tanto tienen la tarea de limpiar los residuos en el proceso de post-tratamiento y en la producción.
- Estabilizadores: Su función es proporcionar una mayor estabilidad al gel lineal cuando éste se encuentra a elevadas temperaturas (mayores a 200 °F).
- Aditivos para pérdidas de filtrado: Se emplean con la finalidad de evitar, en la mayor medida posible, las pérdidas del filtrado del fluido.

3.8 Apuntalante

Al finalizar el procedimiento de fracturamiento hidráulico, es necesario mantener la fractura abierta y estableciendo un canal conductivo para la afluencia de los fluidos del pozo a la formación, para ello es necesario el uso de un agente apuntalante.

El diseño de los apuntalantes es importante, ya que deben soportar grandes esfuerzos de cierre de la roca. Sin embargo, la selección del agente de sostén debe ser dependiendo el tipo de formación que se tenga y al esfuerzo al cual estará sometido.

3.8.1 Propiedades de los apuntalantes

Basado en sus propiedades existen dos tipos de apuntalante:

- Elasto-fragiles: En el cual la deformación que sufre el material es casi nulo al aplicar esfuerzo, hasta el momento de su ruptura.
- Elasto-plásticos: En estos existe una deformación que es proporcional al esfuerzo aplicado, en la curva de esfuerzo contra deformación este tipo de apuntalante muestra una fase elástica, y posteriormente una deformación plástica.

Las propiedades físicas del apuntalante que impactan en la conductividad de la fractura son:

- Redondez.
- Esfericidad.
- Distribución y tamaño de grano.
- Resistencia.
- Finos e impurezas.

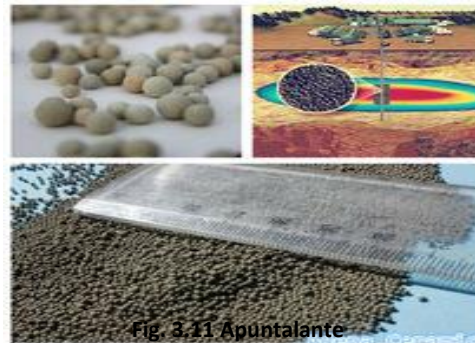


Fig. 3.11 Apuntalante

Uno de los factores más importantes en el fracturamiento hidráulico son los esfuerzos de cierre (diferencia entre la presión de fractura y la presión de la formación), ya que una vez que se ha fracturado, estos tenderán a confinar el apuntalante derivando en el cierre de la fractura. Es por eso que se requiere que el apuntalante a seleccionar deba contar con la resistencia necesaria para soportar el esfuerzo al cual será sometido, porque de caso contrario, el apuntalante será triturado por dichos esfuerzos afectando directamente la permeabilidad y conductividad de la fractura.

En la figura mostrada a continuación se muestra la permeabilidad que forman los apuntalantes sometidos a diferentes esfuerzos de cierre o confinamiento.

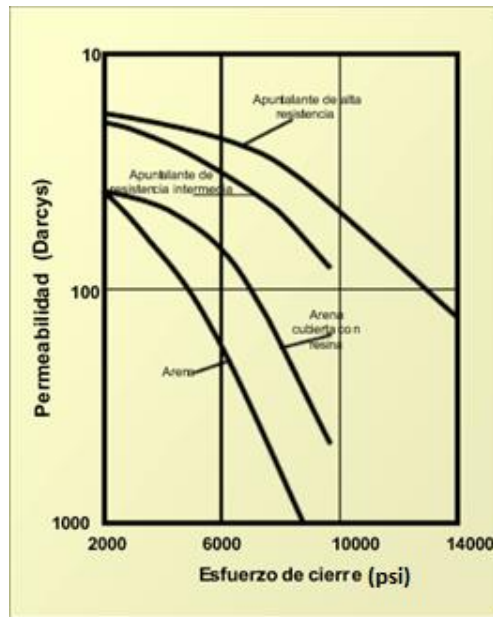
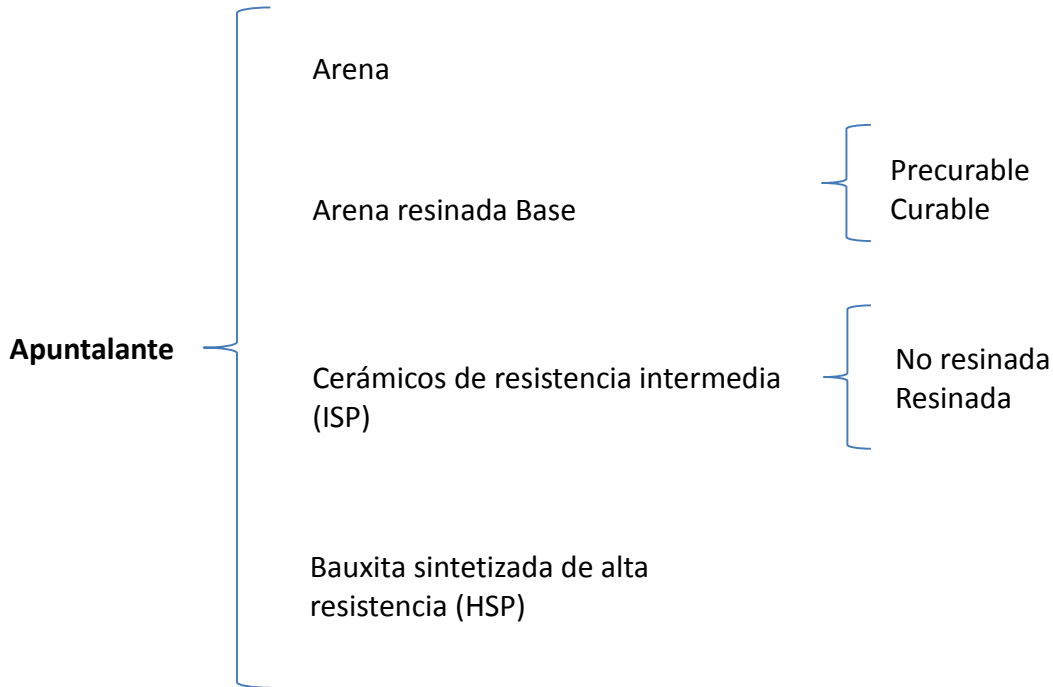


Fig.3.12 Variación de la permeabilidad respecto al esfuerzo de cierre

3.8.2 Tipos de apuntalante

Existen dos tipos de apuntalantes naturales y sintéticos:

- Naturales: Principalmente se encuentran arenas de sílice, este tipo de material soporta esfuerzos bajos de cierre de fractura.
- Sintéticos: Estos apuntalantes se caracterizan por tener gran resistencia a cierres de fractura.



Arenas: Es el agente apuntalante con gran disponibilidad y económico, por lo general provee una buena conductividad para presiones de cierre de hasta 6000 psi, su gravedad específica es de 2.65.

Arena resinada: Son arenas con recubierta de resina para conferirles mayor resistencia y características especiales. Pueden ser utilizadas para presión de confinamiento de 600 a 8000 psi.

Arena precurada: Tiene una recubierta de resina la cual aumenta la resistencia al esfuerzo de cierre, además de disminuir la cantidad de finos generados. Este sustentante no requiere de algún tipo de químico para activar la resina ya que con la temperatura del yacimiento es suficiente.

Arena curable: Se bombea en la parte final del tratamiento. Está recubierta por químicos, los cuales se activan con un catalizador que hace que la resina una los granos una vez que la fractura ha cerrado. Este tipo de arena requiere de un tiempo de curado sin fluir el pozo. Se utilizan para evitar el retorno del agente apuntalante cuando el pozo está en producción.

Cerámicos de resistencia intermedia: Es una cerámica manufacturada por proceso de sintetización a partir de polvo de bauxita. Se utiliza para presiones de confinamiento de 5000 a 10000 psi.

Apuntalante de alta resistencia: Es un tipo de material que es costoso, utilizada en fracturas de pozos profundos en donde es necesario soportar presiones de confinamiento mayores a 10 000 psi.

En la siguiente tabla se muestran los apuntalantes con mayor uso comercial en México y sus respectivas resistencias.

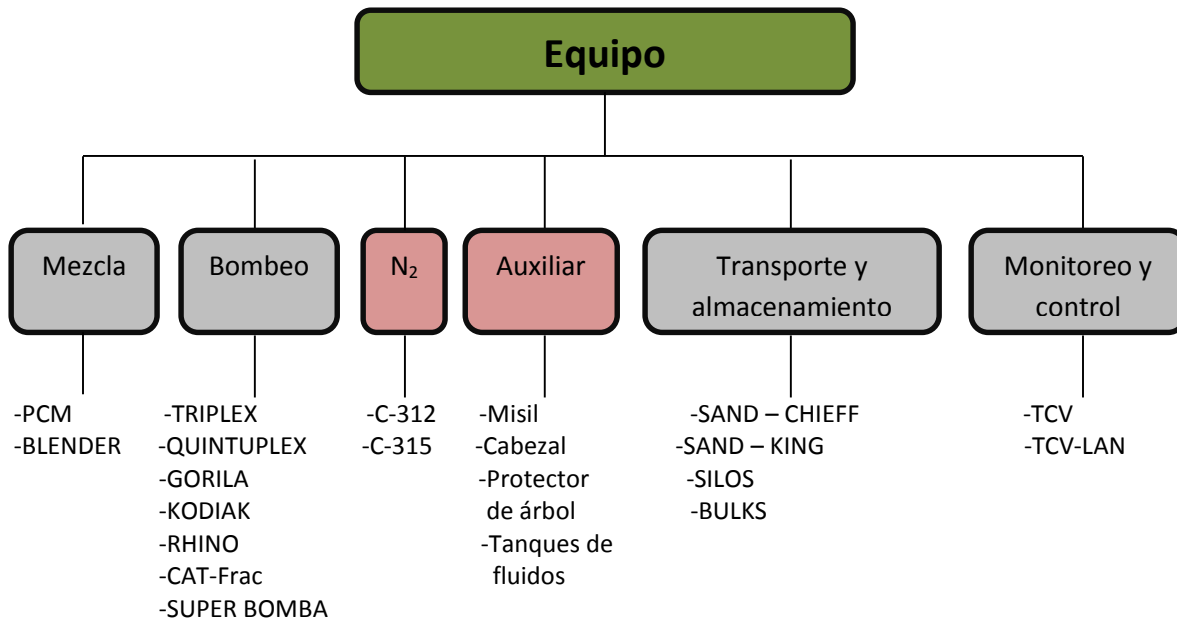
Apuntalante	Resistencia (psi)	Tamaño(Malla)	Nombre comercial
Cuarcítica	4000	20/40, 16/30, 12/20	Otawa, unimin, voca.
Sintética	8000	20/40, 12/20	Econoprop, valueprop.
Sintética	10000	20/40, 16/20	Carboprop, interprop
Sintética	14000	20/40	Carbohsp, sintered, bauxite.
Cuarcítica cubierta con resina	5000	20/40, 16/30	Super lc, acfrac sb
Cuarcítica cubierta con resina	6000	20/40, 16/30	Superm dc
Cuarcítica cubierta con resina	10000	20/40	Magnaprop, caremex E.
Cuarcítica cubierta con resina	12000	20/40	Daynaprop, ceramex I.
Cuarcítica cubierta con resina	14000	20/40	Hiperprop, ceramex P.

Tabla 3.2 Apuntalantes comerciales en México

3.8 Equipo de Fracturas

Para llevar a cabo una operación tan compleja como lo es el fracturamiento hidráulico, además de requerir estudios, fluidos y técnicas de fractura que implican una variedad de recursos tecnológicos, es necesario también disponer del equipo que sea capaz de transportar, mezclar, desplazar y bombear los fluidos a la formación para poder realizar las fracturas.

A continuación se mostrará un esquema en el cual se desglosa a detalle el set de fracturas, en éste se incluyen todos los equipos correspondientes para cada actividad en específico. Posteriormente se describirá el funcionamiento de los principales equipos utilizados durante la fractura:



En el esquema anteriormente mostrado, cabe resaltar que los recuadros en color gris representan los tipos de equipos que son indispensables a la hora de realizar la operación mientras que los que se encuentran en color rojo representan a los opcionales y por lo tanto su uso dependerá del tipo de fractura a realizar.

Equipos principales de fractura:

- **Blender**

Es el elemento principal y primordial de todo el sistema de fracturas. Tiene como objetivo dosificar adecuadamente el apuntalante, para después, encargarse de realizar la mezcla de éste con el fluido fracturante. Además de suministrar a las bombas de dicha mezcla.

Características requeridas por un Blender

- Tener la capacidad de operación manual, semiautomática y automática en forma remota
- Dosificación automática de aditivos (sólidos y líquidos) por medio del caudal de succión
- Capacidad de mezcla y bombeo a altos gastos
- Precisión y eficiencia en el sistema de mezcla
- Presencia de caudalímetros en la zona de succión y descarga
- Concentración de apuntalante regulada por un densitómetro



Fig. 3.13 Blender

- **Equipo de mezcla continua -PCM- (Precision Continuous Mixer)**

Equipo cuya función es mezclar el agua junto con los aditivos para poder generar el gel lineal base y proveer al Blender del mismo.

Este elemento posee la característica de mezclar en forma continua, esto quiere decir que, no permiten que se formen baches en la mezcla

Características:

- Se ocupa únicamente para formar geles base agua.
- Tiene hasta siete tanques de mezcla con capacidad de hasta 250 bbls.
- Reduce costos operativos
- Minimiza los residuos



Fig. 3.14 Unidad Hidratadora de Gel

- **Fracturadores**

Unidades equipadas con una o dos bombas de desplazamiento positivo de alto gasto y presión (Hasta 20,000 PSI) de tipo dúplex, triplex o quintuplex de simple o doble efecto, que tienen como finalidad proporcionar capacidad de bombeo al pozo.

Tipos de Fracturadores

- **Triplex :** 800 HHP
- **Quintuplex:** 1350 HHP
- **Condor:** 1600 HHP
- **Turbina:** 1350 HHP
- **CAT – Frac:** 800 HHP
- **Súper Bomba:** 1250/1800/2250 HHP

- **Tráiler conector de líneas (Misil)**

Elemento encargado de permitir la unión entre los demás equipos y las líneas de baja y alta presión.

Características:

- Facilidad para montar y desmontar
- Establece el flujo desde la zona de descarga del Blender hasta el bombeo al pozo (Fracturadores)
- Manifolds de baja y alta presión



Fig. 3.15 Misil

- **Protector de Árbol**

Elemento que se encarga de proteger el árbol de producción de la alta presión generada por el bombeo del fluido fracturante así como de la erosión que puede originarse en los asientos de las válvulas maestras a consecuencia del paso a altas velocidades del apuntalante.

Este equipo consta de un vástago (Stringer) cuya parte inferior se conecta con la TP lo que ocasiona el aislamiento del fluido bombeado. A pesar de la ventaja que presenta esta herramienta, la aplicación de la misma implica que el gasto al que es bombeado el fluido sea limitado al diámetro interior del protector debido a la restricción al flujo que se aplica.

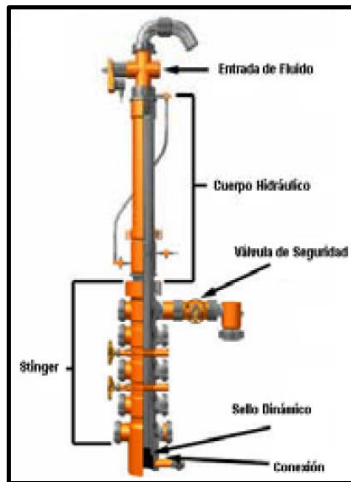


Fig. 3.16 Protector de árbol

- **Alimentador de arena**

Son aquellos equipos capaces de almacenar grandes cantidades de apuntalante (entre 2700 – 4500 sacos de arena) además de suministrar al Blender de apuntalante a altos gastos (Hasta 25000 lbs/min). Como es un elemento de gran capacidad, por seguridad, éstos se transportan vacíos y se llenan ya una vez situado en el pozo.



Fig. 3.17 Alimentador de arena

- **Bombas de Fractura**

Son bombas alternativas de desplazamiento positivo de alta presión y gasto que se caracterizan por estar siempre en constante bombeo al pozo. Además no presentan comunicación entre la zona de succión y de descarga.



Fig. 3.18 Bomba de fractura tipo Tryplex

- **Vehículo de Control (TCV)**

Unidades equipadas con toda la tecnología que se requiere para llevar a cabo el monitoreo, control y operación de los procesos realizados. Asimismo se encarga del registro y procesamiento de los parámetros de bombeo.

Características:

- Posee un generador de electricidad y a su vez suministra energía eléctrica de respaldo
- Guarda todos los aparatos, sensores y cables necesarios



Fig. 3.19 Vehículo de Control (TCV)

Disposición del Equipo de Fracturas

La figura que se muestra a continuación presenta una disposición característica del equipo de fracturamiento.

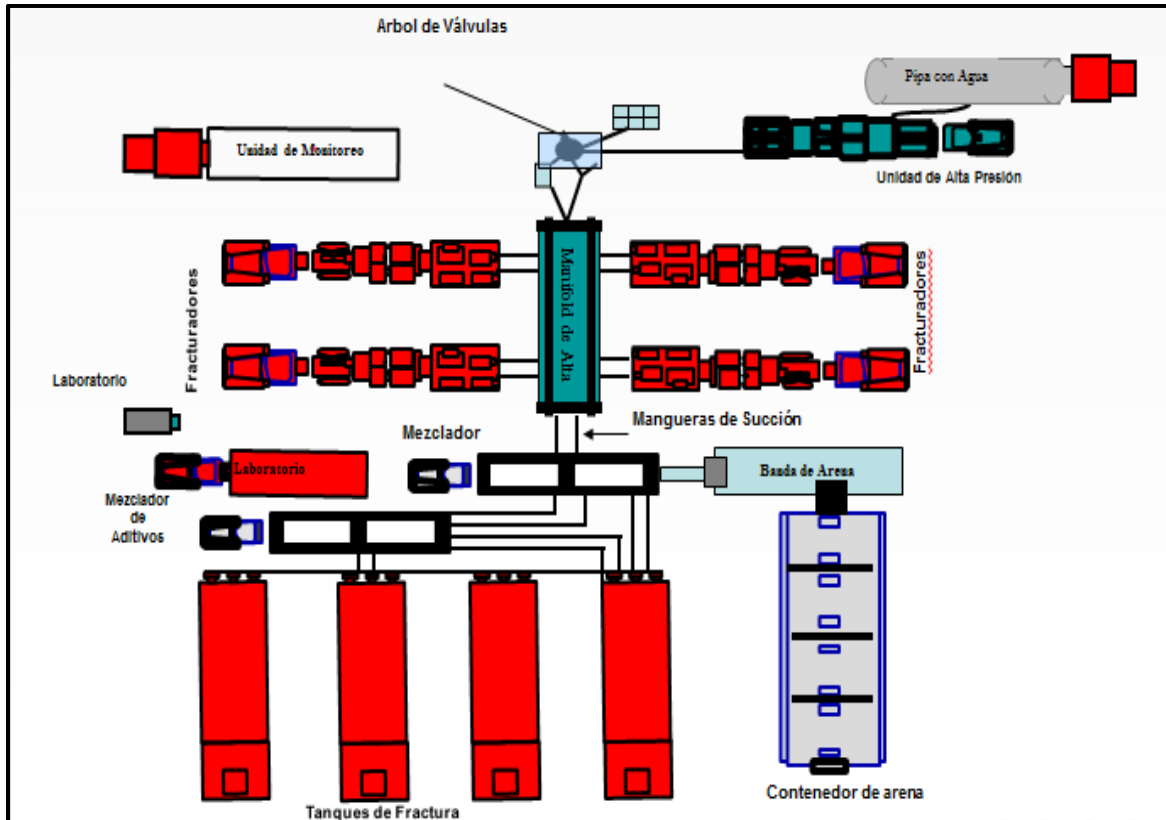


Fig. 3.20 Acomodo del set de fracturas en el área de trabajo

Capítulo 4: Tecnologías de Fracturamiento

4.1 Pozos Horizontales

Los pozos horizontales son aquellos que se perforan paralelos a los planos estratigráficos, con el objetivo de tener una mayor área de contacto con la zona productora. Se consideran pozos horizontales cuando presentan un ángulo de inclinación de $90^{\circ} \pm 6$ respecto a la vertical. La longitud de la sección horizontal, dependerá de la extensión del yacimiento, así como del área a drenar.

La perforación de pozos horizontales mejora la producción en yacimientos de baja permeabilidad, debido al aumento del área de contacto y la disminución de la energía necesaria del yacimiento.

Los pozos horizontales usan drenes múltiples a lo largo de su trayectoria y se desarrollan a partir de un pozo primario o piloto, trabajando conjuntamente con el fracturamiento hidráulico. El costo de un pozo horizontal es tres veces mayor que el de un pozo convencional, sin embargo, su producción es hasta 14 veces mayor.

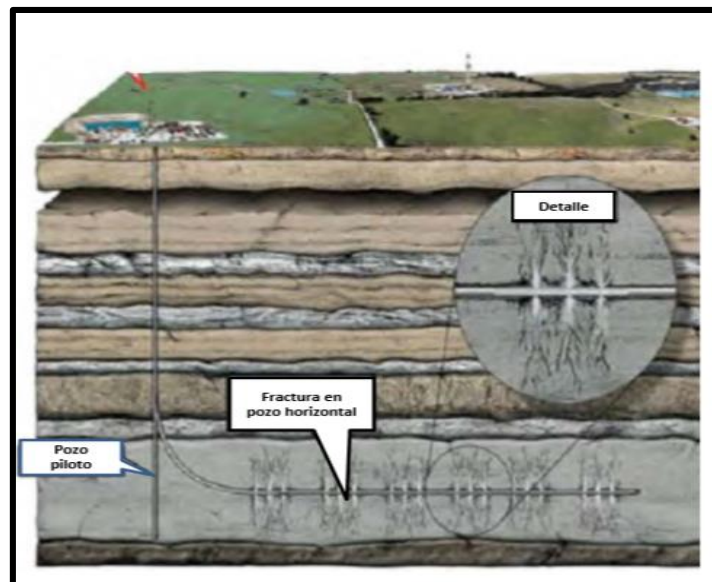


Fig.4.1 Pozo horizontal

4.2 Pozos Multifracturados

Esta nueva tecnología fue adoptada para optimizar tiempos, costos de operación y aumentar la producción de hidrocarburos en procesos de fracturamiento hidráulico en pozos en yacimientos no convencionales.

La disminución en los costos y tiempo radica a que sólo se realizará un viaje en el pozo, mientras que con el fracturamiento convencional se requerían realizar de uno a dos viajes por etapa incrementando estas variables en las operaciones.

Los pozos multifracturados son esencialmente utilizados en formaciones que poseen valores bajos de permeabilidad, abarcando con esto diferentes direcciones de fractura en la matriz de la roca en la formación.

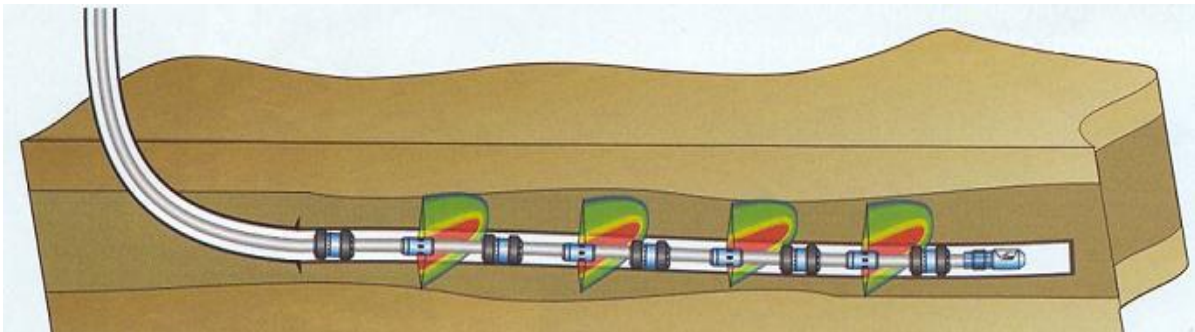


Fig. 4.2 Fracturamiento Multietapas

Este tipo de tecnología es muy flexible debido a que no se limita a un solo tipo de terminación y condiciones de pozo, es por esto que se han desarrollado diferentes herramientas para la adecuación de diferentes escenarios.

4.3 Técnicas de Fracturamiento

En la actualidad existe una amplia variedad de procesos de fracturamiento hidráulico multietapas para las diversas alternativas de terminación de pozos. Estos procesos han ayudado a la optimización de la producción de los yacimientos.

Es importante mencionar que las técnicas de fracturamiento se desarrollarán en función del tipo de terminación, ya que existen técnicas tanto para agujero descubierto como para agujero entubado (liner cementado), esto dependiendo de las condiciones presentes en el yacimiento así como del aspecto económico.

A continuación se describirán cada una de las técnicas de fracturamiento correspondientes tanto para agujero descubierto como entubado.

4.3.1 Agujero descubierto

4.3.1.1 Rapid Frac

Hasta la fecha, el fracturamiento en pozos horizontales con agujero descubierto presenta diversos problemas que originan que el concepto de efectividad no esté bien definido. Por ejemplo, uno de esos problemas son las dificultades en el aislamiento de las zonas a tratar, lo cual deriva en problemas de pérdidas de fluidos en toda la zona sin aislar, es por eso que para fracturar este tipo de pozos se requiere de un método apropiado de aislamiento, de lo contrario el fracturamiento resulta impráctico.

Es por eso que se han desarrollado diversas tecnologías para mejorar los procesos de fracturamiento así como minimizar los inconvenientes que se presenten en la realización de la operación.

Este sistema es empleado cuando se necesita de un gran número de fracturas transversales a lo largo del pozo.

RapidFrac es una técnica que se basa principalmente en el lanzamiento de una canica desde la superficie que, al llegar al fondo, ésta permite abrir por etapas una serie de múltiples camisas (las llamadas camisas RapidFrac) las cuales se encuentran aisladas dentro de un intervalo por medio de empaques hinchables para así explotar selectivamente los clusters.

Ya abiertas las camisas, se bombea el fluido fracturante y a través de los múltiples accesos de las camisas éste se deriva hacia la formación creando las fracturas.

El RapidFrac puede llegar a incorporar hasta 90 camisas en cualquier terminación horizontal, lo que permite el aseguramiento del volumen de fluido de estimulación. Otra de las características de esta tecnología es que debido al bombeo continuo reduce el tiempo del ciclo de la estimulación de días a horas así como el volumen de agua utilizado.

Características:

- Aislamiento entre tubería y etapas de fractura: Mediante canica
- Conexión con el yacimiento: Por medio de camisa Rapid Frac
- Aislamiento del espacio anular TR-Formación: Empaques hinchables y/o cemento soluble en ácido

Ventajas:

- No hay restricción en el gasto
- Terminación en agujero descubierto
- Bombeo continuo del fluido sin pausas
- Se pueden tener hasta 6 zonas de fractura
- 15 clusters por zonas
- Recuperación fácil de la canica
- Menos requerimiento de agua
- Reducción de tiempos operativos

Desventajas:

- Los puertos de multifracturas deben ser bajados junto con la terminación
- Al momento de comenzar la operación, los recursos requeridos deben estar en su totalidad

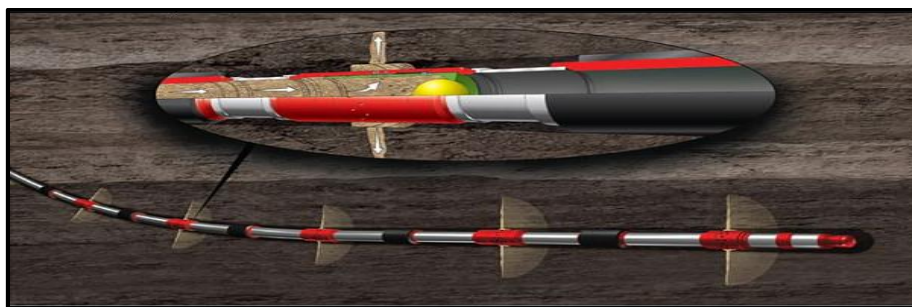


Fig. 4.3 RapidFrac

4.3.1.2 RapidStart

El método RapidStart es un proceso que se basa en una camisa de fracturamiento multi-etapa que provee una trayectoria del flujo o punto de inyección, la cual es activada por medio de presión contra la tubería de revestimiento debido a un exceso en el valor de cizallamiento de los pernos. La camisa tiene una cualidad en específico, y es que está diseñada para permitir una prueba de presión de la TR para verificar la integridad de ésta antes del establecimiento de dicha trayectoria en la formación a intervenir.

La prueba de presión de la tubería de revestimiento es un factor clave para el éxito de la operación. Es por eso que antes de la apertura de la camisa se ejecuta el llamado “Proceso de Medición Controlado” que consiste en realizar una prueba con presiones de hasta 20,000 psi y 400 °F (204 °C) en un tiempo aproximado de 30 minutos o más antes de la apertura de la camisa. Una de las características que presenta dicha prueba es que ésta se detiene en dado caso de que se libere la presión, ya sea intencional o accidentalmente, por lo que la camisa no se abrirá. Esto es muy importante ya que permite una segunda oportunidad para poder así, conseguir una prueba positiva de presión de la TR.

Características:

- Puede realizar pruebas de presión en la tubería de revestimiento
- Es capaz de detener y continuar la prueba de integridad en la TR
- Tiene capacidades de hasta 20,000 psi de presión absoluta y 18,000 de presión diferencial
- Bloqueo por acoplamiento positivo una vez que la camisa se encuentre abierta



Fig. 4.4 Camisa RapidStart

4.3.1.3 RapidStage

El servicio RapidStage consta de camisas de fracturas individuales con distintas configuraciones de orificios, activadas por canicas para fracturar etapas independientes. RapidStage es una alternativa más a las tecnologías RapidFrac y RapidStart, al igual que ellos es una aplicación para pozos en agujero descubierto y optimiza la terminación en pozos multi etapas proporcionando una colocación precisa de los tratamientos sin la necesidad de intervenir el pozo, asegurando que el tratamiento de estimulación cubra las zonas deseadas y así maximizar el área de la formación estimulada.

Este proceso se puede correr a través de diversos medios, entre los cuales se pueden nombrar los siguientes:

- Tubería de revestimiento
- Instalaciones del pozo en agujero descubierto
- Sistema del colgador de liner

Cabe mencionar, que para la realización de la técnica es importante contar con un medio de aislamiento que va a variar dependiendo de las características del yacimiento, el cual se puede ejecutar con empacadores hinchables y empacadores ajustados con la presión de la TR aplicada hidráulicamente.

La apertura de las camisas RapidStage es a través de canicas, las cuales son lanzadas en secuencia, desde la superficie hasta el fondo del pozo. El funcionamiento de dichas canicas es la de desplazar un deflector en la camisa, desviando el flujo de fluidos por medio de puertos en la camisa. Una vez finalizado el proceso de estimulación, la limpieza es asistida por medio del flujo proveniente de las zonas más bajas.

***NOTA:** La diferencia que presenta el sistema RapidStage con respecto al RapidFrac, es que el RapidFrac se emplea cuando se requiere llevar a cabo un gran número de fracturas a lo largo del pozo, esto se logra a través de varias camisas que abren simultáneamente sólo con una canica lanzada. Caso contrario con el RapidStage, ya que éste se aplica para fracturar una etapa independiente mediante camisas individuales.

Características:

- Aislamiento entre tubería y etapas de fractura: Con canica
- Conexión con el yacimiento: Por medio de camisa Rapid Stage
- Aislamiento del espacio anular TR-Formación: Empacadores hinchables y/o cemento soluble en ácido

Ventajas:

- Terminación en agujero descubierto
- Más de 50 etapas individuales
- No hay restricción de gasto
- Reducción de tiempos operativos
- Menos requerimiento de agua
- Bombeo continuo de los tratamientos sin necesidad de agua
- Facilidad para recuperar las canicas

Desventajas

- Al momento de comenzar la operación, los recursos requeridos deben estar en su totalidad



Fig. 4.5 RapidStage

Sistema de aislamiento: Empacadores hinchables

El empacador hinchable consiste en un dispositivo que cuenta con un elastómero hinchable instalado a lo largo de todo el dispositivo. El elastómero se caracteriza por absorber los fluidos ya sean base agua o aceite para su activación.

La hinchabilidad que posee el dispositivo se debe a un proceso termodinámico en el que se presenta una atracción entre moléculas, lo que resulta en un cambio de la estructura molecular, haciendo que los fluidos sean parte de ella. Además hay ciertos factores que influyen en el proceso de hinchamiento tales como la temperatura y viscosidad de los fluidos absorbidos.

Uno de los puntos claves de estos empacadores, es que los fluidos necesarios para propiciar el hinchamiento únicamente alteran las propiedades mecánicas sin degradar la estructura del elastómero. Dicha alteración en las propiedades mecánicas está relacionado con el cambio de volumen del elastómero.

Una de las características más relevantes del material hinchable es que éste puede expandirse hasta en un 200% de su volumen original.

Además de que una vez ya hinchado, éste mantiene la integridad del sello aun cuando se presenten cambios en la operación.

Los empacadores hinchables desarrollan una presión positiva de hinchamiento que llega a exceder por unos cuantos psi a la presión circundante.

Diversas compañías petroleras tienen su línea comercial de empacadores hinchables. Un ejemplo de ellas es Halliburton, que presenta su método de aislamiento SwellPacker, que cuenta con algunas de las siguientes características:

- No requiere el uso de mecanismos de fijación convencionales.
- Al contar con diversos elastómeros a base de agua o aceite, estos son aplicables en terminación tanto de pozos entubados como descubiertos.
- Cuentan con 10,000 psi de presión nominal.



Fig. 4.6 Empacador hinchable SwellPacker

4.3.1.4 SurgiFrac

La tecnología SurgiFrac es un método que permite obtener múltiples fracturas de alta intensidad en pozos con agujero descubierto combinando las técnicas de HydroJet (Sandblaster) y de fracturamiento. Este sistema se caracteriza por posicionar múltiples fracturas mediante la utilización de movimientos dinámicos propios de los fluidos para así desviar la mayor parte del flujo hacia un punto específico de la formación, sin la necesidad de emplear algún método de aislamiento.

La implementación de dicho proceso se basa en una pequeña herramienta de Jeteo, la cual es colocada al final de la sarta, y que inicialmente es utilizada para crear una pequeña cavidad en la formación por acción del flujo continuo del fluido de tratamiento, el cual, es bombeado al fondo del pozo por medio de una tubería flexible. Debido a que esta operación genera sólo un sistema de fractura a la vez, la velocidad de bombeo no suele ser muy alto.

Ya una vez creada la cavidad, la presión total ejercida dentro de la misma es cientos de psi más alta que la presión en el espacio anular; por lo tanto, la presión de las fracturas que han sido previamente colocadas nunca alcanzarán el punto en que estas se reabran o extiendan de nuevo por lo que no se necesita algún elemento de aislamiento en específico.

Una particularidad del sistema SurgiFrac es el bombeo a través del espacio anular entre Tubería Flexible y TR, el cual ayudará a evitar la filtración del fluido de tratamiento proveniente de aquellas fracturas que están siendo creadas y apuntaladas, además de mantener la presión justo por debajo del nivel necesario para la propagación de la fractura.



Fig. 4.7 SurgiFrac

Comparando SurgiFrac con las tecnologías ya mencionadas, ésta puede colocar las fracturas en el pozo a voluntad, es decir, que pueden ser espaciadas uniformemente o en forma desigual, dependiendo lo que requiera el programa de diseño.

El servicio SurgiFrac puede ser aplicado en diversas condiciones de fracturamiento, tales como:

- Múltiples fracturas apuntaladas en agujero descubierto
- Pozos horizontales con liner ranurado
- Pozos desviados con agujero descubierto

Características:

- Divergencia dinámica lograda con fluidos
- Se puede realizar en terminaciones con agujero descubierto

- Conexión con el yacimiento: Jetting tool
- Precisión y control en el comienzo de la fractura

Ventajas:

- Mitigación de los efectos de tortuosidad y riesgos de arenamiento
- Control de la posición de inicio y dirección de la fractura
- No hay límite de etapas
- No requiere de métodos de aislamiento
- Aplicable en tratamientos tanto apuntalados como ácidos
- Incrementa la producción de activos existentes
- Reduce los costos de tratamiento

Desventajas:

- Gasto limitado por la tubería flexible

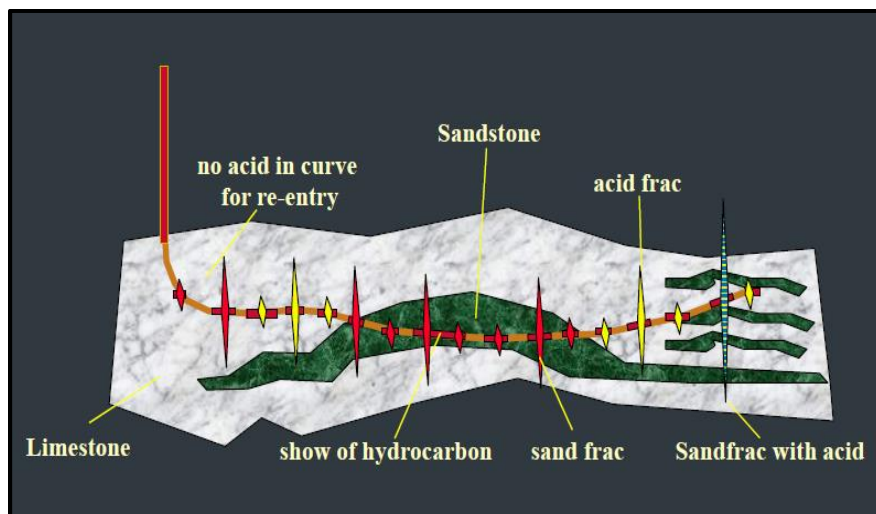


Fig. 4.8 Terminación con SurgiFrac

4.3.2 Liner cementado

4.3.2.1 Disparo-Fractura-Tapón (DFT)

Es una técnica de estimulación multi-etapas empleada en pozos horizontales con agujero entubado.

El sistema DFT consiste en bombear y bajar por medio de línea de acero un tapón y pistolas a la profundidad deseada cerca de la punta del pozo. Una vez que se encuentran en la localización dada, el tapón se fija, la zona es perforada y las herramientas utilizadas para los disparos son removidas del pozo. Posteriormente, se procede a bombear una bola la cual se acopla al tapón cuya finalidad es aislar las etapas previas al tapón lo que ocasiona que al bombear el fluido fracturante éste se desvíe hacia las perforaciones realizadas en la formación para poder así realizar el fracturamiento.

Después de que la etapa es fracturada, dicho proceso se repite sucesivamente para las siguientes etapas, que éstas están cada vez más lejos del fondo del pozo. El personal de diseño puede aplicar los conocimientos de las etapas anteriores para optimizar el tratamiento de la etapa actual a tratar.

Características:

- Aislamiento entre tubería y etapas de fractura: Por medio de tapón
- Conexión con el yacimiento: A través de disparos
- Aislamiento del espacio anular TR-Formación: Cemento

Ventajas:

- Es una operación pausada y requiere poca cantidad de recursos para realizarla
- Es un proceso que se lleva a cabo en grandes intervalos
- La evaluación de cada etapa es sencilla

Desventajas:

- Se requiere de bombeo para llevar las herramientas al fondo (bolas para tapón)
- Utilización de Wireline para bajar las pistolas y tapones
- Extensión de tiempos operativos

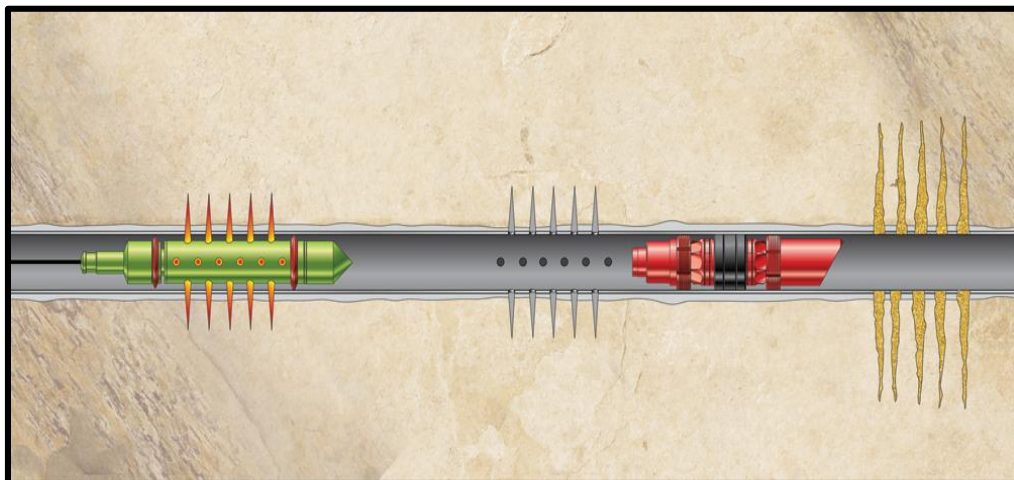


Fig. 4.9 Sistema DFT

Para la implementación de la tecnología DFT existen dos diferentes tipos de sistemas de aislamiento, que van a variar dependiendo de ciertos factores, tales como:

- Tipo de material del cual estén constituidos
- Presión y temperatura de operación
- Tamaño

Estos sistemas de aislamiento, son los siguientes:

Tapón de fractura:

Este sistema tiene la función de aislar cada una de las etapas que se van a fracturar y son diseñados para sellar únicamente desde arriba del tapón. Cada tapón utiliza una bola que sella en la parte superior, ésta es libre de flotar fuera del mandril con la presión o el flujo proveniente de abajo del tapón, permitiendo el retorno inmediato del flujo de todas las zonas después del fracturamiento.

Frac Plug cuenta con un rango extenso de diámetros que van desde 3 1/2" hasta 7", además se encuentra disponible en dos modelos distintos, estos son los de alta presión y alta temperatura (HP/HT) y los estándar.



Fig. 4.10 Tapón de Fractura

Bridge Plug:

Es un elemento constituido de material perforable cuya finalidad es proporcionar el aislamiento de la etapa a fracturar. La composición y operación del equipo Bridge Plug es similar al de Frac Plug, y ofrecen un amplio rango de presiones diferenciales que van desde 5,000 psi (34.47 MPa) hasta 15,000 psi (103.42 MPa).

La herramienta Bridge Plug al igual que la Frac Plug cuenta con el modelo de alta presión/temperatura (HP/HT) y el estándar, pero su rango de tamaños va desde 2 7/8" hasta 13 3/8".



Fig. 4.11 Bridge Plug

4.3.2.2 CobraMax – H

CobraMax H proporciona un rendimiento altamente eficiente para fracturar múltiples etapas en pozos horizontales entubados. La innovación que presenta esta técnica es la combinación entre la Tubería Flexible, la Hydrajet y un empaque del agente de sostén.

Esta tecnología se basa en el aprovechamiento de la eficiencia que proporciona la Tubería Flexible para fracturar mientras se optimizan parámetros claves para el tratamiento, tales como:

- Volumen del apuntalante
- Gasto de Inyección
- Concentración del apuntalante



Fig. 4.12 HydraJet tool

El servicio CobraMaxH está compuesto de varias etapas para su realización, las cuales son:

- 1.- Uso del Hydrajet (chorro a alta presión) para crear las perforaciones del primer intervalo.
- 2.- Se bombea el tratamiento apuntalado a través del espacio anular entre la tubería flexible y la de revestimiento.
- 3.- Se coloca un empaque apuntalado altamente conductivo en la cara del pozo con la finalidad de mantener abierta la fractura.
- 4.- Se coloca el arreglo de fondo (BHA) fuera del empaque apuntalado.
- 5.- Se remueve el exceso de apuntalante por medio de la TF
- 6.- Jeteo del siguiente intervalo. Se repite el proceso.

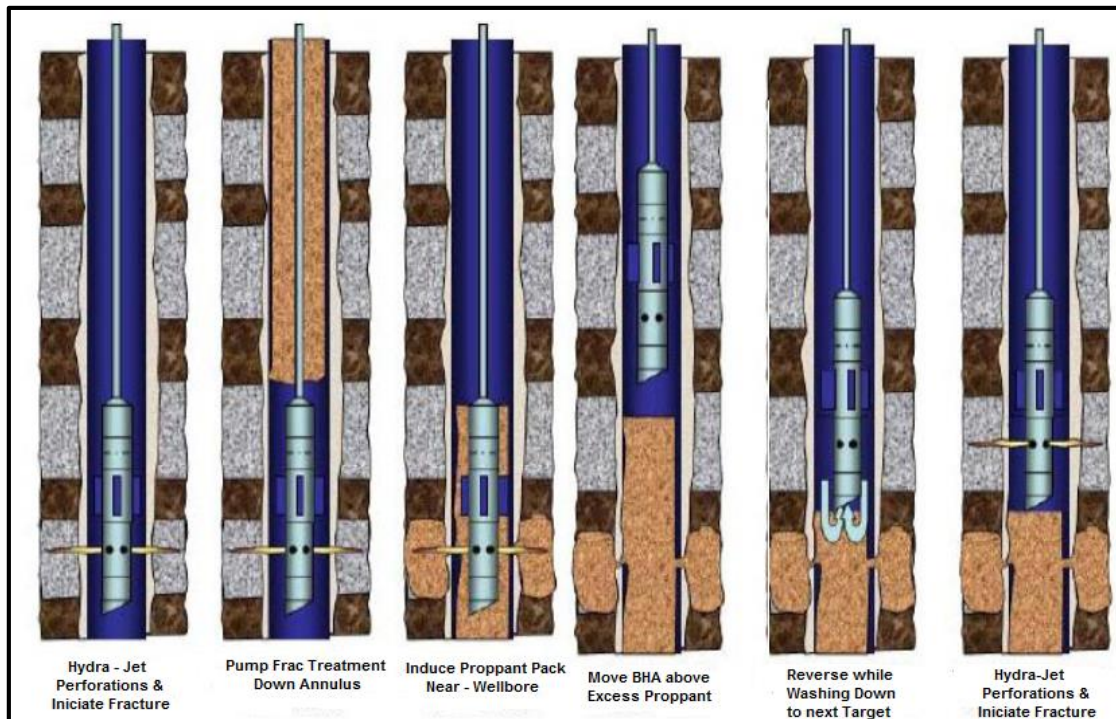


Fig. 4.13 Procedimiento de realización del servicio CobraMax H

Características:

- Conexión con el yacimiento: Hydrajetting
- Aislamiento anular TR-Formación: Cemento
- Aislamiento en tubería entre etapas de fractura: Tapón de arena.

Ventajas:

- Se tiene una alta conductividad en el tratamiento, debido a la eliminación de la convergencia de flujo
- Tanto el Jeteo como la fractura se realizan en un sólo viaje
- Utilización del equipo convencional de TF (1 ¾" o 2")
- Debido a que el fracturamiento se lleva a cabo por medio del espacio anular, se obtienen mayores presiones de fondo como resultado de la pérdida de fricción en la tubería.
- No hay limitantes por profundidad (salvo a la que se encuentra la TF) o temperatura (en el arreglo de fondo)

- Permite monitorear el comportamiento de la presión de fondo durante el fracturamiento por medio de la Tubería Flexible
- Se elimina el requerimiento de tapones mecánicos
- Sencilla limpieza post – fractura
- Elimina el empleo de empaques

Desventajas:

- Requerimiento de mayores volúmenes de agua
- Gasto determinado por área efectiva de flujo por medio de la TR
- Calibración y afinación del empaque apuntalado
- La Tubería Flexible requiere un mayor diámetro para alcanzar los altos gastos y volúmenes de fluido, así como las velocidades y presiones de fondo que se necesitan para el fracturamiento.

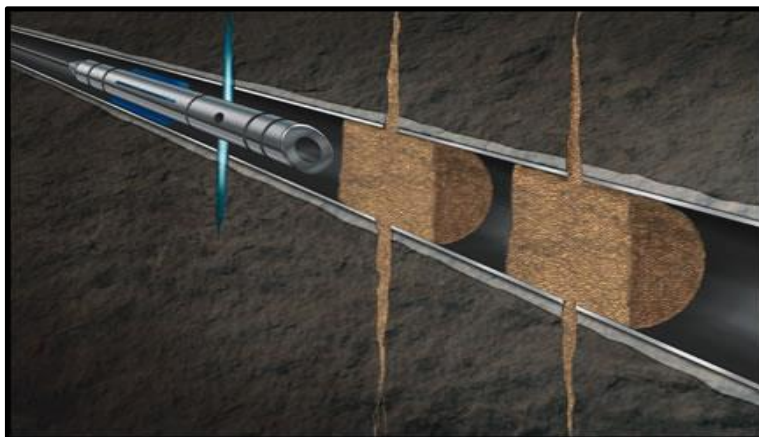


Fig. 4.14 CobraMax H

Un factor muy importante para el óptimo desempeño de esta tecnología es el arreglo de fondo (BHA) ya que junto con la Tubería Flexible crean las perforaciones en la TR, el cemento y la formación. Para entender más a detalle cómo es que funciona el servicio CobraMax H, es importante saber cómo está el BHA. A continuación se muestra un ejemplo de la compañía Halliburton:








HALLIBURTON			Bottom Hole Assembly Sheet - Cobra Max			
			TIBU-514			
Item	Descripción de la Herramienta		Tool O/D [in]	Tool I/D [in]	Longitud [ft]	Conexión
1	CT Connector		3.20	1.750	0.720	1.76-in CT Pipe - 2 3/8-in. API IF - Pin
2	Knuckle Joint		3.20	1.750	0.968	2 3/8 - in. API IF - Box x Pin
3	CT Disconnect (4 pines x 6K Lb)		3.20	1.750	0.792	2 3/8 - in. API IF - Box x Pin
4	Centralizer		5.66	1.750	1.000	2 3/8 - in. API IF - Box x Pin
5	Hydra Jet (Jet Sub)		4.50	1.750	1.000	3 1/2 EUE - in. API IF - Box x Pin
			Nota: Distancia Desde los Orificios del Jet a Pata de Mala de la Herramienta = 2.005 ft			
6	Ball Sub		3.20	1.750	1.200	2 3/8 - in. API IF - Box x Pin
8	Mule Shoe		3.20	1.750	0.792	2 3/8 - in. API IF - Box
Longitud Total del B.H.A. :					6.462 ft	
						OBSERVACIONES
Diámetro del Orificio de los Jet:					9.16"	
Número de Jet Utilizados para Realizar los Puzados:					3	
Desplazaje de los Jet en el Porta Jet:					120	

Fig. 4.15 Arreglo de Fondo. Halliburton.

4.3.2.3 CobraMax H-DM

Esta técnica es una variante de la tecnología CobraMax H, que permite una alta intensidad de fracturamiento mediante el control de la concentración del apuntalante. El servicio CobraMax H-DM se caracteriza por bombear a altos gastos un fluido limpio y no abrasivo a través del espacio anular. Dicho fluido, es mezclado en el fondo del pozo con lechadas de alta concentración de apuntalante bombeadas a través de la TF. Esta mezcla formada en el fondo del pozo permite la colocación de un número ilimitado de etapas de fracturas en una sección horizontal del pozo, además de cambios en la concentración del apuntalante.

Este servicio incluye un nuevo arreglo de fondo (BHA) que conjunta el BHA con la HydraJet y un componente de mezclado que provee suspensiones homogéneas durante el bombeo de lechadas con alta concentración de apuntalante por medio de la Tubería Flexible.

En tiempo real, los cambios en el fondo de la concentración de apuntalante nos permite obtener el volumen óptimo estimulado del yacimiento y una conectividad a una red de fracturas más grande.



Una prueba de mezclado de fondo muestra una mezcla homogénea obtenida de tratamientos en los cuales la concentración de apuntalante bombeada por medio de la tubería flexible, es mezclada a través de un arreglo de fondo especial con un fluido limpio y no abrasivo el cual es bombeado a través del espacio anular

Fig. 4.16 Mezclado de fondo de CobraMax H-DM

El procedimiento para la implementación de éste servicio consta de varias fases presentadas a continuación:

- 1.-** Creación de las perforaciones del primer intervalo por medio de Jetteo
- 2.-** Bombeo y mezclado del fluido con alta concentración de apuntalante (a través de la TF) y fluido limpio no abrasivo (por medio del espacio anular). Formación e inducción de geometrías de las fracturas.
- 3.-** Se coloca un empaque apuntalado altamente conductivo en la cara del pozo.

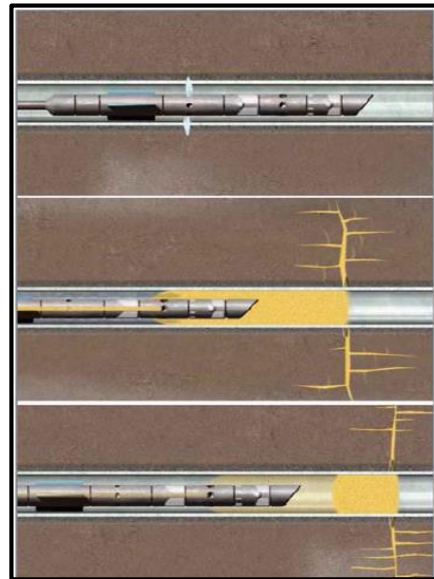


Fig. 4.17 Procedimiento de CobraMax H-DM

Características:

- Conexión con el yacimiento: Hydrajetting
- Aislamiento en el espacio anular entre TR-Formación: Cemento
- Aislamiento en tubería entre etapas de fractura: Empaque apuntalado
- Bombeo del tratamiento por Tubería Flexible y Espacio Anular
- Es aplicable para pozos horizontales entubados
- El empaque apuntalado en la cara del pozo proporciona máxima conductividad en rocas dúctiles

Ventajas:

Este sistema ofrece las mismas ventajas que CobraMax H más las siguientes:

- Se pueden obtener mayores gastos de los fluidos de tratamientos en comparación con otros procesos de fracturamiento
- Sencillo control de la concentración del apuntalante en el fondo del pozo
- Capacidad inmediata de desplazamiento en tendencias de arenamiento
- Obtención de fracturas ramificadas por medio de la divergencia a través de baches de apuntalante y de barrido

Desventajas:

- Mismas que las presentadas por el servicio CobraMax H

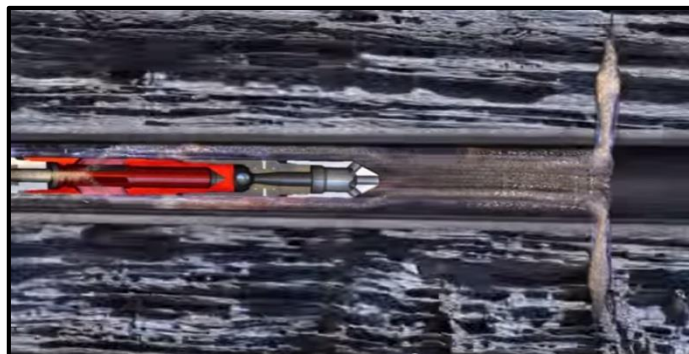


Fig. 4.18 CobraMax H-DM

4.3.2.4 CobraJet Frac

El servicio de estimulación CobraJet Frac permite la explotación rápida, eficaz y rentable de múltiples intervalos, los cuales requieren de altos gastos de bombeo de los fluidos de tratamiento para su fracturamiento por medio de una Unidad Convencional de Tubería Flexible.

El proceso para la realización de este servicio no dista mucho de los desarrollados con Tubería Flexible.

1.- El arreglo de fondo del pozo (BHA) es colocado a través de la zona más más baja.

2.- Se crean las perforaciones por medio de la HydraJet.

3.- Se bombea el fluido de tratamiento a través del espacio anular con la finalidad de formar las geometrías de las fracturas y mantenerlas abiertas.

4.- Una vez que la zona a tratar ha sido fracturada, el arreglo de fondo (BHA) se reposiciona para repetir el proceso en la siguiente zona ascendiendo por el pozo.

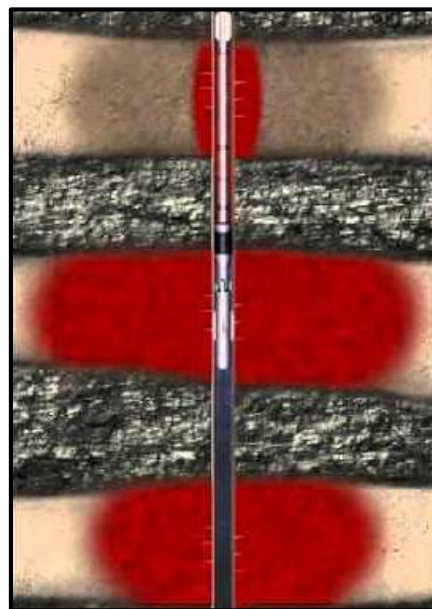


Fig. 4.19 CobraJet Frac

Una base esencial de éste servicio al igual que las ya mencionadas como CobraMax H y CobraMax H-DM es el empleo de una Unidad de Tubería Flexible como medio de bombeo del fluido de tratamiento a través del espacio anular.

Las características que presenta CobraJet Frac con la utilización de la TF son:

- Permite aplicaciones en mayores profundidades
- Se puede monitorear en vivo por medio de la TF a fin de mejorar ciertas condiciones en la operación
- Permite el bombeo de mayores gastos y volúmenes de fluidos para intervalos más grandes.

Comparado con otras técnicas, CobraFRac proporciona los siguientes beneficios:

- Permite la perforación y fracturamiento en un sólo viaje.
- Elimina la necesidad de emplear tapones mecánicos que después serán removidos.
- Completa los tratamientos más rápidamente, al igual que la obtención de una nueva producción.

4.3.2.5 CobraElite Frac

La tecnología CobraElite Frac permite el fracturamiento de múltiples etapas individualmente, pero teniendo como punto clave el uso de un Bridge Plug recuperable.

Esta técnica al igual que CobraJet Frac proporciona una estimulación rápida y rentable mediante altos y mayores gastos de bombeo de fluidos de tratamiento mediante la Unidad de Tubería Flexible. CobraElite tiene la particularidad de usar la HydraJet junto con un Bridge Plug (Herramienta de aislamiento) que puede ser armado y desarmado en varias ocasiones antes de retirarlo del pozo.

El desarrollo para la aplicación de este servicio sigue el mismo principio que las demás tecnologías que usan la HydraJet pero lo que difiere de éstas es el empleo del Bridge Plug.

- 1.- Se fija el Bridge Plug y se mueve la HydraJet a la zona de interés.
- 2.- Por medio de la HydraJet se realizan las perforaciones en el intervalo.
- 3.- El fluido de tratamiento es bombeado a través del espacio anular.
- 4.- Se desarma el Bridge Plug y se restablece más allá de las perforaciones.
- 5.- Se crean las perforaciones de la siguiente zona y se repite el proceso.



Fig.4.20 CobraElite Frac

El arreglo de fondo (BHA) de esta tecnología es una parte fundamental para el desarrollo de la misma, que cuenta con las siguientes características:

- Presión para fijar, presión para liberar.
- Una presión diferencial nominal de 10,000 psi a través del Bridge Plug y temperatura de 350 °F.
- El Bridge Plug se encuentra disponible en modelos estándar y de alta presión/alta temperatura (HP/HT).

El servicio CobraElite Frac proporciona una serie de importantes beneficios, tales como:

- Mejora la conectividad de la fractura cerca de la cara del pozo.
- Permite la perforación y fracturamiento en un solo viaje.
- Proporciona una mayor eficiencia durante el fracturamiento.
- Elimina la necesidad de emplear tapones mecánicos.
- Se pueden realizar pruebas MiniFrac de zonas completamente aisladas de las que ya han sido tratadas previamente.

Capítulo 5: Procedimiento de diseño de un fracturamiento apuntalado

Hay dos motivos fundamentales por los cuales se decide llevar a cabo un fracturamiento: Para incrementar la producción de un pozo o bien, su inyectividad. Como bien se sabe, si el fracturamiento se realiza en un pozo productor, en el cual se asume que éste contiene hidrocarburos y que cuenta con la presión de yacimiento suficiente, dicho tratamiento, por lo general, aumentará la producción del pozo que se está tratando, por lo que se tendrá una recuperación más rápida de la inversión.

Para que un tratamiento de fractura resulte exitoso, es importante que exista un análisis y un buen diseño; así como una buena coordinación entre el área de logística y el área operativa, ya que ambas dependen una de la otra. Es por eso que en este capítulo se analizará lo correspondiente al diseño de un fracturamiento hidráulico apuntalado, en donde se podrá observar la importancia que éste tiene para el área operativa, ya que a partir de ahí pueden realizar la operación según lo programado.

Para poder realizar un tratamiento de fractura, es necesario contar con una cantidad de información previa proporcionada por el mismo diseño así como por una serie de herramientas, dicha información es la siguiente:

- Características del fluido fracturante y del apuntalante.
- Litología y mineralogía de la formación
- Estudios de laboratorio sobre las propiedades de la formación.
- Fluidos y energía del yacimiento
- Configuración física del pozo.
- Registros eléctricos.
- Análisis pre y post fractura de pozos vecinos.
- Simulación del comportamiento de la producción del yacimiento.
- Estimación de daño y permeabilidad.
- Modelado del diseño de las fracturas hidráulicas, el cual incluye:
 - Geometría de la fractura
 - Longitud y conductividad requerida de la fractura
 - Volúmenes de fluidos y apuntalante a bombear.
- Pruebas MiniFrac.

La implementación de un procedimiento de diseño para un fracturamiento apuntalado es necesario durante su desarrollo, ya que mediante él se establece una secuencia de actividades de diseño, que permita definir la cédula de bombeo, selección del fluido

fracturante y apuntalante a utilizar en un pozo, esto con la finalidad de crear y garantizar una conductividad eficiente de un fracturamiento hidráulico al menor costo posible.

Durante la realización del diseño, se deben cumplir con ciertos requerimientos para que éste se lleve a cabo adecuadamente. Estos son:

- El apuntalante y fluido fracturante seleccionados deberán justificarse técnicamente y al menor costo.
- Para verificar el diseño del fracturamiento hidráulico se aplicará el uso de un software técnico.
- Todo diseño de un fracturamiento hidráulico se sustentará técnicamente y tiene que estar documentado en un reporte final de diseño.

5.1 Recopilación e integración de la información

- Datos básicos: Datos del yacimiento, datos de geomecánica de la zona a fracturar, características del fluido fracturante y apuntalante, datos generales del pozo y de correlación:

Datos del yacimiento

Datos necesarios del yacimiento	Símbolo	Unidades
Porosidad	\emptyset	%
Saturación de aceite	S_o	%
Saturación de agua irreductible	S_{wirr}	% (dato opcional)
Saturación de agua	S_w	%
Saturación de gas	S_g	%
Compresibilidad de la formación	C_f	1/psi
Presión del yacimiento	P_{yac}	Psi
Intervalo neto	Ref. a la zona productora	M
Intervalo bruto	Ref. a la zona total de interés	M
Gradiente de temperatura	T/m	°C / m
Litología	-	-
Permeabilidad horizontal	K_h	Md
Permeabilidad vertical	K_v	Md
Viscosidad del fluido	μ	Cp
Contacto agua/aceite	$C_{w/o}$	M
Radio de drene por pozo	r_e	In
Radio del agujero del pozo	r_w	In

Tabla. 5.1 Datos de yacimiento requeridos para el diseño de una fractura

Datos de Geomecánica

Datos necesarios de la Geomecánica	Símbolo	Unidades
Relación de Poisson	ν	Adimensional
Módulo de Young	E	psi
Factor de intensidad de esfuerzo crítico (Toughness)	KIC	psi – pg ^{1/2}
Mínimo esfuerzo horizontal	$\sigma_{H\text{ M}\acute{i}n}$	psi

Tabla. 5.2 Datos de la Geomecánica de roca requeridos para el diseño de una fractura

Valores típicos del módulo de Young

Roca	Tipo	E (psi)
Carbonatos	Caliza de arrecife	1 a 5 x 10 ⁻⁶
	Caliza porosa	2 a 7 x 10 ⁻⁶
	Caliza grano fino-medio	4 a 11 x 10 ⁻⁶
	Dolomía	6 a 13 x 10 ⁻⁶
Areniscas	Dura y densa	4 a 7.5 x 10 ⁻⁶
	Medio dura	2 a 4 x 10 ⁻⁶
	Poco consolidada	0.1 a 2 x 10 ⁻⁶

Tabla. 5.3 Rango de Valores de módulo de Young para diferentes tipos de rocas

Fluido Fracturante

Datos necesarios del fluido fracturante	Símbolo	Unidades
Índice de consistencia	k'	Lbf – S ⁿ /ft ²
Índice de comportamiento de flujo	n'	adimensional
Densidad	ρ	g/cm ³
Viscosidad del filtrado	μ	Cp
Gasto de bombeo	q	bl/min
Tiempo de bombeo	t	Min
Coefficiente de pérdida del filtrado	C	pie/min ^{1/2}
Pérdida instantánea de fluido	V_{sp}	pie/seg

Tabla. 5.4 Datos de fluido fracturante requeridos para el diseño de una fractura

Apuntalante

Datos necesarios del apuntalante	Símbolo	Unidades
Tamaño del grano	Dg	μm
Distribución del tamaño del grano	dg	-
Densidad	ρ	g/cm^3
Porosidad	Φ_a, Φ_p	%
Permeabilidad	k_a, k_p	md
Esfericidad	Esf	-
Redondez	Red	-
Resistencia a la compresión	Res compresión	psi
Solubilidad al ácido (30 min @ 150 °F)	Sol-ac	-
Conductividad	$k - h$	md/pies

Tabla. 5.5 Datos de apuntalante requeridos para el diseño de una fractura

Pozo

Datos necesarios del pozo	Símbolo	Unidades
Diámetro de la tubería	$D_{tubería}$	pg
Profundidad	Profundidad	m
Grado	Grado	-
Peso	#	Lb/pie
Registros	SDT	Sónico
	ADN/SDN	Densidad/Neutrón
	GR	Rayos Gamma
	DLT	Doble Laterolog
Trayectoria del pozo	Trayectoria	MV/MD
Número del disparo	Carga / m	Carga / m
Diámetro del disparo	D_{disp}	pg
Densidades del fluido de perforación	ρ_{mud}	g/cc
Presión de poro	P_{poro}	psi
Gradiente de fractura	GF	psi/m
Presión de sobrecarga	P_{sobrec}	psi

Tabla. 5.6 Datos generales del pozo necesarios para la ejecución de un diseño

5.2 Consideraciones de diseño

Durante la realización del diseño del fracturamiento, se debe considerar lo siguiente:

- Conductividad adimensional mayor a 10 ($C_{FD} > 10$)
- Se debe obtener una apertura final de la fractura > 0.1 in efectiva
- Para asegurarse de tener un buen diseño, se requiere una longitud de fractura empacada del 80% del área de drene
- En la elaboración del pre-colchón es necesario considerar el 20% del volumen de fluido fracturante total
- Los factores que se deben de tener en cuenta para la selección del apuntalante son la permeabilidad de la formación y la presión de cierre máxima
- La concentración final del apuntalante tiene que ser mayor o igual a 1 lb/pe^2
- Usar fluidos fracturantes limpios (La espuma es recomendable sólo para el caso donde las arenas son angostas y cuando la presión hidrostática es mayor que la presión de yacimiento)
- Se debe elaborar un análisis de compatibilidad del fluido fracturante y el apuntalante, entre los fluidos propios del yacimiento y la roca
- Realizar un modelo 3D para el fracturamiento

Para asegurarse de que un fracturamiento sea rentable económicamente se requiere elegir un pozo candidato para efectuar dicho tratamiento y que cumpla con lo siguiente:

- Baja productividad
- Baja permeabilidad de la formación
- Reducción de la permeabilidad por daño a la formación

5.3 Procedimiento de selección del fluido fracturante

La selección del fluido fracturante óptimo dependerá de las siguientes características:

- Rápido desarrollo de alta viscosidad
- Facilidad de mezclado en el campo
- Insensible a las variaciones de la calidad del agua
- Alta capacidad de transporte y sustentación del apuntalante
- Fácil degradación en un determinado tiempo y sin presencia de residuos
- Que cuente con propiedades de reducción de fricción
- Fácil recuperación una vez llevado a cabo el fracturamiento
- Mínima pérdida de filtrado
- Bajo en polímeros o libre de estos para obtener el mínimo daño posible
- Compatibilidad con la roca y los fluidos del yacimiento
- Bajo costo

- a) Identificación del tipo de fluido existente en el yacimiento.

Para el caso de aceite:

Determinar si el fluido del yacimiento es sensitivo al agua:

1. Si es sensitivo al agua se usará un fluido fracturante base aceite
2. Si no es sensitivo al agua:

- b) Se seleccionará un fluido fracturante base agua

- I. Si la temperatura del yacimiento es menor o igual a 100°C :
 1. Se utilizará un gel reticulado activado con borato
 2. En caso contrario, se utilizará un gel reticulado activado con zirconato

Para el caso de gas:

- I. Si la presión hidrostática es mayor que la presión de yacimiento
 1. Utilizar una espuma como fluido energizado (Para pozos someros usar N₂ y para pozos profundos CO₂)
 2. En caso contrario, utilizar el mismo procedimiento para el caso del aceite

Tipos de fluidos fracturantes:

- **Base agua:** Gel lineal, gel reticulado con activador, guar, usado en pozos de gas y aceite
- **Base aceite:** Aceite gelatinizado, usados solamente en pozos de aceite
- **Espuma (N₂ o CO₂)** para pozos de gas con baja presión

Activadores:

- **Boratos:** Menor costo, posee características para una mejor limpieza, se activa a un pH alto, en el caso de pozos someros o con una temperatura menor o igual a 100 °C sus características de transporte son excelentes, es insensible al corte.
- **Zirconatos:** Sus propiedades de limpieza son de regulares a buenas, puede activarse a bajo pH, para pozos profundos y con altas temperaturas sus características de limpieza son las adecuadas, es sensible al corte.

5.4 MiniFrac

MiniFrac es una prueba que permite determinar ciertos parámetros críticos relacionados con anomalías presentes en el pozo, como: Presión de cierre para el diseño del tratamiento, detección de barreras, tortuosidad, eficiencia del fluido, fricciones en los disparos, coeficientes de filtrado y técnicas para identificar comportamientos de fracturas no ideales como recesión de altura y pérdida de fluido por presión.

Este análisis se caracteriza por obtener los datos a través de un fluido activado, temperatura de fondo, volumen considerable de fluido, gasto de fractura diseñado y en caso de ser necesario, la adición de un apuntalante.

El siguiente paso durante el procedimiento es llevar a cabo una prueba de campo MiniFrac (Step Rate y Step Down), para obtener los siguientes datos:

- Presión de cierre instantánea (ISIP)
- Presión de cierre (P_C)
- Presión neta (P_{NET})
- Presión de fractura neta al final del bombeo $\Delta P_f(t_p)$
- Tiempo de cierre (t_c)
- Eficiencia del fluido de fractura (η)
- Coeficiente de pérdida de flujo (C)
- Permeabilidad de la formación (k)
- Presión de yacimiento (P_{Yac})

Step Rate (Análisis de gasto por pasos o prueba escalonada ascendente):

Mediante esta prueba se puede obtener la presión de extensión o de propagación de la fractura así como el límite superior para el cierre de la misma.

Step Down (Declinación descendente o prueba escalonada descendente):

Esta prueba permite la cuantificación de las pérdidas de presión por fricción en la vecindad del agujero.

- Perforaciones de los disparos
- Tortuosidad

Una vez realizadas las pruebas, se procede a efectuar un análisis de regresión y Horner a través del software técnico Mfrac, módulo MiniFrac, y los resultados obtenidos de la prueba Step Down.

- Análisis de Regresión

- Nolte G: Por medio de un análisis de declinación de la presión, se puede determinar la dependencia que tiene la pérdida de fluido en la presión, considerando que el promedio de la pérdida de la presión es proporcional al promedio de la pérdida de flujo.
- Análisis de Horner: A través de este análisis se determinan parámetros como el valor mínimo de la presión del yacimiento y de la presión de cierre.

Ya verificados los valores de presión de cierre, permeabilidad y esfuerzo mínimo obtenidos de la prueba MiniFrac, se prueba si es posible realizar el fracturamiento.

Cabe resaltar que la prueba MiniFrac se realiza por lo menos dos días antes de llevar a cabo el fracturamiento y debe utilizar el mismo fluido y carga polimérica para la fractura.

5.5 Procedimiento de selección del apuntalante

En el fracturamiento hidráulico es indispensable la selección adecuada del tipo de apuntalante a utilizar en la operación, para ello se consideran sus principales propiedades:

- Esfericidad
- Redondez
- Distribución del tamaño de grano
- Solubilidad al ácido
- Resistencia
- Cantidad de finos no deseable

1. Calcular la permeabilidad requerida in-situ de la fractura, mediante la ecuación:

$$k_f = \frac{100 * C_{FD} * k_{eff} * x_f}{w * (\% \text{ Permeabilidad retenida})}$$

Dónde:

k_f = Permeabilidad in-situ de la fractura (md)

C_{FD} = Conductividad de la fractura (md-ft)

k_{eff} = Permeabilidad efectiva de la formación (md)

x_f = Longitud media de la fractura (ft)

w = Ancho de la fractura (in)

La permeabilidad retenida se obtiene de laboratorio, pero existe una correlación que nos puede brindar una gran aproximación:

$$\% \text{ Permeabilidad retenida} = 100 * F_1 * F_2 * F_3$$

NOTA: Si la permeabilidad efectiva de la formación es menor que 0.1 md ($k_{eff} < 0.1$ md) se utiliza un valor de 10 para la conductividad de la fractura (C_{FD}). En caso contrario, si la permeabilidad efectiva de la formación es mayor que 0.1 md ($k_{eff} > 0.1$ md) se utiliza un valor de 5 para la conductividad de la fractura (C_{FD}).

2. Calcular la permeabilidad del apuntalante:

$$LTDP = STCP * F_1 * F_2 * F_3$$

Donde:

$LTDP$ = Permeabilidad de empaque sucio, largo plazo

$STCP$ = Permeabilidad de empaque limpio, corto plazo

$F_1 = e^{-s \cdot D}$ = Factor de daño debido a la trituración del apuntalante

s = Cierre de tensión en miles (psi)

D = Constante de trituración del apuntalante

Tipos de Apuntalante	Valores de D
Arenas	6
RCS curada (Super LC)	8
RCS precurado (Super DC)	10
ISP (Carbolita)	17
ISP (ValoProp, InterProp)	25
Bauxita incrustada	35

Tabla. 5.7 Valores de "D" para diferentes clases de apuntalante

$F_2 = e^{-s \cdot 3E}$ = Factor de daño debido a la incrustación en la formación

s = Cierre de tensión en miles (psi)

E = Módulo de Young en millones (psi)

$F_3 = 0.3 - 0.9$ = Daño por gel

Tipos de reticulante	Valores de F_3
Titaniato, zirconato	0.30 - 0.40
Boratos convencionales	0.45 - 0.65
Polímeros bajos de borato	0.75 - 0.90

Tabla. 5.8 Valores de F_3 para diferentes tipos de reticulantes

3. Determinar la presión de cierre

Este valor de presión se obtiene ya sea por medio de un análisis MiniFRac o mediante un registro sísmico.

$$P_C = \sigma_{mín} - P_{wf}$$

Dónde:

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo (psi)

$\sigma_{mín}$ = Esfuerzo mínimo (psi)

Esfuerzo mínimo $\sigma_{mín}$:

$$\sigma_{mín} = \left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right) (\sigma_v - P_o \alpha) + P_o + \sigma_{tec}$$

Dónde:

ν = Relación de poisson

σ_v = Esfuerzo de sobrecarga (Se determina a partir del registro de densidad)

P_o = Presión de poro (psi)

$\alpha = C_g / C_b$ = Compresibilidad de granos / Compresibilidad bruta

*Se considera que $\alpha=1$ para la primer etapa d diseño, dicho valor se ajustará en base a pruebas de laboratorio con relación al esfuerzo mínimo

σ_{tec} = Esfuerzo tectónico (Este valor se determina de datos geológicos o estudios sísmicos)

Relación de Poisson = $-\frac{\text{Esfuerzo Lateral}}{\text{Esfuerzo Longitudinal}}$

$$\nu = -\frac{\varepsilon_w}{\varepsilon_\lambda} = \left[\frac{1}{2} \right] \frac{V_c^2 - 2V_s^2}{V_c^2 - V_s^2}$$

Dónde

V_c = Tiempo de viaje de onda compresional (Se determina a partir del registro de densidad)

V_s = Tiempo de viaje de onda de corte V_s (Se determina a partir del registro de densidad)

Ya una vez determinado tanto el valor de presión de cierre como el de permeabilidad, sprocede a seleccionar el apuntalante en base a la siguiente tabla:

Presión de cierre o Esfuerzo de cierre (PSI)	Permeabilidad in-situ de la fractura (md)							
	<< 100	101-200	201-300	301-400	401-600	601-800	801-1000	>1000
<2000			20/40 NWS 20/40 TBS		16/30 NWS 16/30 TBS	12/20 NWS	16/30 TBS	
			20/40 NWS 20/40 TBS	16/30 TBS	16/30 TBS 12/20 NWS 12/20 TBS			12/20 ISP
4000		20/40 NWS 20/40 TBS 20/40 CRCS	16/30 NWS 12/20 NWS 12/20 TBS 16/30 TBS 16/30 CRCS 20/40 PCRCs	12/20 CRCS 16/30 PCRCs 20/40 ISP-DL	20/40 ISP	16/20 ISRLD		
5000	20/40 TBS 12/20 TBS TODOS NWS	16/30 TBS 20/40 CRCS 20/40 PCRCs 20/40 HSCRCS	16/30 PCRCs 20/40 ISP-DL 20/40 HSCRCS	16/20 HSCRCS	16/20 ISP-DL 20/40 ISP 20/40 HSP 12/20 HSCRCS	16/20 ISP 20/40 HSP		
6000	TODOS TBS TODOS CRCS	20/40 PCRCs 20/40 HSCRCS	16/30 PCRCs 16/30 HSCRCS 20/40 ISRLD	16/20 ISP-LD 20/40 ISP	12/20 ISP 16/20 ISP 20/40 HSP			
7000	20/40 PCRCs 20/40 HSCRCS	16/30 PCRCs 16/30 HSCRCS 20/40 ISP-LD 20/40 HSCRCS 12/20 HSCRCS						
8000	20/40 PCRCs 20/40 HSCRCS	16/30 PCRCs 16/30 HSCRCS 20/40 ISP-LD 20/40 HSCRCS 16/20 ISP-LD 20/40 ISP-LD	16/20 ISP		20/40 HSP			
9000	20/40 HSCRCS 20/40 HSCRCS	20/40 ISP 12/20 ISP		20/40 HSP				
>10000	20/40 ISP 12/20 ISP 20/40 HSCRCS	16/20 ISP		20/40 HSP				
NWS	Arena blanca del norte							
TBS	Arena café de Texas							
CRCS	Arena cubierta - Resina curada							
PCRCs	Arena cubierta - Resina precurada							
HSCRCS	Arena cubierta con resina altamente resistente a los esfuerzos							
ISP	Apuntalante medianamente resistente a los esfuerzos							
ISP-LD	Apuntalante de baja densidad medianamente resistente a los esfuerzos							
HSP	Apuntalante altamente resistente a los esfuerzos							

Malla	Intervalo de tamaño (in)
Arenas	
70/140	0.0083x0.0041
40/70	0.0165x0.0083
30/50	0.0234x0.0177
20/40	0.0331x0.0165
16/30	0.0469x0.0234
12/20	0.0661x0.0331
8/16	0.0937x0.0469
6/12	0.1320x0.0661
Bauxita Sintetizada	
40/60	0.0165x0.0078
20/40	0.0331x0.0165
12/20	0.0661x0.0331

Tabla. 5.9 Tamaño de los tipos de mallas para arenas y Bauxita sintetizada

La permeabilidad de las arenas según el tamaño de malla son:

Tamaño de malla (USA)	Permeabilidad (md)
4/6 angular	3.00
8/12 angular	1.74
10/20 angular	880
10/20 redonda	325
10/30 redonda	190
20/40	120
40/60	45

Tabla. 5.10 Permeabilidad de los diferentes tipos de mallas

5.6 Realización de la cédula de bombeo

Antes de llevarse a cabo el fracturamiento es necesario elaborar una cédula de bombeo que contenga la siguiente información: Volumen total del fluido fracturante, volumen total del apuntalante, volumen máximo de desplazamiento, así como:

Gasto de bombeo	Tipo de fluido fracturante	Volumen de apuntalante limpio	Concentración de arena	Tipo y malla del apuntalante
Bpm		Gal	Ppa	

Tabla. 5.11 Parámetros que contiene una cédula de bombeo

Dentro de la cédula de bombeo se encuentran otros parámetros como:

Densidad del fluido fracturante, gravedad específica del fluido, cedencia del fluido fracturante con apuntalante y líquido contenido en un galón de fluido con apuntalante. Cuyo cálculo se desarrolla por medio de las siguientes ecuaciones:

$$\text{Densidad del fluido fracturante (lb/gal)} = \frac{x + 8.345 SG_L}{1 + \frac{x}{8.345 SG_P}}$$

$$\text{Gravedad específica del fluido fracturante} = \frac{x}{8.345 + \frac{x}{SG_P}}$$

$$\text{Cedencia del fluido fracturante con apuntalante} = 1 + \frac{x}{8.345 SG_P}$$

$$\text{Líquido contenido en un galón de fluido fracturante con apuntalante} = 1 - \frac{x}{8.345 SG_P}$$

Dónde:

SG_L = Gravedad específica del líquido

SG_P = Gravedad específica del apuntalante

x = Libras de apuntalante en un galón de fluido fracturante

Coficiente de goteo total constante

$$C = \frac{1}{\frac{1}{C_I} + \frac{1}{C_{II}} + \frac{1}{C_{III}}}$$

C_I = Coeficiente de goteo por efectos de viscosidad del fluido fracturante y permeabilidad relativa, (ft/\sqrt{min})

$$C_I = 0.0469 \sqrt{\frac{k_f \Delta p \phi}{\mu_f}}$$

Dónde:

k_f = Permeabilidad al filtrado del fluido fracturante, (md)

Δ_p = Presión diferencial de goteo, entre el fluido fracturante y la presión de formación (psi)

\emptyset = Porosidad (%)

μ_f = Viscosidad del fluido fracturante (cp)

C_{II} = Coeficiente de goteo por efectos de compresibilidad, (ft/\sqrt{min})

$$C_{II} = 0.0374\Delta_p \sqrt{\frac{k_r C_t \emptyset}{\mu_r}}$$

Dónde:

k_r = Permeabilidad al fluido del yacimiento, (md)

Δ_p = Presión diferencial de goteo, entre el fluido fracturante y la presión de formación (psi)

\emptyset = Porosidad (%)

μ_f = Viscosidad del fluido del yacimiento (cp)

C_t = Compresibilidad total de la formación, (1/psi)

$$C_t = S_o C_o + S_g C_g + S_w C_w + C_r$$

C_{III} = Coeficiente de goteo por efectos del enjarre, (ft/\sqrt{min})

$$C_{III} = \frac{0.0164m}{A}$$

Dónde:

m = Pendiente de la curva, la cual se determinó graficando el volumen de filtrado acumulado contra la raíz cuadrada del tiempo, (ml/\sqrt{min})

A = Área de la sección transversal, (cm^2)

5.7 Selección de geometría de la fractura

Una vez realizada la cédula de bombeo, se procede a elegir con base en un modelo 3D la geometría de la fractura, cuyos cálculos se pueden efectuar ya sea de forma manual y/o automática en el modelo con ayuda del software MFrac.

5.8 Ajuste de la simulación

Teniendo el modelo 3D, es necesario ejecutar un ajuste en la simulación del diseño y así obtener los siguientes parámetros:

- x_{fe} = Longitud de la fractura empacada (m)
- H_{fe} = Altura de la fractura empacada (m)
- w_{fe} = Ancho de la fractura empacada (in)
- C_{FD} = Conductividad de la fractura (md-ft)

A partir de estos parámetros (los cuales se pueden obtener de MFrac) resulta menos complejo realizar una serie de simulaciones del fracturamiento con tan sólo variar el volumen del precolchón, colchón, apuntalante, etc.

5.9 Simulación de la producción

Ya que está simulada la geometría de la fractura, posteriormente se hace un análisis de cuánto puede producir el pozo en base a la fractura que se está diseñando. Es por eso que se deben plantear distintos escenarios de dicho diseño con tan sólo variar los valores de la longitud de la fractura (x_{fe}) y así determinar la producción. Tales datos de producción se pueden obtener por medio del módulo MProd del software MFrac.

5.10 Análisis técnico-económico

Antes de llevarse a cabo toda operación, es indispensable la realización de un exhaustivo análisis técnico-económico esto con la finalidad de verificar la viabilidad económica de la operación considerando ciertos factores como:

- VPN
- Período de pago
- Retorno de la inversión

Además de dicho análisis es necesario exponer los distintos gráficos de los escenarios de producción vs costo.

5.11 Recomendaciones en el diseño

Cuando se está diseñando el fracturamiento hidráulico, es común encontrar problemas asociados con el propio yacimiento, problemas que se pueden identificar por medio del uso de software.

5.11.1 Tipos de problemas en el yacimiento

- Presión de yacimiento muy baja, como los pozos de Chicontepec. En caso de presentarse este problema, se recomienda bombear junto con el fluido fracturante Nitrógeno con el propósito de energizar el yacimiento o bien hacer un análisis para determinar si se requiere un mayor volumen de fluido fracturante.
- Alta pérdida de fluido fracturante. En caso de presentarse un problema de este tipo, se requiere la adición de una mayor cantidad de aditivos que controlen la pérdida de fluido.
- Esfuerzos altos, esto debido a que el apuntalante seleccionado no cuenta con la debida resistencia hacia el esfuerzo que se está presentando. La recomendación ante este caso es evaluar el apuntalante y verificar su resistencia.

Cuando se presentan este tipo de problemas es necesario detener la ejecución de todo el trabajo y se procede a realizar un nuevo diseño con las nuevas condiciones presentes en el yacimiento.

Como ya se había mencionado, cuando se hace el análisis de regresión y el de Horner en el MiniFrac se pueden encontrar pérdidas de presión por fricción, disparos o por tortuosidad, cuando esto se presente lo que se debe hacer es analizar las condiciones del pozo y con base en eso determinar la solución más viable:

Profundidad del intervalo (m)	Diferencial de presión total en la vecindad del pozo (psi)	Solución
Menor que 1500	Mayor o igual que 500	Redisparar
Mayor que 1500	Menor que 500	Efectuar fractura
Mayor que 3000	Mayor o igual que 800	Redisparar
Menor que 3000	Menor que 800	Efectuar fracturar

Tabla. 5.13 Posibles soluciones a problemas relacionados con pérdidas de presión por fricción, tortuosidad o disparos

Es recomendable que antes de llevarse a cabo el fracturamiento se utilice un bache de arena de 1 a 2 ppa con el objetivo de disminuir la probabilidad de que ocurra un arenamiento. Para esto, antes se debe verificar si no varía el comportamiento de presión tanto en la entrada como en la salida de los disparos.

En algunas ocasiones el fluido de tratamiento se inyecta por medio de una tubería de producción, esto dependiendo de las condiciones del pozo.

Cuando la operación se realiza de esta forma también existen problemas en la vecindad del pozo aunque por la presencia de una TP y dependiendo de los valores de tortuosidad se debe verificar si se requiere modificar la cédula de bombeo con base en los siguientes criterios:

- Agregar baches de arena en el colchón
- Aumentar el gasto de fractura
- Aumentar el porcentaje de colchón
- En caso de que se observen múltiples fracturas se procede a inyectar un bache de arena o viscoso en los disparos dependiendo del diámetro de la TP
- Aumentar la carga polimérica en el fluido fracturante durante la etapa del colchón

Con base en el diámetro de la TP se determinarán las posibles soluciones ante los problemas presentes por tortuosidad en la vecindad del pozo.

Diámetro de TP (pg)	Diferencial de presión total en la vecindad del pozo (psi)	Posible solución
3 ½	Mayor o igual que 400	Colocar bache viscoso o de arena en la cara de los disparos por 15 min.
	Menor que 400	Baches de arena en el colchón por 1 o 2 ppa
4 ½	Mayor o igual que 300	Colocar bache viscoso o de arena en la cara de los disparos por 15 min.
	Menor que 300	Baches de arena en el colchón por 1 o 2 ppa

Tabla. 5.14 Solución a diversos problemas presentados durante el fracturamiento cuando la inyección es a través de la TP

5.12 Ejecución del Fracturamiento Hidráulico

Una vez que ya se realizaron todos los pasos anteriormente mencionados, además de analizar por medio de las pruebas MiniFrac todos los parámetros críticos que éste arroja así como los problemas que se pueden presentar en el yacimiento y encontrar una solución para los mismos. Se procede a efectuar el fracturamiento y evaluarlo con el objetivo de verificar el diseño que se ha propuesto para poder así mejorar mediante el MFrac los diseños futuros.

5.2 Diseño de Fracturamiento: Pozo Corralillo 733

Una vez descrito de forma teórica el procedimiento para diseñar un fracturamiento apuntalado, se procederá a realizar un diseño por medio del Software MFrac, esto con la finalidad de observar paso a paso como es que se corre la simulación de una fractura con base en datos de pozo reales.

Para dicho ejemplo de aplicación se emplearon los datos del pozo Corralillo 733, el cual es un pozo tipo “J” con terminación Tubingless tal y como se muestra continuación en el estado mecánico:

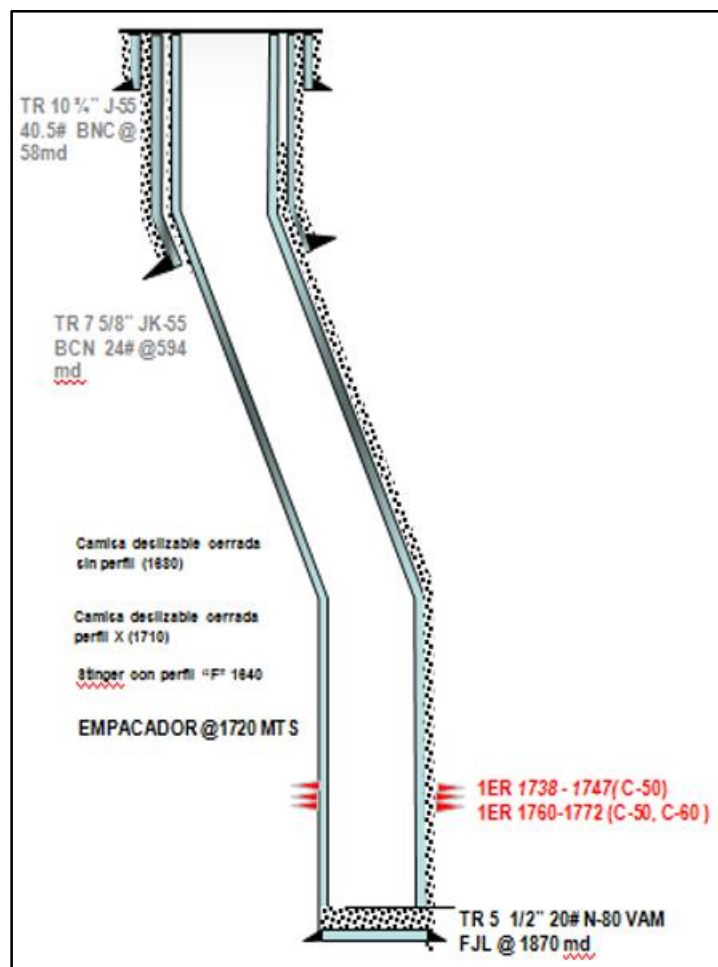


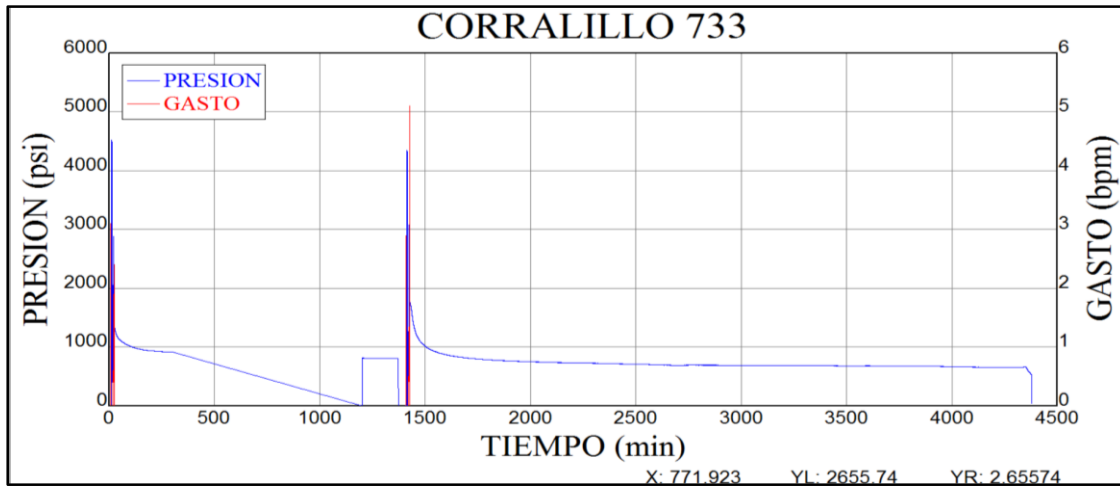
Fig. 5.1 Estado Mecánico del Pozo Corralillo 733

Para el pozo Corralillo 733 se llevará a cabo un Fracturamiento Hidráulico Apuntalado para los intervalos 1738-1747 m y 1760-1772 m con la finalidad de crear fracturas en ambos intervalos simultáneamente y cuyo bombeo será a través de la Tubería de Revestimiento de 5 1/2 “.

5.2.1 Desarrollo del Diseño de la Fractura

Antes de realizar el diseño de la fractura se necesitan obtener parámetros de la formación, para esto es necesario llevar a cabo una prueba de admisión y el MiniFrac (Se recomienda que la prueba de admisión se efectúe uno o dos días antes del Fracturamiento).

Para el caso del pozo Corralillo 733 se efectuó la prueba de admisión con agua monitoreando continuamente durante 3 horas el comportamiento de la presión obteniendo el siguiente gráfico:



Analizando el gráfico anterior se puede observar que se realizaron dos bombeos, esto debido a que en el primero la presión cae abruptamente y ésta no fue tomada en cuenta para el estudio ya que las condiciones ideales para la prueba es que ésta se mantenga constante después de la presión de ruptura caso contrario con la segunda prueba en la que se aumentó el gasto y la presión se mantuvo por un lapso de 2800 minutos.

Para la obtención de parámetros por medio de la prueba de admisión, se llevaron a cabo una serie de análisis derivados de dicha prueba como Horner y de Regresión Nolte G. De estos se obtuvieron: Presión de yacimiento, ISIP, tiempo de cierre, presión de cierre, gradiente de fractura, Eficiencia y presión neta.

Terminados los análisis correspondientes de la prueba de admisión, ya es posible correr la simulación de las fracturas por medio del módulo MFrac.

A continuación se presentarán en el orden correspondiente, cada una de las pestañas que contiene MFrac y los datos que se utilizaron en ellas para la ejecución del diseño de las Fracturas del pozo Corralillo 733.

Nombre del pozo

Company: PEMEX

Well: CORRALILLO 733

Location: CORRALILLO

Date: 8-JULIO-2015

Comments: 1738-1747 M
1760-1772 M

OK Cancel Help

Consideraciones generales del Diseño

General Fracture Proppant

Simulation Method
 Design Mode
 Replay/Real-Time

Reservoir Coupling
 Linear (Conventional)
 Elipsoidal (Koning)

Real-Time
 MView Concentration
 Input Concentration
 Synchronize Well Soln.

Net Present Value
 On
 Off

Fluid Loss Model
 Constant
 Harmonic
 Dynamic
 Fluid Type Dependent
 Include Fluid Loss History

Treatment Type
 Proppant
 Acid
 Foam

Treatment Design
 Auto Design
 Input

Wellbore Hydraulics Model
 None
 Empirical
 User Database

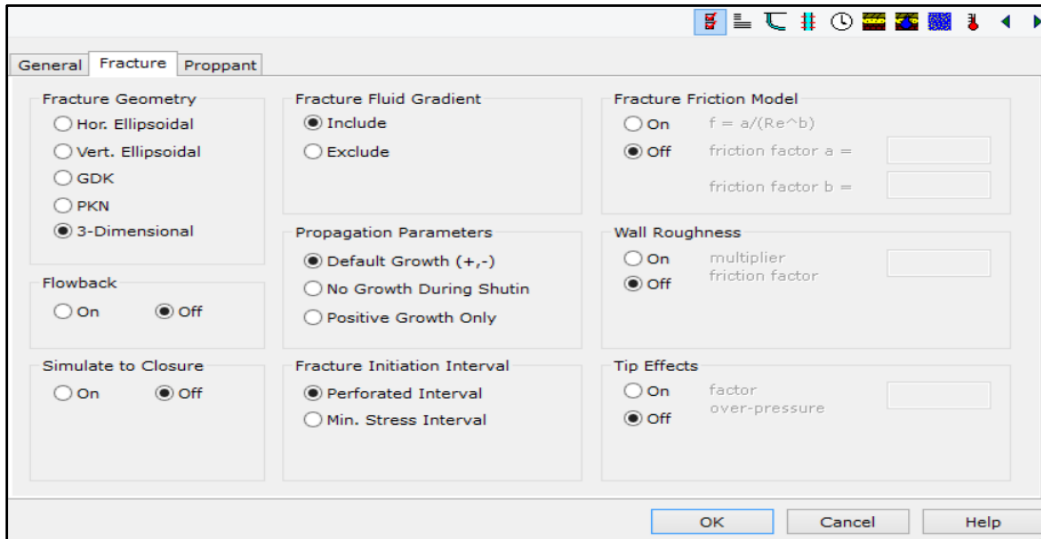
Fracture Solution
 Iterations: 30
 Max Time Step: 1 (min)
 Restart Time: 0 (min)

Heat Transfer
 On
 Off
 Fluid Temp: (°F)

OK Cancel Help

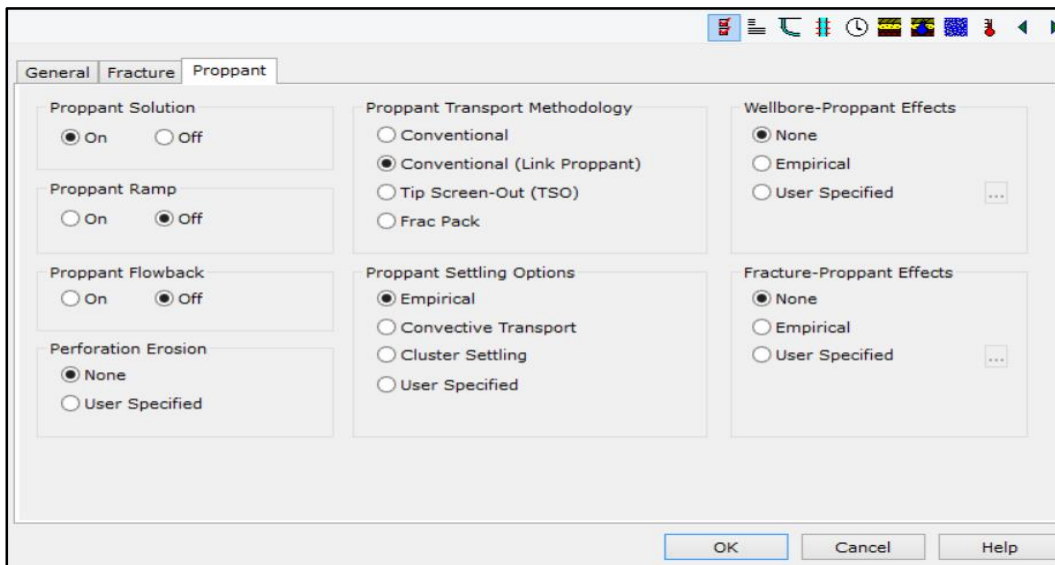
En esta sección se seleccionan parámetros generales de la simulación como el método de simulación, tipo de fracturamiento y el modelo de pérdida de fluido.

Consideraciones de la Fractura



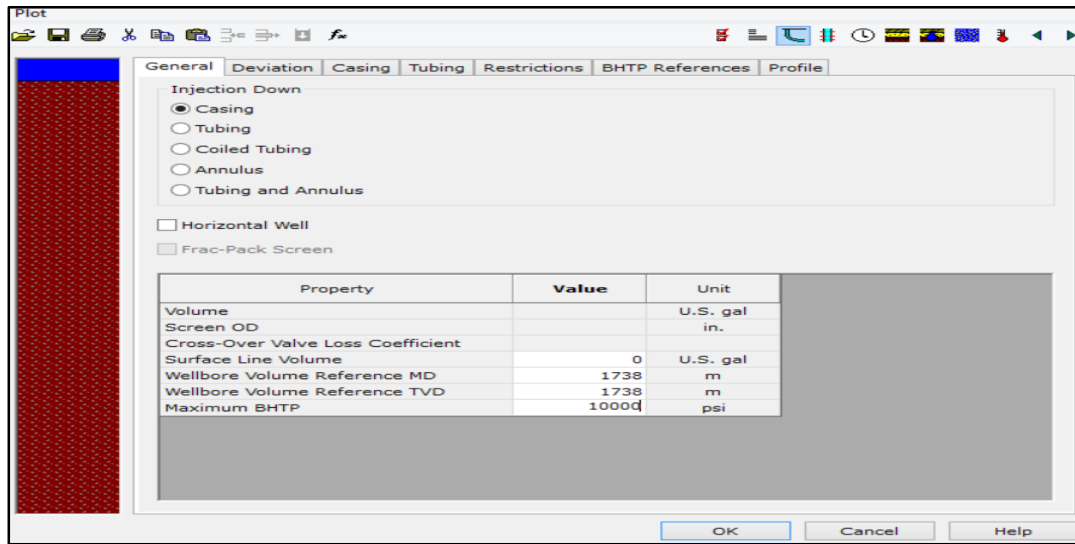
Para esta sección se eligen algunos aspectos respecto a la fractura como su modelado así como las condiciones iniciales del intervalo a fracturar.

Consideraciones del Apuntalante



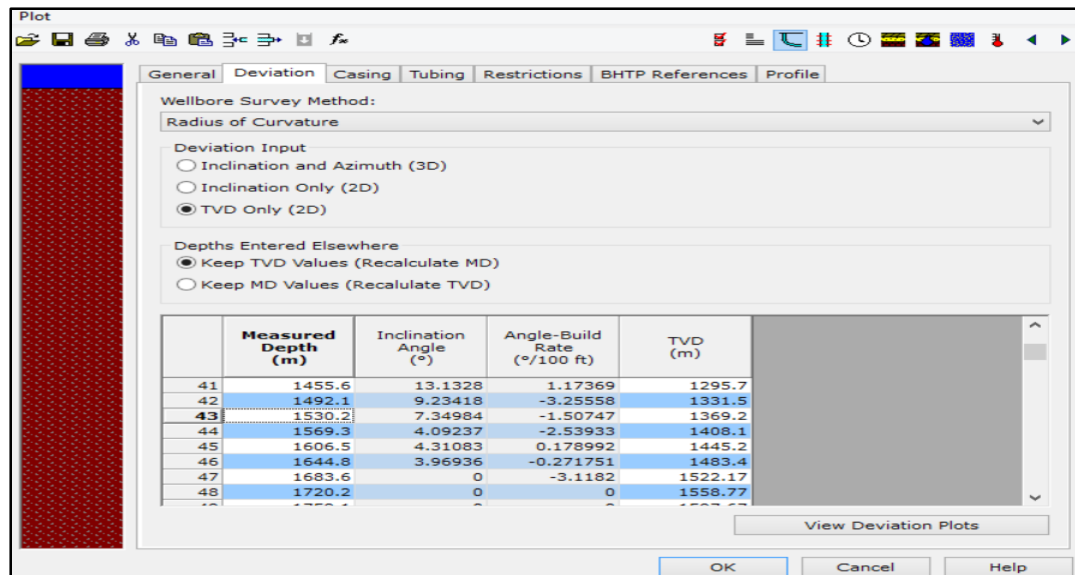
Es necesario indicar en MFrac características de inyección del apuntalante así como su tipo de transporte y asentamiento en la fractura creada.

Datos generales del pozo



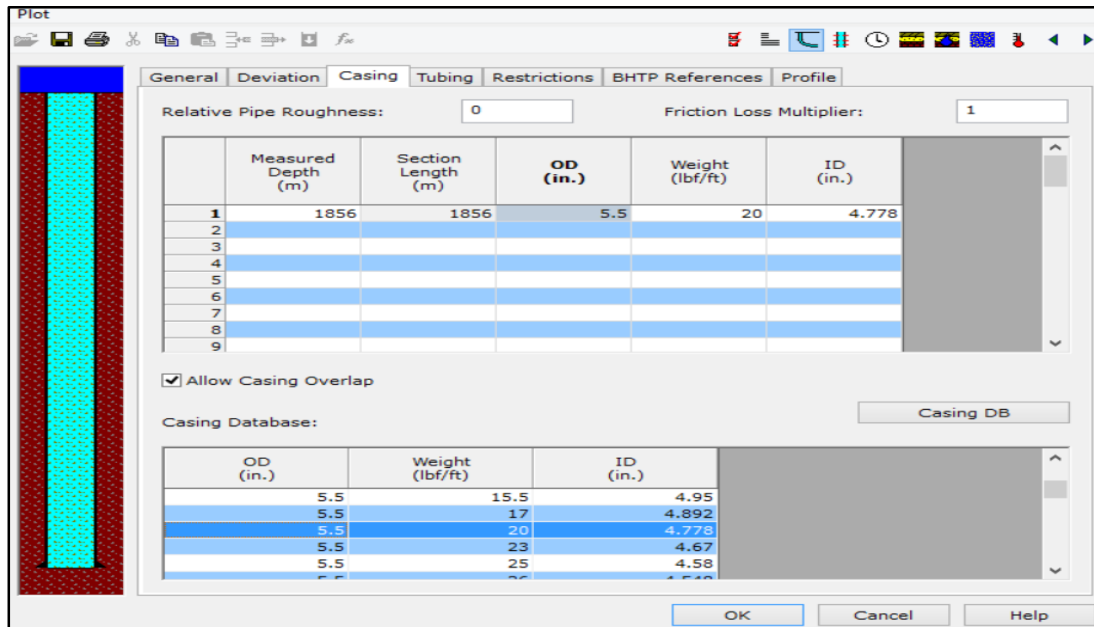
Se selecciona la tubería por la cual se bombeará el fluido de tratamiento y se determina la capacidad de la misma.

Datos de desviación del pozo



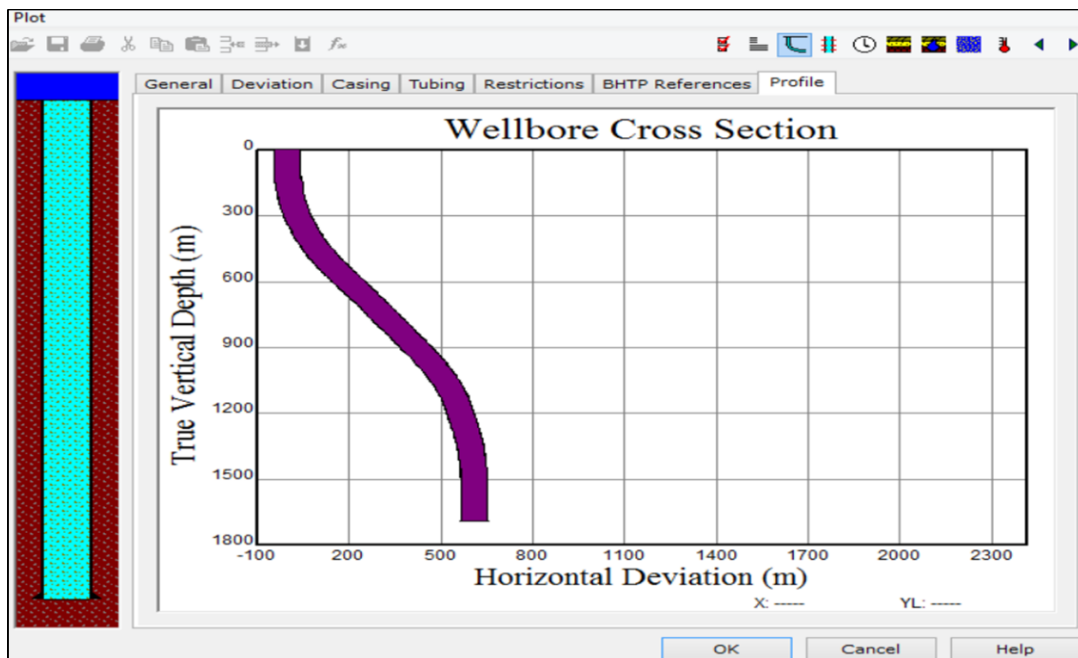
Se cargan los datos de desviación del pozo proporcionados por el survey, esto con la finalidad de generar la geometría del pozo.

Datos de la Tubería de Revestimiento



Las características de la tubería de revestimiento deben ser cargadas ya que es el medio de inyección de los fluidos.

Geometría del pozo



Una vez que se han llenado las secciones correspondientes a los datos del pozo, el programa crea la geometría de éste.

Información de los intervalos disparados

	Active	Zone Name	Top of Perfs TVD (m)	Bottom of Perfs TVD (m)	Top of Perfs MD (m)	Bottom of Perfs MD (m)	Zone Data
1	<input checked="" type="checkbox"/>		1576.57	1585.57	1738	1747	...
2	<input checked="" type="checkbox"/>		1598.57	1610.57	1760	1772	...
3	<input type="checkbox"/>						...
4	<input type="checkbox"/>						...
5	<input type="checkbox"/>						...
6	<input type="checkbox"/>						...
7	<input type="checkbox"/>						...
8	<input type="checkbox"/>						...
9	<input type="checkbox"/>						...
10	<input type="checkbox"/>						...

Ya que el propósito de la operación es realizar dos fracturas en dos intervalos disparados, se requiere cargar la información correspondiente a los disparos

Cédula de bombeo

Stage	Stage Liquid Volume (U.S. gal)	Stage Time (min)	Stage Type	Fluid Type	Prop. Type	Prop. Conc. (lbm/gal)	Prop. Damage Factor	Total Mass (lbm)
1	21000	14.2857	Pad	H604	0000	0	0	0
2	3000	2.1331	Prop	H604	0007	1	0.5	3000
3	6000	4.45076	Prop	H604	0007	2	0.5	15000
4	18340	14.1699	Prop	H604	0001	3	0.5	70020
5	16440	13.2065	Prop	H604	BMC02	4	0.5	135780
6	12850	10.7178	Prop	H604	BMC02	5	0.5	200030
7	9300	8.09638	Prop	H604	S009	6	0.5	255830
8	6320	5.70251	Prop	H604	S009	7	0.5	300070
9								
10								
11								
12								
13								
14								

Esta es la parte fundamental de la operación ya que con la cédula de bombeo se puede determinar el tipo y cantidad de fluido y apuntalante por cada etapa, así como la concentración del apuntalante y el factor de daño que puede causar el mismo.

***NOTA:** Para la selección del fluido fracturante, este software contiene un amplio catálogo de fluidos fracturantes por cada compañía proveedora. Es por eso que, para saber qué tipo de fluido elegir es necesario pedir a las compañías tanto el comportamiento reológico como la composición del fluido con base a las condiciones del pozo.

Propiedades mecánicas de la roca

	Lithology Symbol	Zone Name	TVD at Bottom (m)	MD at Bottom (m)	Stress Gradient (psi/ft)	Stress (psi)	Young's Modulus (psi)	Poisson's Ratio
1		SHALE	1511.4	1672.83	0.815744	4045	3e+06	0.35
2		SILTSTONE	1551.4	1712.83	0.752275	3829	2e+06	0.3
3		SHALE	1560.4	1721.83	0.806341	4128	3e+06	0.35
4		DIRTY-SA...	1565.9	1727.33	0.72273	3713	3e+06	0.25
5		SHALE	1577.8	1739.23	0.805369	4169	3e+06	0.35
6		CLEAN-SA...	1579.6	1741.03	0.700639	3631	3e+06	0.2
7		CLEAN-SA...	1582.6	1744.03	0.702007	3645	4e+06	0.2
8		DIRTY-SA...	1592	1753.43	0.720454	3763	3e+06	0.25
9		CLEAN-SA...	1593.9	1755.33	0.700281	3662	4e+06	0.2
10		DIRTY-SA...	1594.8	1756.23	0.720144	3768	3e+06	0.25
11		CLEAN-SA...	1595.8	1757.23	0.700211	3666	4e+06	0.2
12		DIRTY-SA...	1596.9	1758.33	0.721106	3778	3e+06	0.25
13		SHALE	1601.9	1763.33	0.80543	4233	3e+06	0.35
14		DIRTY-SA...	1603.9	1765.33	0.72081	3793	3e+06	0.25
15		CLEAN-SA...	1607	1768.43	0.700642	3694	4e+06	0.2
16		DIRTY-SA...	1609.9	1771.33	0.720206	3804	3e+06	0.25
17		CLEAN-SA...	1611	1772.43	0.700416	3702	4e+06	0.2
18		SILTSTONE	1612.8	1774.23	0.750661	3972	2e+06	0.3
19		CLEAN-SA...	1615.9	1777.33	0.700555	3714	4e+06	0.2
20		DIRTY-SA...	1618	1778.43	0.720358	3824	3e+06	0.25

En esta sección se cargan los datos de geomecánica correspondientes para cada tipo de roca presente en la zona de interés.

Propiedades del apuntalante

Property	Value	Unit
Min. Number of Proppant Layers to Prevent Bridging	2	
Min. Concentration/Area for Propped Fracture	1	lbm/ft²
Embedment Concentration/Area	1	lbm/ft²
Closure Pressure on Proppant	4000	psi

Non-Darcy Effects

Darcy only
 Input Beta Coef
 User DB, Beta Coef

Property	Value	Unit
Beta	0	atm-s²/gm

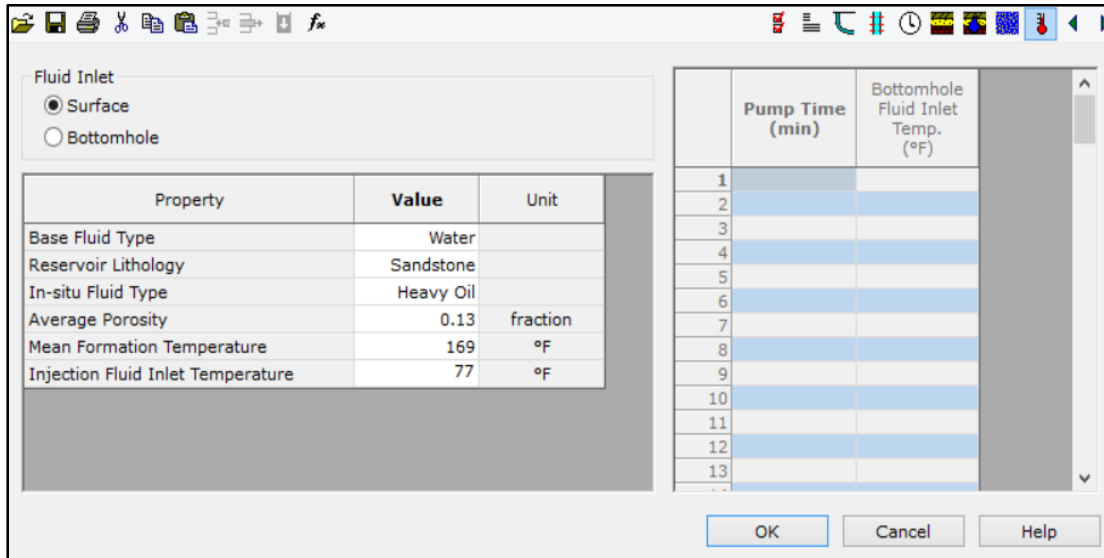
Beta Correlation: Ergun, General Correlation - see also Meyer & Kutasov

$$\beta = \frac{a}{k_f^b \phi^c}$$

Property	Value	Unit
a	0.0014195	[atm-s²/gm][darcy^b][fraction^c]
b	0.5	
c	1.5	

Una vez determinado el tipo de apuntalante que mantendrá abierta la fractura, MFrac requiere características más específicas del mismo, como la resistencia y la mínima concentración que será bombeada.

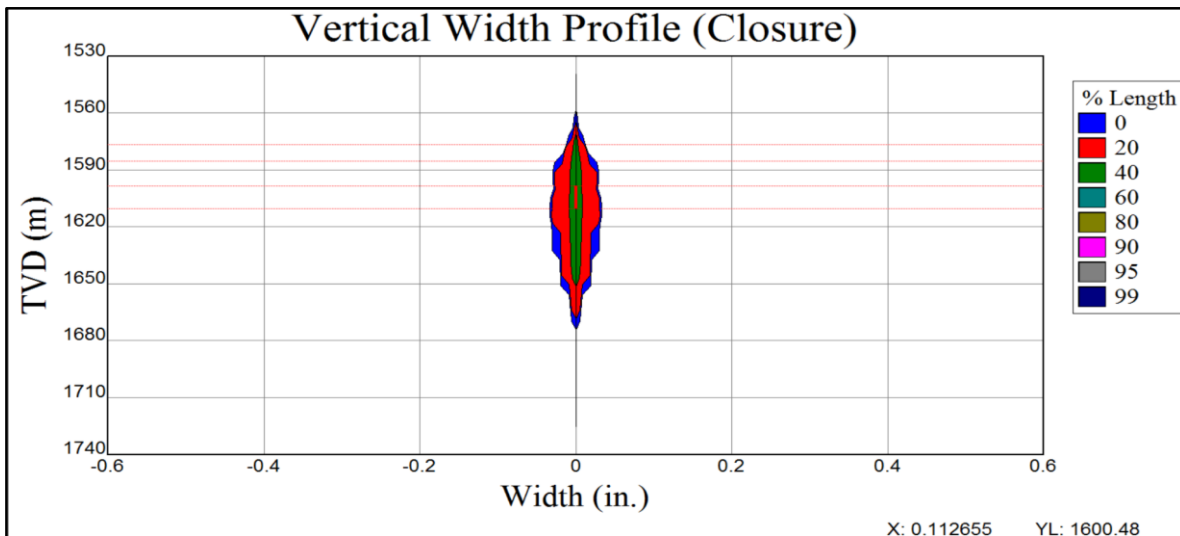
Tipo de fluido y propiedades de la formación



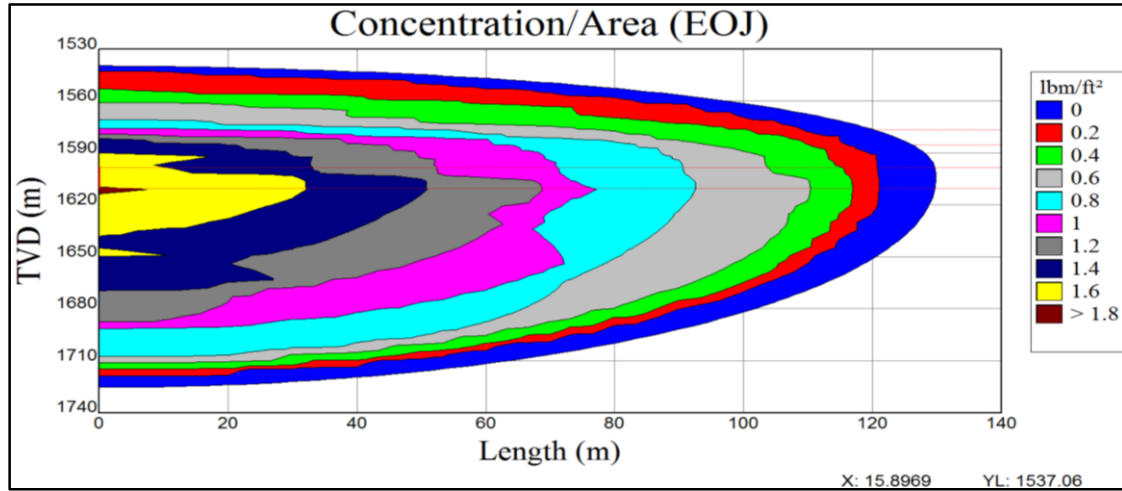
Es necesario indicar al software características generales de la formación como: Tipo de fluido en el yacimiento, porosidad, litología y temperatura.

5.2.1 Resultados finales de diseño

Perfil vertical del ancho de fractura



Geometría de la fractura y distribución del apuntalante a lo largo de la fractura



Capítulo 6: Terminación en pozos de Chicontepec

El Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AIATG) es el encargado de administrar el proyecto -Paleocanal de “Chicontepec”- el cual es considerado como “No Convencional” debido a las actividades que se requieren para que hagan frente a las diversas complejidades presentes en el yacimiento con la finalidad de que los pozos obtengan producciones rentables, así como de un extenso análisis y seguimiento. Como bien sabemos, Chicontepec es un yacimiento no convencional altamente heterogéneo que si bien cuenta con una gran cantidad de reservas 2P y 3P, este necesita del desarrollo de soluciones técnicas a las condiciones específicas de cada campo para su explotación.

Características	Chicontepec
Reserva (2P)	6,643 mmbpce
Campos productores	29
Porosidad	8 - 12%
Permeabilidad	0.1 - 5 md
Presión	80 - 360 kg/cm ²
Litología	Areniscas laminadas
Densidad	18 - 45 API
Temperatura promedio	167 °F
Productividad por pozo	0 - 100 bpd

Tabla. 6.1 Características principales del Paleocanal de Chicontepec

El proyecto AIATG se ha caracterizado por su difícil y costosa explotación esto debido a que los yacimientos cuentan con características geológicas complejas (bajas permeabilidades), con un alto contenido de arcillas. Además de una relativa baja presión, que ocasiona la liberación temprana de altos volúmenes de gas disuelto el cual impide el paso del aceite a través del espacio poral.

Problema	Descripción	Implicaciones	Acciones
Interconexión vertical y lateral limitada	Los hidrocarburos se encuentran en acumulaciones lenticulares aisladas	Baja recuperación por pozo	Un crecimiento de la producción requiere de una capacidad de ejecución masiva
Baja permeabilidad de la roca	La permeabilidad de la roca se encuentra entre 0.1 y 5.0 md	Flujo limitado de aceite del yacimiento al pozo	Requiere de la aplicación de soluciones tecnológicas como el fracturamiento hidráulico
Baja presión del yacimiento	La presión del yacimiento es de entre 80 y 360 kg/cm ² , cercana a la presión de burbuja	No hay suficiente presión para asegurar el flujo del yacimiento al pozo y del pozo a superficie	Requiere de la aplicación de soluciones tecnológicas como SAP's y mantenimiento de presión

Tabla. 6.2 Descripción de los problemas e identificación de las implicaciones y acciones presentes en Chicontepec

Como consecuencia de las características adversas mencionadas, el AIATG ha desarrollado pozos nuevos utilizando técnicas que permiten alcanzar mejores producciones iniciales. Es por eso que la optimización de la terminación de pozos se debe de considerar dentro de la filosofía de operación que se requiere para la administración de dichos yacimientos.

6.1 Pozos horizontales con múltiples etapas de fracturas en AIATG

Generalmente los pozos horizontales son perforados en dirección al mínimo esfuerzo horizontal con el objetivo de crear fracturas transversales. Estos pozos en Chicontepepec, comúnmente tienen una longitud de la sección horizontal entre 750 a 1600 m o más, y se han empleado diversos tipos de terminación como:

- Agujero revestido
- Agujero descubierto
- Puertos de fractura
- Empacadores hinchables
- Camisas deslizables

Con el propósito de aumentar el área de contacto con el yacimiento para alcanzar elevados gastos iniciales y un mayor factor de recuperación, en pozos del ATG se efectúan 10,20 o hasta más etapas de fracturas mediante la aplicación de técnicas de fracturamiento simultánea, alternada o secuencial.

➤ Fracturamiento simultáneo

Es el fracturamiento de múltiples etapas de dos o más pozos horizontales al mismo tiempo, empleando el mismo set de fracturas.

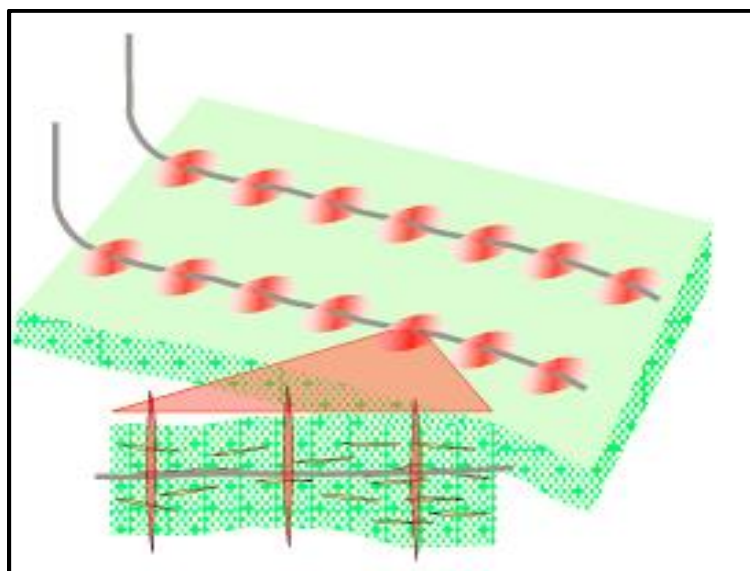


Fig. 6.1 Fracturamiento simultáneo y modificación de esfuerzos

➤ Fracturamiento alternado

También conocido como fracturamiento tipo cierre (Zipper Frac), esta técnica consiste en el fracturamiento alternado de una etapa en un pozo y otra etapa en otro pozo. Al igual que en el Fracturamiento simultáneo, se utiliza el mismo set de fracturas.

➤ Fracturamiento secuencial

A diferencia de las técnicas anteriores, este método primero fractura todas las etapas de un pozo e inmediatamente estimula todas las etapas del otro dentro de un intervalo de tiempo relativamente corto, esto con el fin de aprovechar los efectos generados por la modificación de los esfuerzos. Para llevar a cabo el Fracturamiento secuencial es necesario sólo un set de fracturamiento, igual que en las técnicas ya mencionadas.

La ejecución de estas técnicas de fracturamiento han alcanzado resultados positivos debido a los esfuerzos generados por el fracturamiento de la etapa de un pozo.

6.2 Terminación en AIATG

Una de las actividades principales que se han desarrollado en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AIATG) es el Fracturamiento Hidráulico, el cual ha sido un punto de inflexión en el incremento de la producción y en el factor de recuperación esperado.

El impacto que ha tenido el Fracturamiento en Chicontepepec ha sido tal que, en el año 2014 y el período de Enero-Julio del 2015 se han efectuado **237 Fracturamientos Hidráulicos**, de los cuales:

- 80% son Fracturamientos Hidráulicos convencionales, energizados y espumados.
 - De los cuales se obtuvieron un 63% del volumen inicial.
- 20% son Fracturamientos Ácidos, Aceite Estabilizado, ACL, ACL con N₂.
 - De los cuales se obtuvieron un 37% del volumen inicial.

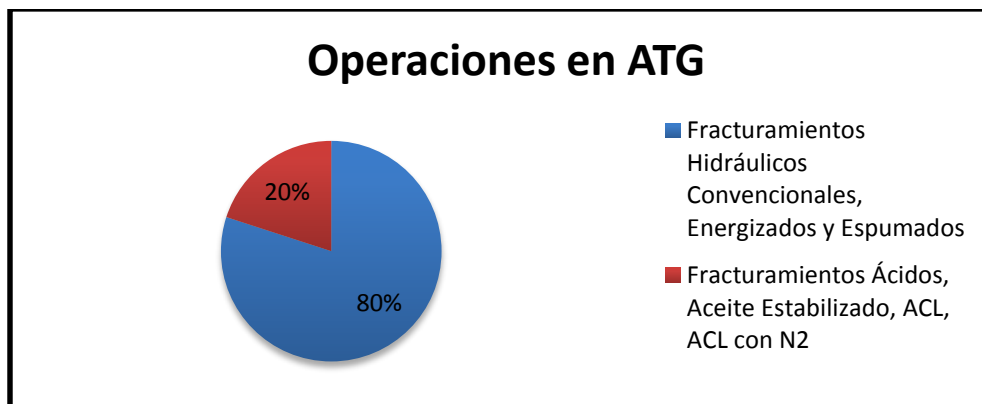


Fig. 6.2 Operaciones de Fracturamiento en el ATG

Como se puede ver en el gráfico anterior, estos son los principales procedimientos de Fracturamiento que se llevan a cabo en el AIATG, dentro de los cuales existe toda una amplia gama de tecnologías de fracturamiento.

6.3 Caso de aplicación de Terminación No Convencional en Chicontepec

6.3.1 Nombre del pozo

Nombre	CORRALILLO
Número	724
Clasificación	Pozo Terrestre Horizontal
Plataforma	Macropera Corralillo 629

6.3.2 Objetivo de la operación

Se obtendrá la producción de hidrocarburos de las arenas T-60 y T-65 de la sección horizontal comprendida entre 2145 y 2348 m del campo Corralillo, por medio de la terminación de un pozo horizontal con la técnica de fracturamiento de múltiples etapas “FracPoint”.

6.3.3 Ubicación del pozo

Estado:	Puebla	Municipio:	Venustiano Carranza
Referencia Topográfica :	Planicie costera del golfo de México, específicamente en la porción sur de la Cuenca Tampico - Misantla.		
Tipo de Pozo:	Terrestre		

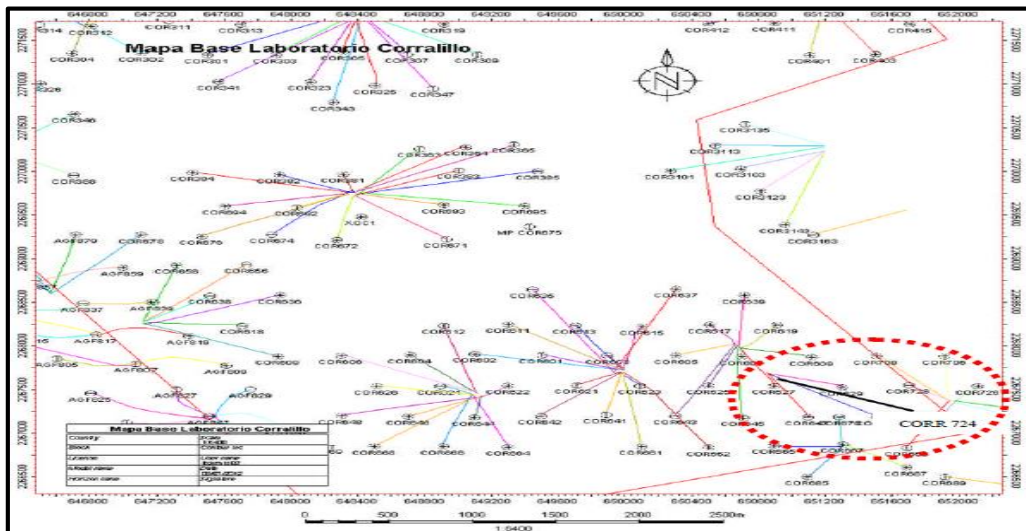


Fig. 6.3 Ubicación del pozo Corralillo 724, al SE del campo Corralillo

6.3.4 Información general del pozo y yacimiento

Nombre del pozo	Corralillo 724
Arenas	T-60, T-65
Presión de yacimiento estimada	2417 psi (170 Kg/cm ²)
Temperatura estática de yacimiento	73 °C (167 °F)
Fluido esperado del reservorio	Aceite
Porosidad promedio	12 %
Permeabilidad promedio	2.0 md
Saturación de agua	37 %
Gradiente de fractura	0.74 psi/pie
API	26°
MD	2406 md
TVD	1606.37 mv
PI	2393.0 mD (cople flotador)
Liner de producción	4 ½", 13.5 lb/pie, N-80.
Factor de capacidad del liner	0.0149 Bls/pie
Tubería de revestimiento intermedia	7", 26 lb/pie, P-110
Factor de capacidad de la TR intermedia	0.04591 Bls/pie
Capacidad total del pozo	263 Bls
Registro de desviación	Pozo Horizontal
Máxima desviación	89.94° a 2406 md

Tabla. 6.3 Información del pozo y yacimiento

6.3.5 Descripción estructural

El pozo Corralillo 724, de acuerdo a los estudios geológicos realizados corresponden a una serie de abanicos turbidíticos sobrepuestos con fuente de aporte del poniente. En la arena T-60 se encuentran Facies Lóbulo Distal con intercalaciones de arcilla y para la arena T-65 Facies de Lóbulo Medio.

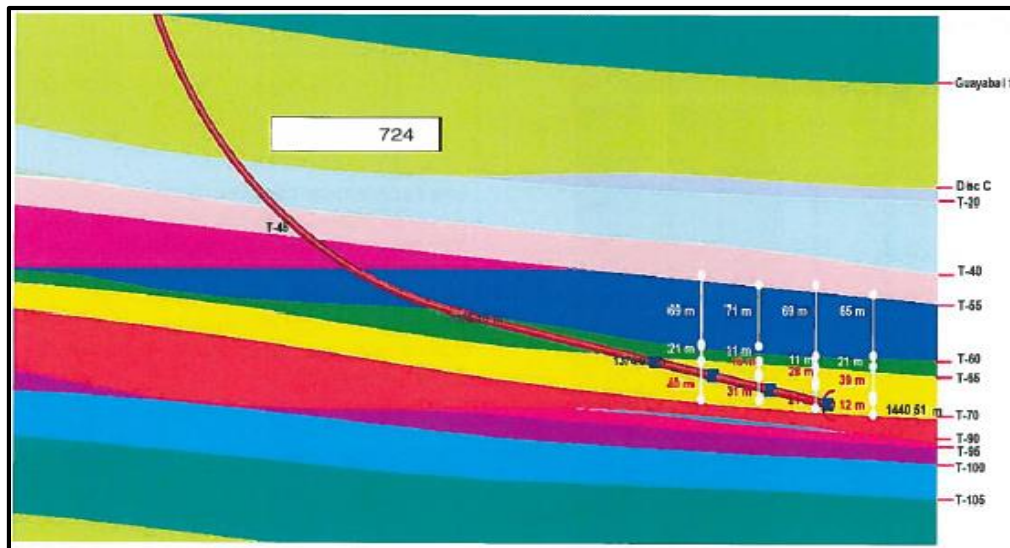


Fig. 6.4 Trayectoria de las zonas que atraviesa el pozo Corralillo 724

6.3.6 Correlación estratigráfica con pozos vecinos

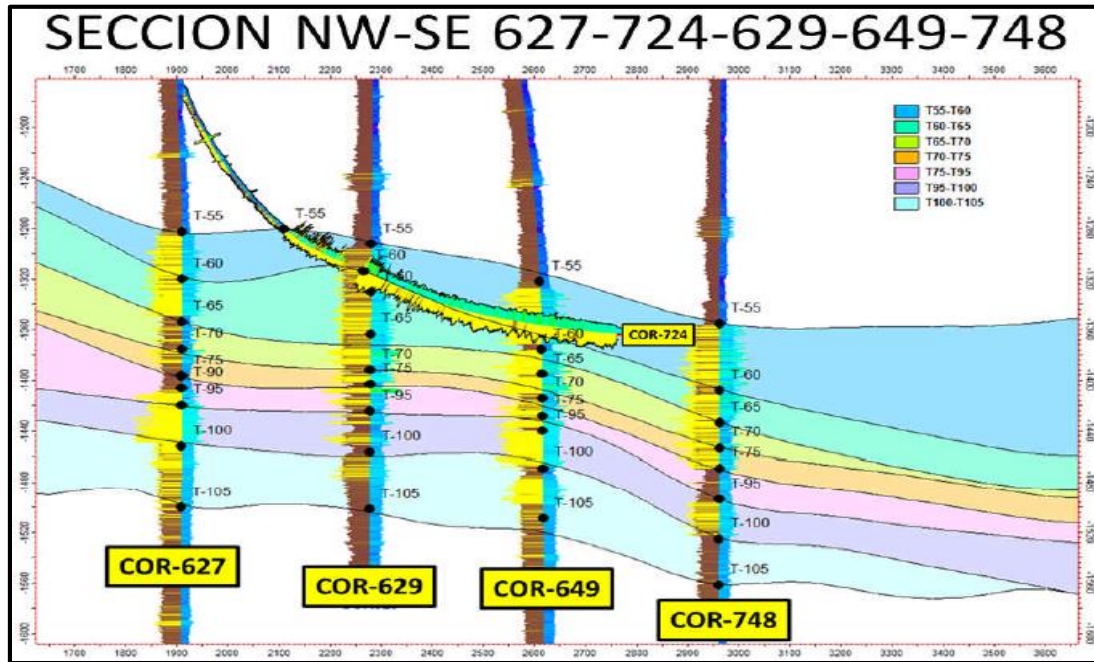


Fig. 6.5 Sección estratigráfica NW-SE de pozos de correlación

En la figura anteriormente mostrada se pueden observar las secciones estratigráficas correspondientes a pozos de correlación en la que de acuerdo a la trayectoria del pozo Corralillo 724, éste viajó a través de la arena T-55 (la cual es productora) y se espera que las 5 fracturas atraviesen las arenas T-60 y T-65.

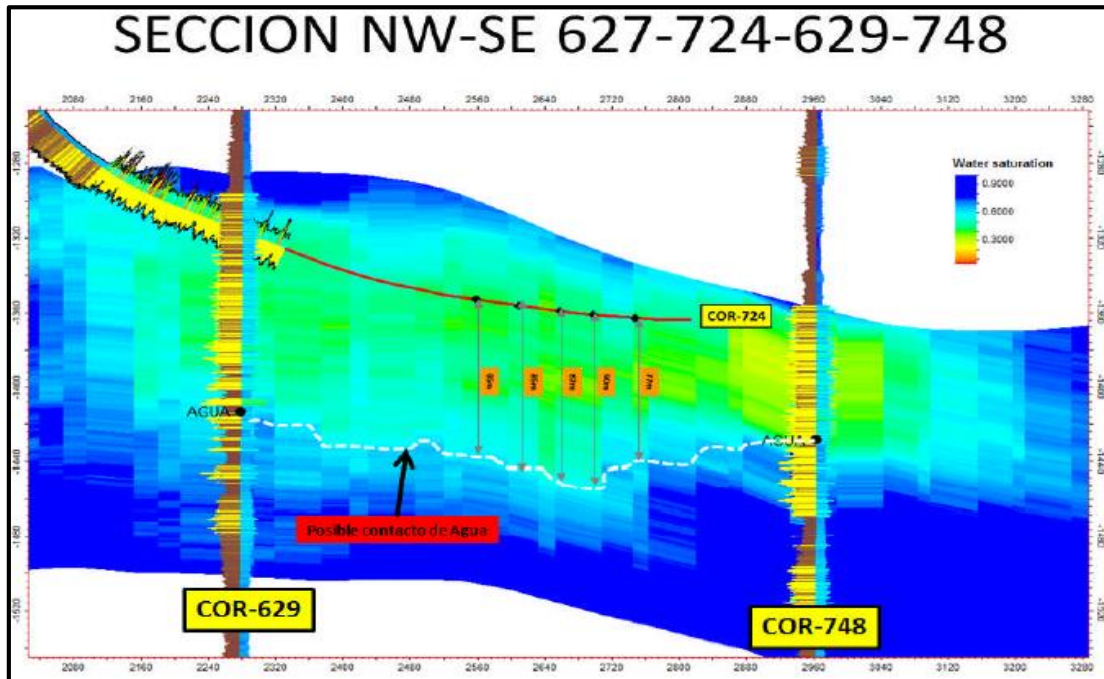


Fig. 6.6 Sección estratigráfica NW-SE de pozos de correlación para un posible contacto de agua

Por medio de esta figura se puede observar la distancia a la que se espera un posible contacto de agua, el cual se encuentra entre 77 y 90 m. Este ha sido identificado por medio de:

- Un procesamiento de registros geofísicos que fueron tomados en pozos vecinos
- La distribución de propiedades petrofísicas
- La trayectoria del pozo

6.3.7 Antecedentes del pozo

6.3.7.1 Perforación

- Primera etapa
 - Agujero 17 1/2" @ 55 m
 - TR 13 3/8" J-55, 54.5 Lb/pie, BCN, @ 55 m
 - Lodo: Base agua de 1.05 – 1.20 gr/cc.
- Segunda etapa
 - Agujero 12-1/4" @ 870
 - TR 9 5/8" J-55, 36 Lb/pie, BCN. @ 870 m
 - Lodo: Base agua de 1.20 – 1.25 gr/cc
- Tercera etapa
 - Agujero 8 1/2" @ 1928 m
 - TR 7" P-110, 26 Lb/pie, TSH. @ 1879 m
 - Lodo: Emulsión Inversa de 1.22 – 1.51 gr/cc
- Cuarta etapa
 - Agujero 6 1/8" @ 2406 m
 - Liner 4 1/2" N-80, 13.5 Lbs/pie, TSH-513 @ 2393 m
 - Emulsión Inversa de 1.31 – 1.03 gr/cc

6.3.7.2 Distribución y características de la tubería de revestimiento

Diám Ext. (pg)	Grado	Peso lb/pie	Conexión	Diám. Int. (pg)	Drift (pg)	Resist. Presión Interna (psi)	Resist. Presión Interna (psi)	Resistencia Tensión (lbs)		Distribución (m.d.b.m.r.)	
								Cuerpo	Junta	De	a
13 3/8"	J-55	54.5	BCN	12.61	12.559	2730	1130	853,000	909,000	0.0	55
9 5/8"	J-55	36	BCN	8.921	8.921	3520	2020	564,000	909,000	0.0	870
7"	P110	26	TSH-513	6.276	6.151	9950	6230	830,000	518,000	0.0	1879
4 1/2"	N-80	13.5	TSH-513	3.92	3.795	9020	8540	307,000	183,000	1830	2393

6.3.7.3 Temperaturas tomadas durante la perforación

Pozo	Profundidad Desarrollada (m)	Profundidad vertical (m)	Temperatura (°C)	Registro
Corralillo 724	832	828	49.8	HDIL-DAL-RG-SP
Corralillo 724	1913	1566	69.8	XMAC-CN-RG
Corralillo 724	2405	1606	72.8	HDIL-DAL-RG-SP

6.3.8 Trayectoria direccional del pozo Corralillo 724

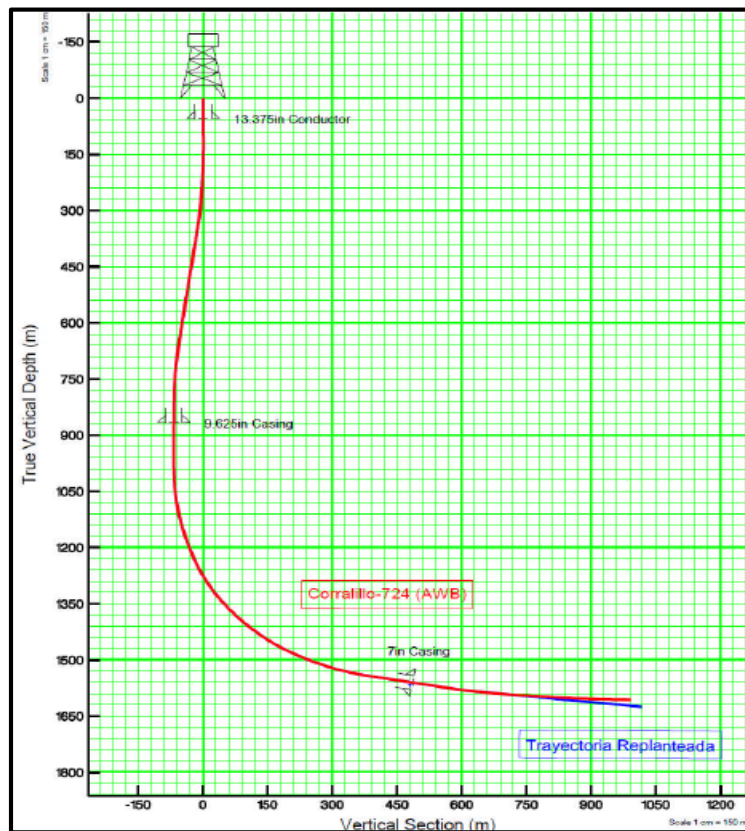


Fig. 6.7 Trayectoria real del pozo Corralillo 724

6.3.9 Conexiones superficiales de control

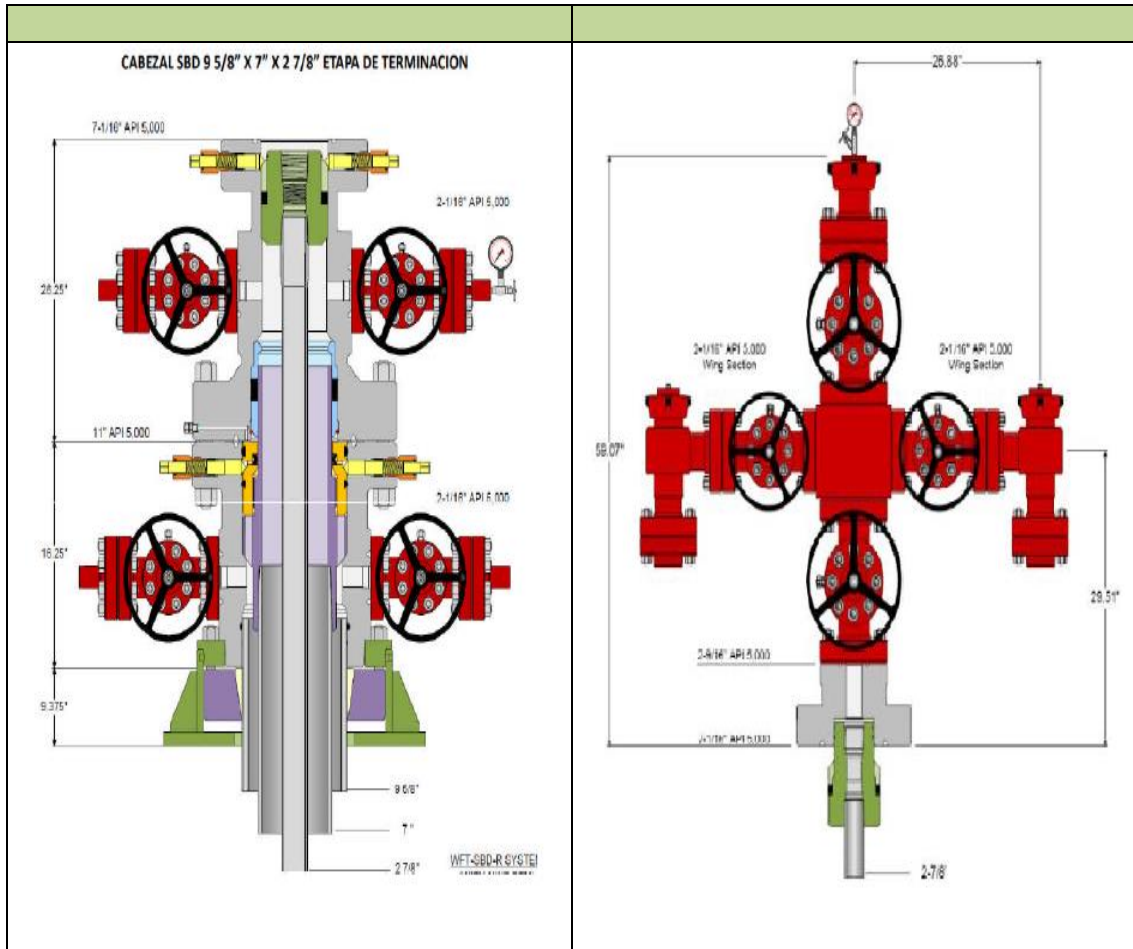


Fig. 6.8 Cabezal (izq.) y medio árbol de producción (der.)

6.3.10 Tipo de Terminación a emplear

En el pozo horizontal Corralillo 724 se llevará a cabo una Terminación No Convencional. La cual consiste en un sistema de Fracturamiento Múltiple de cinco etapas, por medio de la tecnología “FracPoint” compuesta por cinco camisas deslizables y diez empacadores hinchables.

6.3.11 Estado Mecánico del pozo perforado

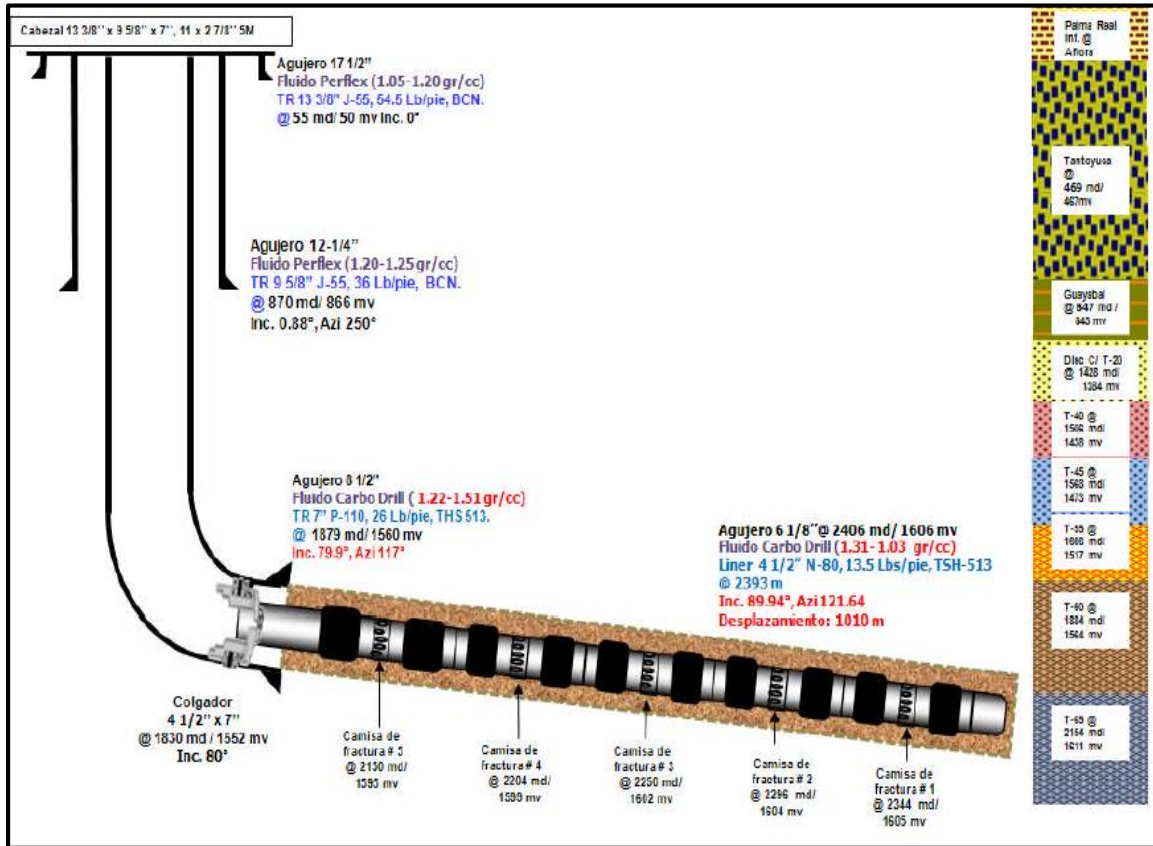


Fig. 6.9 Estado mecánico actual

En el estado mecánico se puede apreciar la colocación y distribución de las camisas de fracturas así como de los empacadores hinchables a lo largo del liner de 4 ½” en la sección horizontal del pozo. Además de las características de cada una de las tuberías de revestimiento empleadas.

6.3.12 Distribución de camisas deslizables

Distribución de camisas de fractura				
N° Camisa	Profundidad MD	Profundidad MV	Diámetro Canica (pg)	ID del asiento de la camisa (pg)
5	2150	1595	2.25	2.015
4	2204	1599	2.00	1.775
3	2250	1602	1.75	1.525
2	2296	1604	1.50	1.275
1	2344	1605	Presión	NA (ID=3.875)

6.3.13 Intervalos de interés

6.3.13.1 Análisis de registros y selección de intervalos

Antes realizar un Fracturamiento Múltiple es necesario identificar los intervalos que se van a tratar, ya que con base en esa información es posible determinar la profundidad a la que se colocarán tanto las camisas deslizables como los empacadores hinchables.

La selección de intervalos se lleva a cabo a partir de la correcta evaluación petrofísica de un set de registros geofísicos tomados en la zona de interés. Para el caso del pozo Corralillo 724, fueron utilizados los siguientes registros, los cuales fueron tomados en dos corridas:

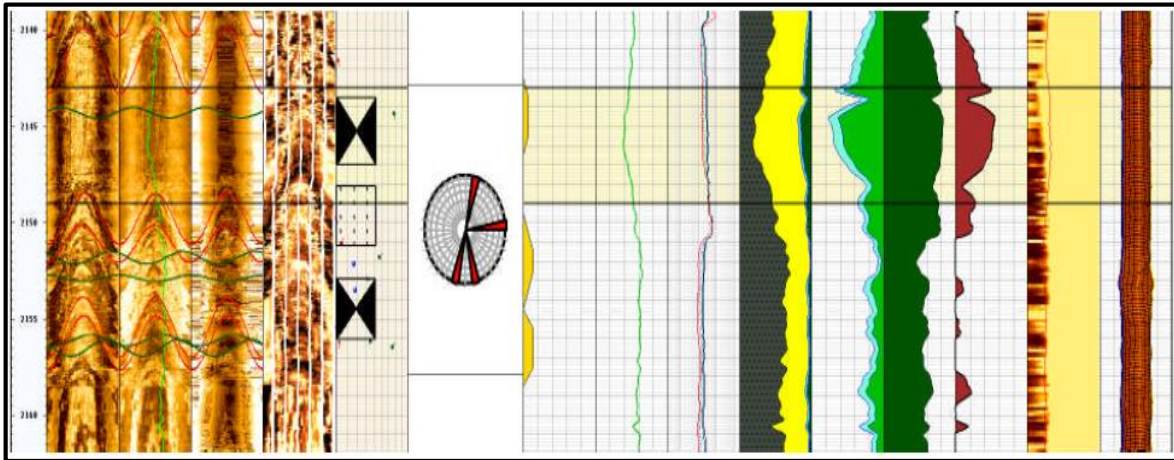
Etapa	Intervalo Registrado (m)		Registro con cable	Observaciones
	De	A		
6 1/8"	1879	2406	<p>Primera Corrida: XMAC- Sónico Dipolar. HDIL- Resistivo de Alta Definición GR – Rayos Gamma. 6CAL- Caliper de 6 brazos. ORIT: Orientación Digital</p> <p>Segunda Corrida: EI – Imagen resistiva CBIL- Imagen Acústica Circunferencial ORIT: Orientación Digital GR – Rayos Gamma. 6CAL- Caliper de 6 brazos</p>	Con PCL (Asistidos por Tubería)

Tabla. 6.4 Registros empleados para la selección de los intervalos

El ajuste de los intervalos, la ubicación y distribución de las camisas deslizables y empacadores hinchables se basó en un inicio en una distribución geométrica, para después ajustar la colocación de las camisas en las zonas con mejores propiedades (porosidad, permeabilidad, etc.) y menor cantidad de microfracturas a fin de evitar las caídas de presión por tortuosidad así como pérdidas de fluidos.

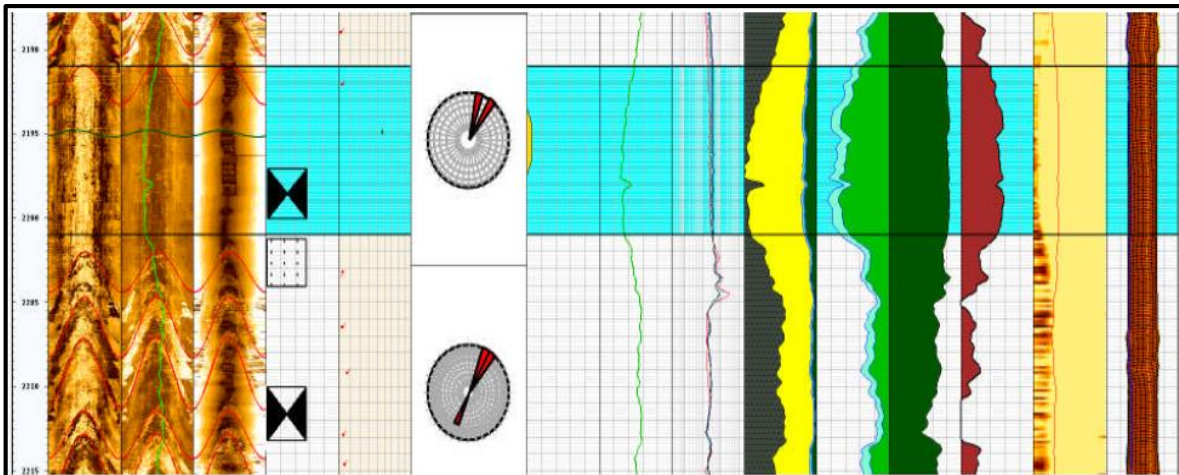
A continuación se presentarán los registros que fueron tomados en cada una de las etapas a fracturar. En ellos se podrán observar y analizar las propiedades de las mismas.

• Sección N° 1: 2147.01 – 2152.95 m



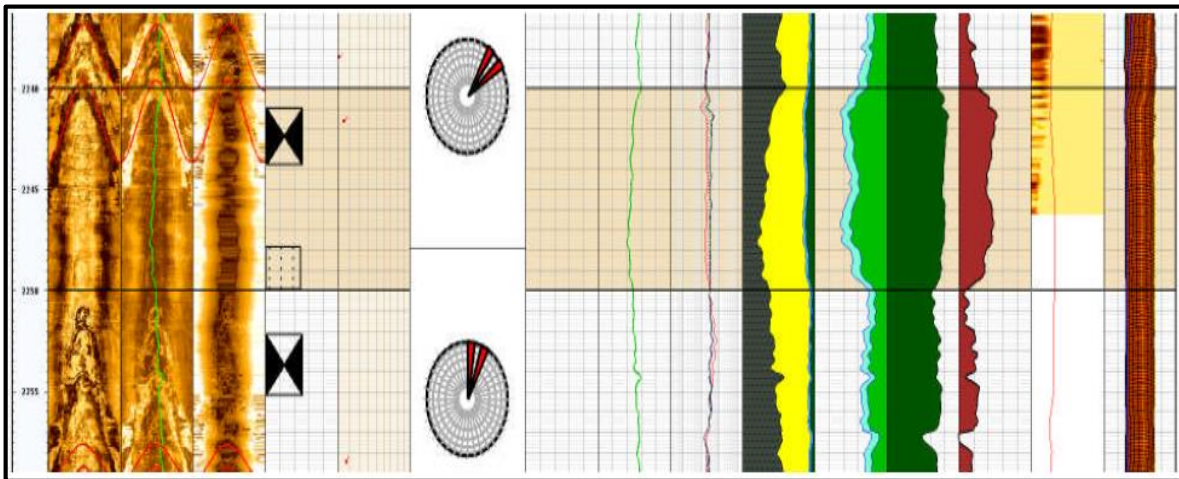
En este procesado correspondiente a la primera sección se puede observar la profundidad a la que fueron colocados los empacadores y la camisa N° 5, además de que se presenta una franja horizontal de color beige en la que se marca el intervalo en el cual las arenas productoras se encuentran limpias, es decir, libre de la presencia de arcillas.

• Sección N° 2: 2203.86 – 2210.10 m



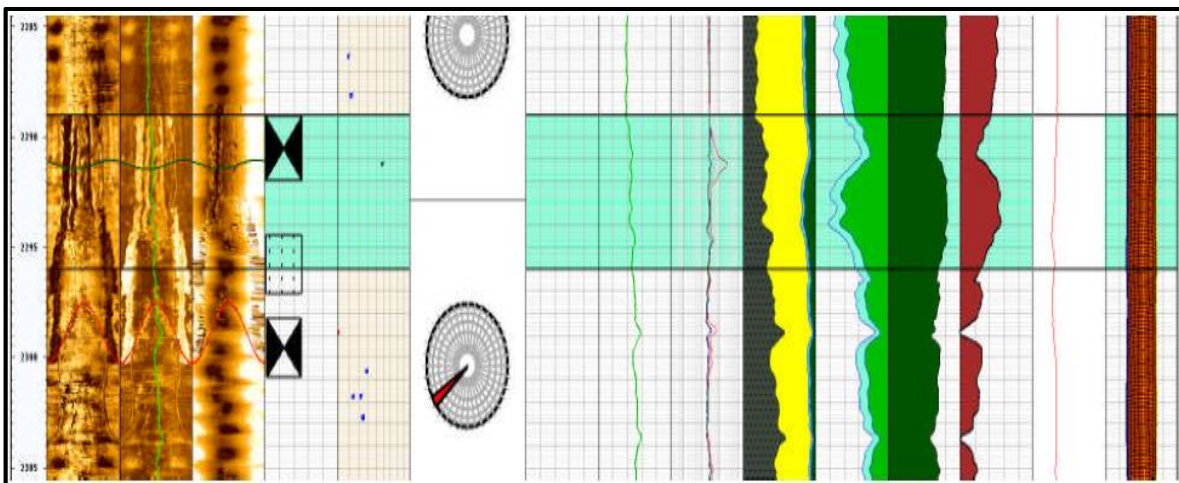
En el procesado de la segunda sección se muestra que la camisa N° 4 se encuentra fuera del intervalo marcado por la franja en color azul, esto debido al ajuste de los empacadores, los cuales fueron colocados en espacios donde el agujero no presentara problemas de construcción. Es por eso que se decidió colocar la camisa lo más cercano posible al intervalo óptimo marcado por la dicha franja.

• Sección N° 3: 2244.55 – 2252.32 m



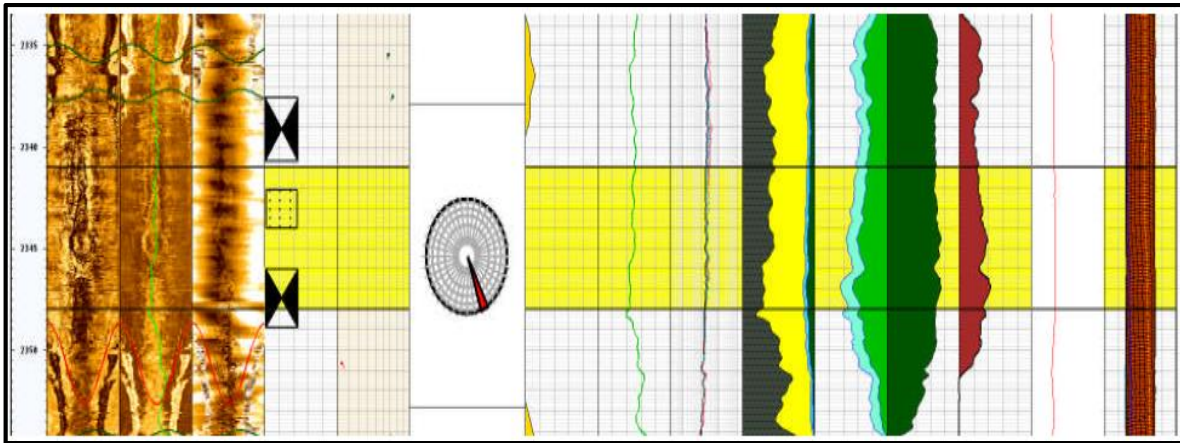
Para la tercera sección se puede observar en el procesado que la colocación de la camisa N° 3 se encuentra dentro del intervalo correspondiente a las arenas limpias tal y como se aprecia en el registro de imagen (izq.) en donde las alteraciones, marcadas por los picos de color rojo, representan la presencia de cuerpos arcillosos.

• Sección N° 4: 2292.71 – 2298.50 m



En la cuarta sección el intervalo de arenas limpias es reducido y dada la colocación del empacador, la camisa N° 2 no se encuentra en su totalidad dentro de dicho intervalo tal y como se muestra en el procesado. Es importante resaltar que en esta sección se tiene un porcentaje de volumen de arcillas menor que otras secciones.

Sección N° 5: 2340.71 – 2346.20 m



Para la última sección la camisa N° 1 se encuentra completamente dentro del intervalo marcado por la franja en color amarillo en donde se puede observar, por medio del registro de Rayos Gamma, que se tiene la presencia de una formación arenosa productora. Por lo que la colocación de la camisa es la idónea para llevar a cabo el fracturamiento.

6.3.13.2 Características de los intervalos seleccionados

Con base en la toma de registros que anteriormente fueron mostrados se obtuvieron las propiedades petrofísicas de cada intervalo, las cuales son mostradas a continuación

N°	Intervalo		Formación	Porosidad promedio	Permeabilidad promedio	Saturación de agua promedio	Volumen de arcilla promedio
	De	A					
1	2147.01	2152.95	T-65	6.94 %	0.60 mD	32.73 %	48.79 %
2	2203.86	2210.10	T-65	6.53 %	0.344 mD	40.36 %	53.49 %
3	2244.55	2252.32	T-65	10.73 %	1.69 mD	34.15 %	34.44 %
4	2292.71	2298.50	T-65	11.97 %	4.69 mD	32.81 %	41.42 %
5	2340.71	2346.20	T-65	10.63 %	0.833 mD	45.06 %	44.48 %

6.3.14 Tipo de Fracturamiento

Para el pozo Corralillo 724 se realizará: **Fracturamiento de Múltiples Etapas mediante el uso de camisas deslizables de apertura por canica y empacadores hinchables reactivos a fluidos.**

6.3.15 Esquema de conexión superficial para fracturamiento

Durante un fracturamiento hidráulico se emplean elevados gastos y presiones de bombeo que pudieran ocasionar daños en las conexiones superficiales de control alterando por completo la operación. Para evitar este tipo de problemas, es necesario diseñar un arreglo que sea capaz de soportar los altos gastos y presiones. Para este caso, el arreglo es el siguiente:

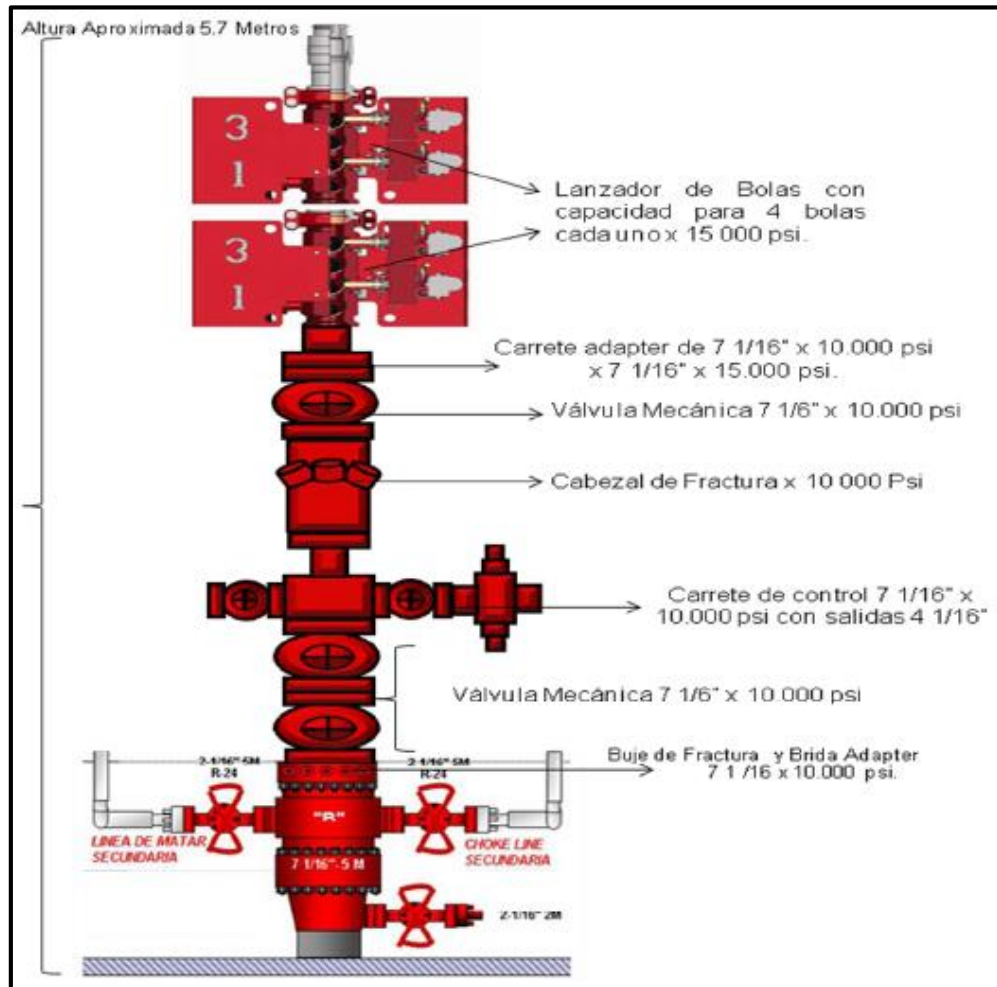


Fig. 6.10 Arreglo de conexiones superficiales para el Fracturamiento del pozo Corralillo 724

6.3.16 Diseño del Fracturamiento Multietapas

6.3.16.1 Consideraciones de diseño

Antes de realizar una fractura es importante evaluar todos los parámetros que ésta conlleva, como: El comportamiento de la fractura a lo largo de la operación, aspectos geomecánicos de la formación, el tipo de fluido fracturante y apuntalante así como los gastos y presiones a los que serán bombeados

Para el pozo Corralillo 724, la simulación de las geometrías de fracturas para cada una de las cinco etapas se ejecutará por medio del Software “Meyer” en el módulo de diseño de redes de fracturas discretas MShale. La elección de este módulo se basa en que se trata de un pozo horizontal donde se realizarán fracturas transversales, las cuales intersectarán en diferentes ángulos a las fracturas naturales ya presentes en los intervalos de interés.

Para el diseño de las diferentes etapas se consideró que la orientación del pozo sea paralelo al esfuerzo mínimo principal, permitiendo:

- Estimar para cada etapa de fracturamiento una red de fracturas múltiples, con una orientación tangencial a la trayectoria del pozo

La definición de los parámetros geomecánicos de la formación es un factor relevante a la hora de simular las fracturas. En este caso, para determinar dichos parámetros se utilizó información procedente de los registros eléctricos de los pozos de correlación, pero más en específico del pozo Corralillo 649, por ser el pozo vecino más cercano a la trayectoria del pozo Corralillo 724 tal y como se puede ver en la fig. 6.6.

A continuación se mostrarán los diseños pertinentes que se realizaron para las cinco etapas de fractura, en donde se consideró lo siguiente:

Para las etapas 1, 2 y 3: Se consideró el uso de un fluido base agua de baja carga polimérica, con la finalidad de prevenir cualquier arenamiento prematuro que afecte la terminación del pozo, y contrarrestar el crecimiento vertical de las fracturas, para así evitar que exista un posible contacto de agua registrado en la formación T-70.

Con base en lo anterior la Fractura N° 1 se llevará a cabo a un gasto de 30 BPM mientras que las Fracturas 2 y 3 serán a un gasto de 50 BPM.

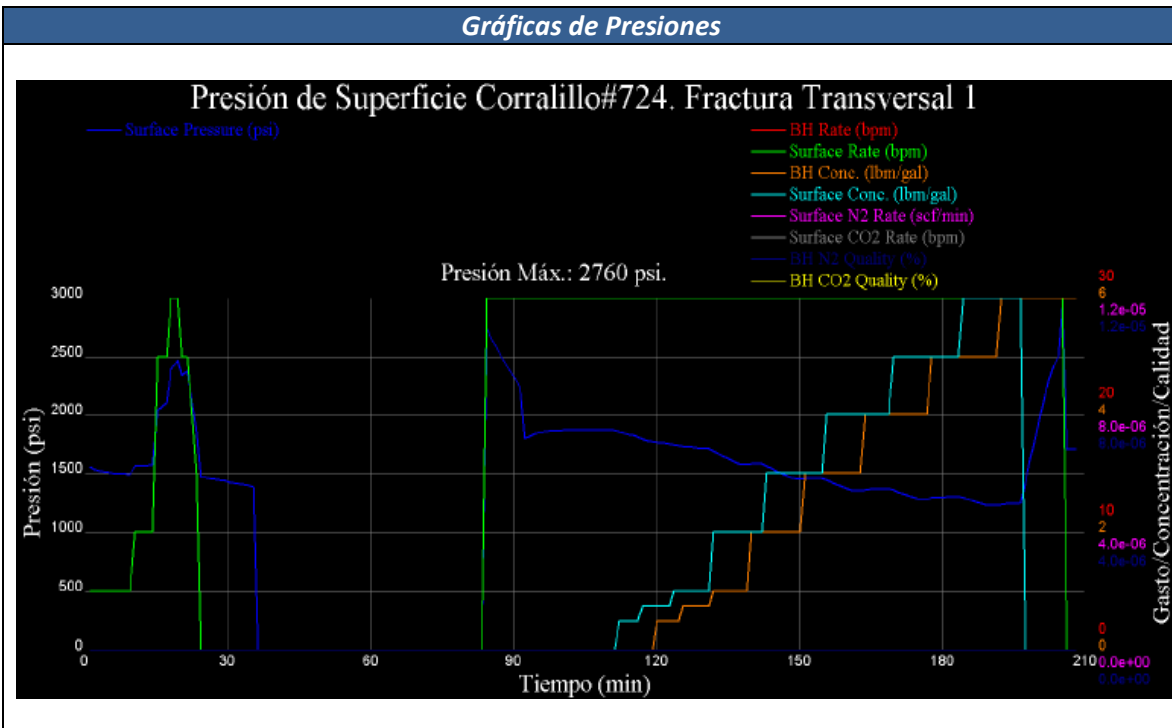
Para las etapas 4 y 5: Se plantea el uso de un sistema viscoelástico libre de polímero. Las características de dicho fluido es la creación de fracturas de grandes dimensiones (por la baja presión neta que se genera de la baja fricción y viscosidad del fluido empleado) y la nula generación de residuos sólidos en el empaque, lo cual origina que las fracturas además de ser de una dimensión considerable sean altamente conductivas. El gasto, al igual que en las Fracturas 2 y 3 es de 50 BMP.

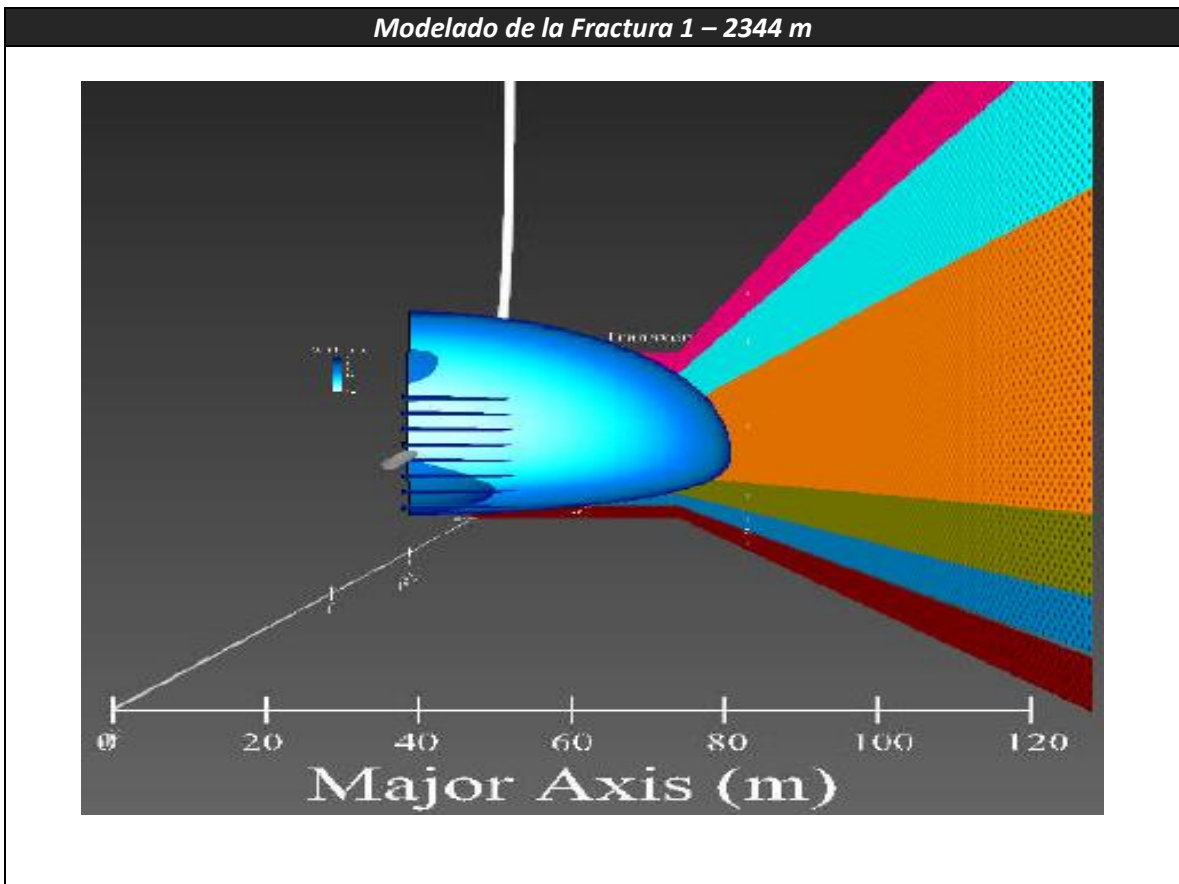
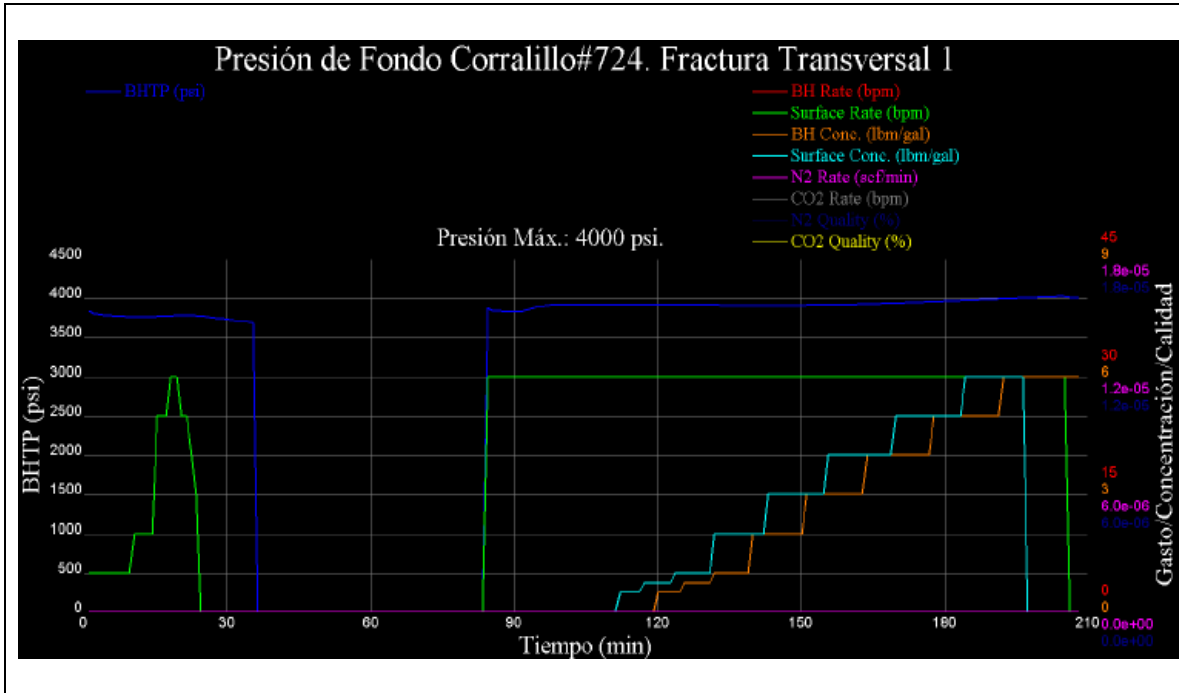
6.3.16.2 Fractura N° 1

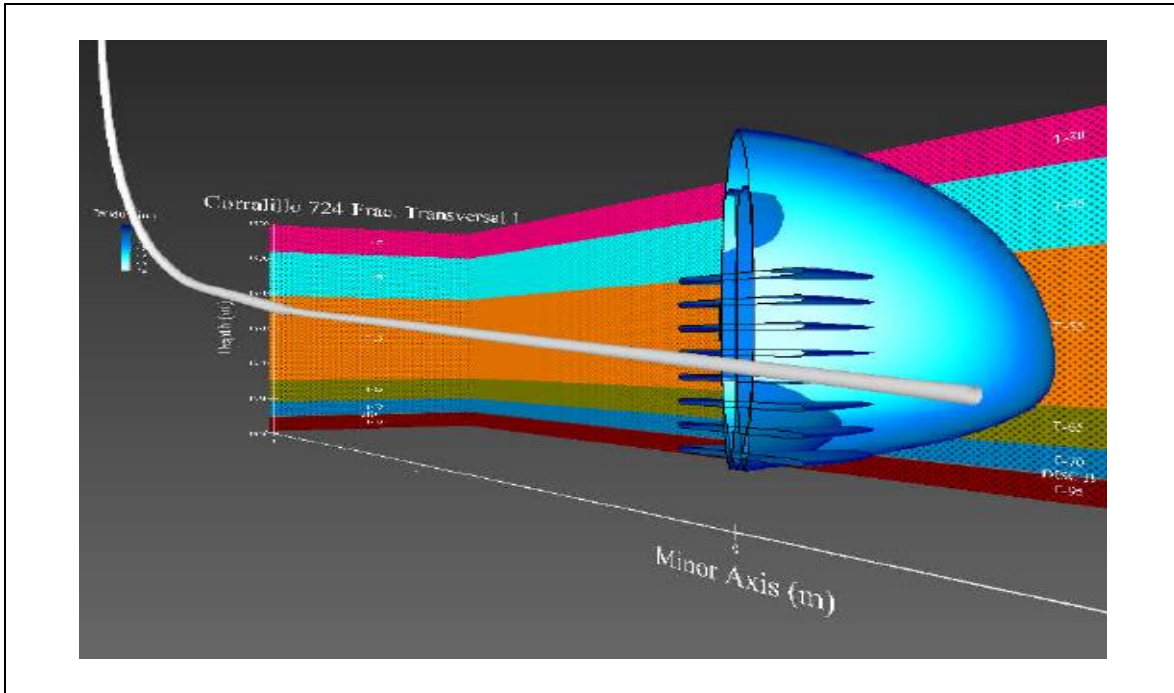
Parámetros utilizados en la simulación	
Tipo de Fluido	Base agua de baja carga polimérica y reticulado con Borato.
Gasto	30 bpm
Tipo de Apuntalante	Sintético, cerámico, tipo Econoprop, malla 20-40
Material anti pérdida	4,000 libras de arena cuarcítica
Volumen de Apuntalante	300,000 libras (3000 sacos)
Porcentaje de Colchón	27.2%
Total de Fluido Limpio	157,532 gals. (3750 bls.)
Concentración de Apuntalante	0.5 - 6 ppa
Agente Antirretorno de Apuntalante	15% Flex Sand (Sólo en la última etapa)
Control de Parafina y Asfaltenos	Parasorb- Asphalsorb al 0.4%
Tipo de Diseño	Escalonado
Potencia Requerida	2140 hp

Geometría de la Fractura 1	Dimensiones
Longitud Horizontal Apuntalada	158 m
Longitud Vertical Apuntalada	106 m
Ancho Apuntalado Promedio	0.14 in
Concentración Areal Promedio	1.17 lb/pie ²
Conductividad	1979 mD – pie
FCD	1.81

Gráficas de Presiones







Uno de los objetivos principales del Diseño de una fractura es la realización de una **cédula de bombeo**, en ésta se detalla de una manera clara y concisa todos los parámetros requeridos para lograr la geometría de la fractura diseñada. Entre los parámetros que se manejan en dicha cédula se encuentran: Gasto, tipo de fluido y apuntalante, tipo de etapa, concentración de apuntalante, tiempo, etc.

Cédula de bombeo de la Fractura 1

N° de Etapa	Gasto (bpm)	Volumen por etapa (U.S. gal)	Tiempo Acumulado (min)	Tipo de Etapa	Tipo de Fluido	Tipo de Apuntalante	Conc. Prop. (lbm/gal)	Apuntalante por etapa (lbs)
1	5	2000	9.52381	Pre Colchón	LINR		0	0
2	10	2000	14.2857	Pre Colchón	LINR		0	0
3	25	3000	17.1429	Pre Colchón	LINR		0	0
4	30	3000	19.5238	Pre Colchón	LINR		0	0
5	25	2000	21.4286	Pre Colchón	LINR		0	0
6	20	1000	22.619	Pre Colchón	LINR		0	0
7	15	500	23.4127	Pre Colchón	LINR		0	0

8	0	0	83.4127	Análisis	LINR		0	0
9	30	35000	107.222	Colchón	BJL2	Material AntiPérdida. Arena Cuarcítica	0.5 a 1	4000
10	30	6000	112.09	Apuntal.	BJL2	Apunt. Resit. 8000psi. Malla 20/40	0.5	3000
11	30	8000	118.65	Apuntal.	BJL2	Apunt. Resit. 8000psi. Malla 20/40	0.75	6000
12	30	10000	126.939	Apuntal.	BJL2	Apunt. Resit. 8000psi. Malla 20/40	1	10000
13	30	13000	138.172	Apuntal.	BJL2	Apunt. Resit. 8000psi. Malla 20/40	2	26000
14	30	14000	138.172	Apuntal.	BJL2	Apunt. Resit. 8000psi. Malla 20/40	3	42000
15	30	15000	164.781	Apuntal.	BJL2	Apunt. Resit. 8000psi. Malla 20/40	4	60000
16	30	15000	179.327	Apuntal.	BJL2	Apunt. Resit. 8000psi. Malla 20/40	5	75000
17	30	13000	192.392	Apuntal.	BJL2	Apunt. Resit. 8000psi. Malla 20/40	6	78000
18	30	11072	201.226	Desplaz.	LINR			

***NOTA:**

LINR: Gel lineal base agua de 14 a 16 cp de viscosidad.

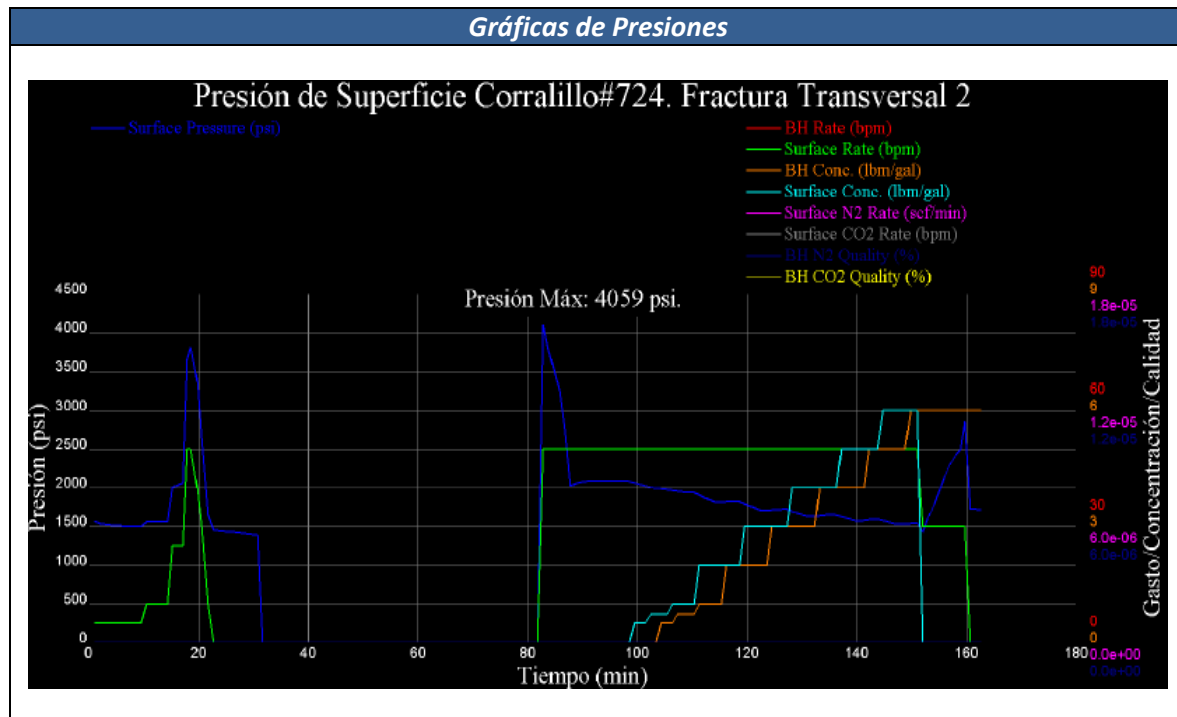
BJL2: Fluido base agua de baja carga polimérica y reticulado con borato

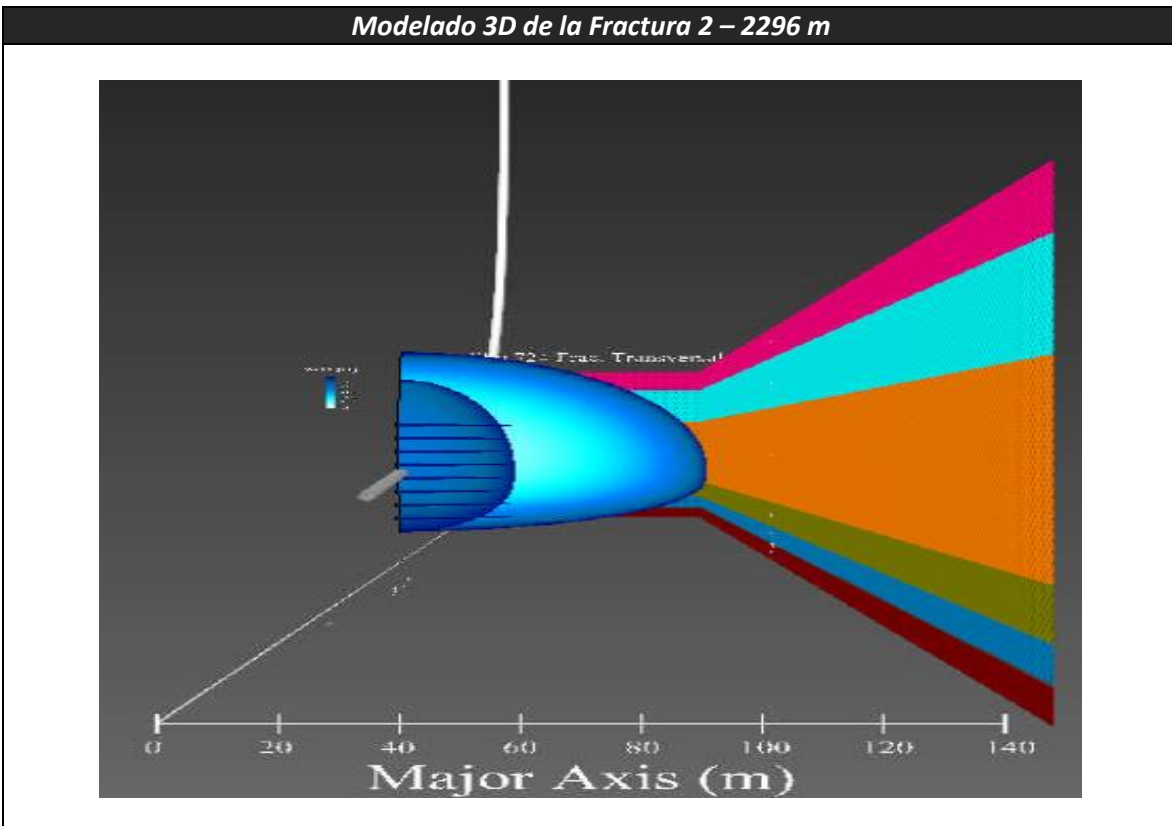
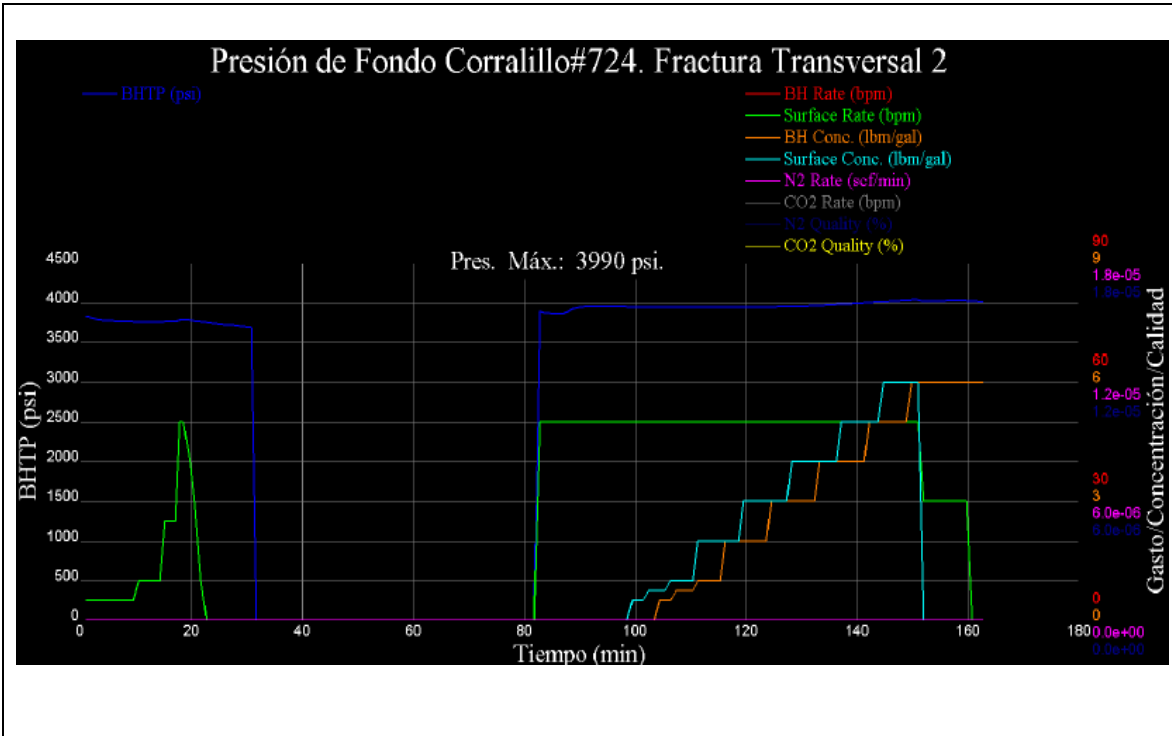
6.3.16.3 Fractura N° 2

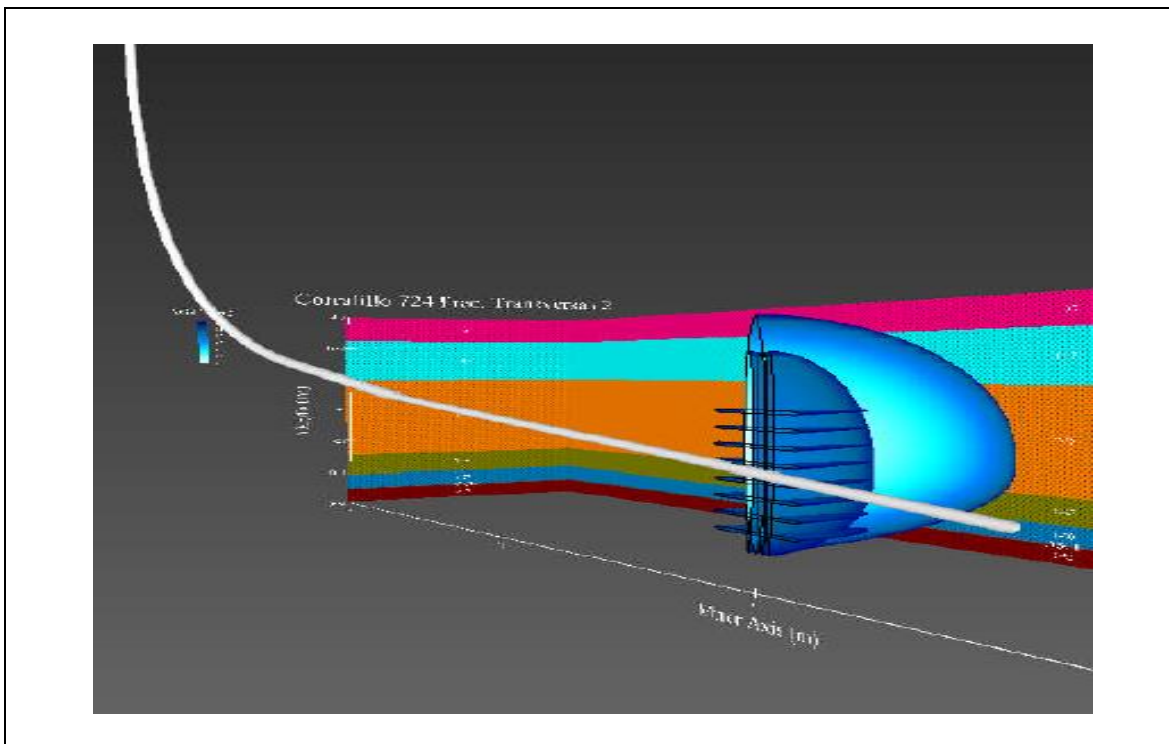
Parámetros utilizados en la simulación	
Tipo de Fluido	Base agua de baja carga polimérica y reticulado con Borato.
Gasto	50 bpm y 30 bpm desplazamiento
Tipo de Apuntalante	Sintético, cerámico, tipo Econoprop, malla 20-40
Material anti pérdida	4,000 libras de arena cuarcítica
Volumen de Apuntalante	300,000 libras (3000 sacos)
Porcentaje de Colchón	26.5%
Total de Fluido Limpio	156,459 gals. (3725 bls.)
Concentración de Apuntalante	0.5 - 6 ppa
Agente Antirretorno de Apuntalante	15% Flex Sand (Sólo en la última etapa)
Control de Parafina y Asfaltenos	Parasorb- Asphalsorb al 0.4%
Tipo de Diseño	Escalonado
Potencia Requerida	5019 hp

Geometría de la Fractura 1	Dimensiones
Longitud Horizontal Apuntalada	180 m
Longitud Vertical Apuntalada	110 m
Ancho Apuntalado Promedio	0.15 in
Concentración Areal Promedio	1.17 lb/pie ²
Conductividad	1979 mD – pie
FCD	2.08

Gráficas de Presiones







Cédula de bombeo de la Fractura 2

N° de Etapa	Gasto (bpm)	Volumen por etapa (U.S. gal)	Tiempo Acumulado (min)	Tipo de Etapa	Tipo de Fluido	Tipo de Apuntalante	Conc. Prop. (lbm/gal)	Apuntalante por etapa (lbs)
1	5	2000	9.52381	Pre Colchón	LINR		0	0
2	10	2000	14.2857	Pre Colchón	LINR		0	0
3	25	3000	17.1429	Pre Colchón	LINR		0	0
4	50	3000	18.3333	Pre Colchón	LINR		0	0
5	40	2000	19.3915	Pre Colchón	LINR		0	0
6	30	1000	20.1852	Pre Colchón	LINR		0	0
7	10	500	20.9788	Pre Colchón	LINR		0	0
8	0	0	80.9788	Análisis	LINR		0	0
9	50	35000	92.8836	Colchón	BJL2	Material AntiPérdida. Arena Cuarcítica	0.5 a 1	4000

10	50	6000	95.3174	Apuntal.	BJL2	Apunt. Resit. 8000psi. Malla 20/40	0.5	3000
11	50	8000	98.5977	Apuntal.	BJL2	Apunt. Resit. 8000psi. Malla 20/40	0.75	6000
12	50	10000	102.742	Apuntal.	BJL2	Apunt. Resit. 8000psi. Malla 20/40	1	10000
13	50	16000	108.359	Apuntal.	BJL2	Apunt. Resit. 8000psi. Malla 20/40	2	26000
14	50	16000	114.654	Apuntal.	BJL2	Apunt. Resit. 8000psi. Malla 20/40	3	42000
15	50	16000	121.663	Apuntal.	BJL2	Apunt. Resit. 8000psi. Malla 20/40	4	60000
16	50	13000	128.936	Apuntal.	BJL2	Apunt. Resit. 8000psi. Malla 20/40	5	75000
17	50	12000	135.469	Apuntal.	BJL2	Apunt. Resit. 8000psi. Malla 20/40	6	78000
18	30	10969	144.199	Desplaz.	LINR			0

***NOTA:**

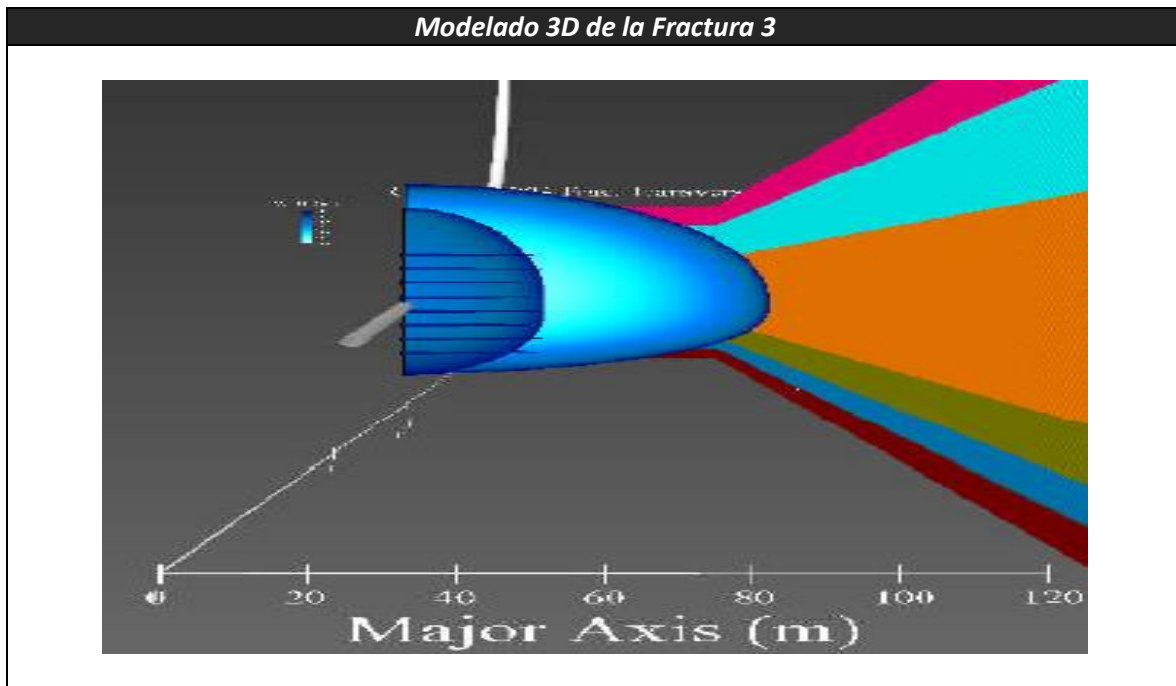
LINR: Gel lineal base agua de 14 a 16 cp de viscosidad.

BJL2: Fluido base agua de baja carga polimérica y reticulado con borato

6.3.16.4 Fractura N° 3

Parámetros utilizados en la simulación	
Tipo de Fluido	Base agua de baja carga polimérica y reticulado con Borato.
Gasto	50 bpm y 30 bpm desplazamiento
Tipo de Apuntalante	Sintético, cerámico, tipo Econoprop, malla 20-40
Material anti pérdida	4,000 libras de arena cuarcítica
Volumen de Apuntalante	300,000 libras (3000 sacos)
Porcentaje de Colchón	26.5%
Total de Fluido Limpio	156,370 gals. (3723 bls.)
Concentración de Apuntalante	0.5 - 6 ppa
Agente Antirretorno de Apuntalante	15% Flex Sand (Sólo en la última etapa)
Control de Parafina y Asfaltenos	Parasorb- Asphalsorb al 0.4%
Tipo de Diseño	Escalonado
Potencia Requerida	4824 hp

Geometría de la Fractura 3	Dimensiones
Longitud Horizontal Apuntalada	180 m
Longitud Vertical Apuntalada	110 m
Ancho Apuntalado Promedio	0.15 in
Concentración Areal Promedio	1.17 lb/pie ²
Conductividad	1979 mD – pie
FCD	2.08



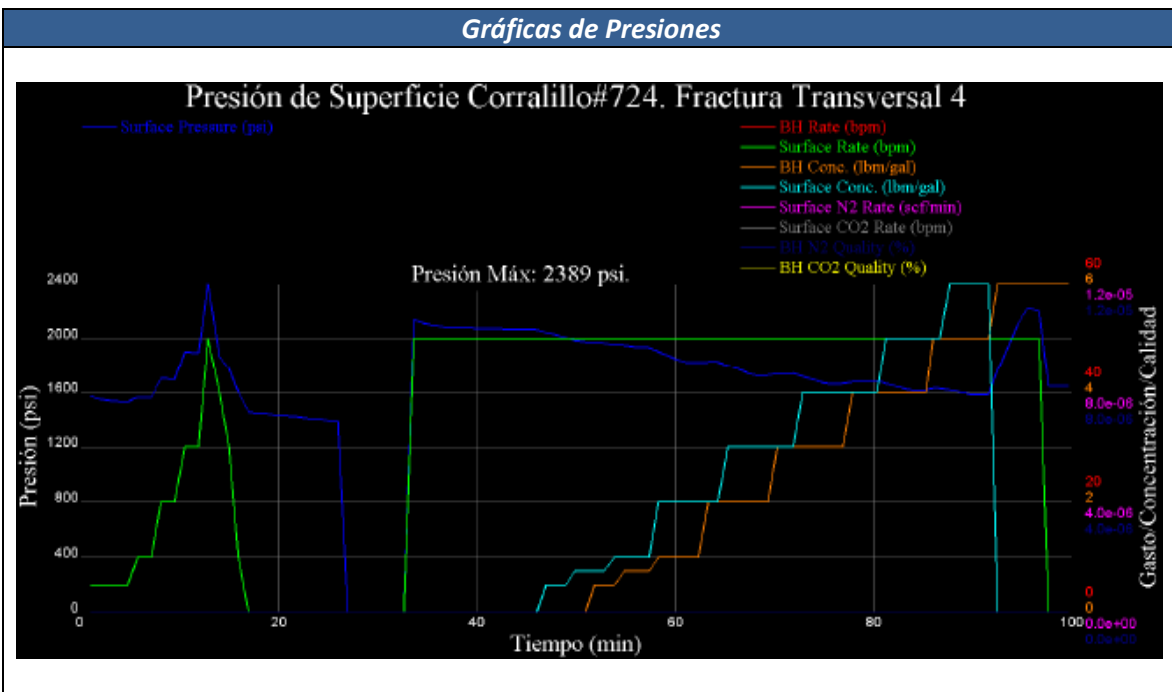
Cédula de bombeo de la Fractura 3

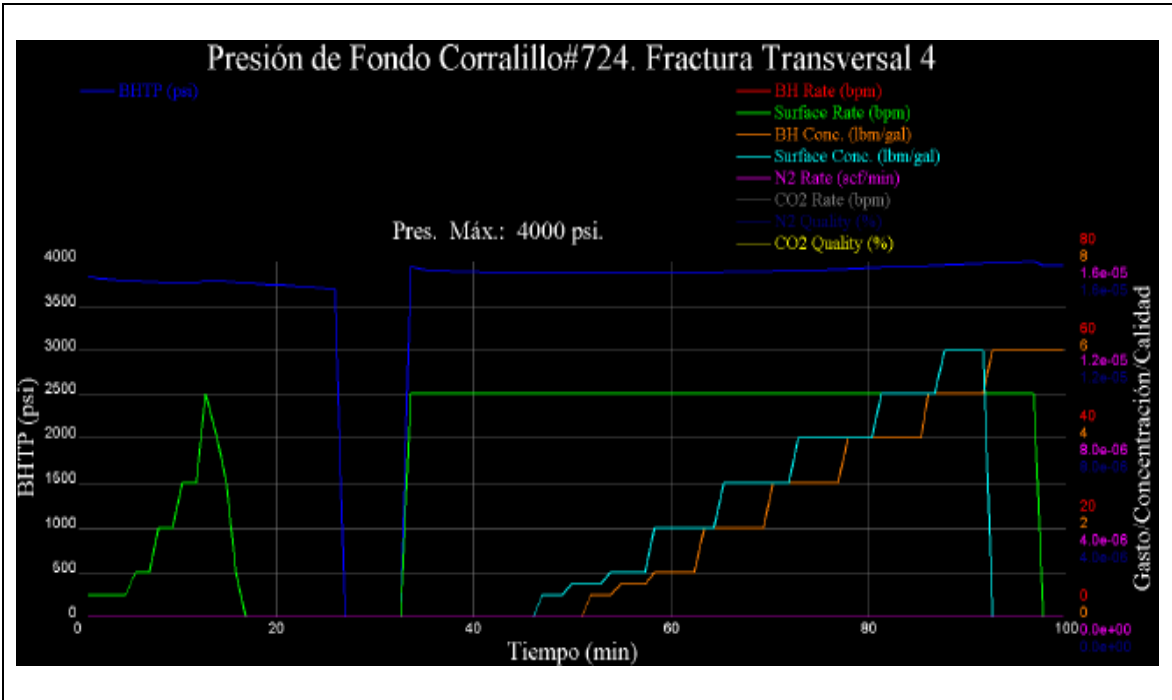
N° de Etapa	Gasto (bpm)	Volumen por etapa (U.S. gal)	Tiempo Acumulado (min)	Tipo de Etapa	Tipo de Fluido	Tipo de Apuntalante	Conc. Prop. (lbm/gal)	Apuntalante por etapa (lbs)
1	5	2000	9.52381	Pre Colchón	LINR		0	0
2	10	2000	14.2857	Pre Colchón	LINR		0	0
3	25	3000	17.1429	Pre Colchón	LINR		0	0
4	50	3000	18.3333	Pre Colchón	LINR		0	0
5	40	2000	19.3915	Pre Colchón	LINR		0	0
6	30	1000	20.1852	Pre Colchón	LINR		0	0
7	10	500	20.9788	Pre Colchón	LINR		0	0
8	0	0	80.9788	Análisis	LINR		0	0
9	50	35000	92.8836	Colchón	BJL2	AntiPérdida. Arena Cuarcitica	0.5 a 1	4000
10	50	6000	95.3174	Apuntal .	BJL2	Apunt. Resit. 8000psi. Malla 20/40	0.5	3000
11	50	8000	98.5977	Apuntal .	BJL2	Apunt. Resit. 8000psi. Malla 20/40	0.75	6000
12	50	10000	102.742	Apuntal .	BJL2	Apunt. Resit. 8000psi. Malla 20/40	1	10000
13	50	16000	108.359	Apuntal .	BJL2	Apunt. Resit. 8000psi. Malla 20/40	2	26000
14	50	16000	114.654	Apuntal .	BJL2	Apunt. Resit. 8000psi. Malla 20/40	3	42000
15	50	16000	121.663	Apuntal .	BJL2	Apunt. Resit. 8000psi. Malla 20/40	4	60000
16	50	13000	128.936	Apuntal .	BJL2	Apunt. Resit. 8000psi. Malla 20/40	5	75000
17	50	12000	135.469	Apuntal .	BJL2	Apunt. Resit. 8000psi. Malla 20/40	6	78000
18	30	10870	144.199	Desplaz.	BJL2			0

6.3.16.5 Fractura N° 4

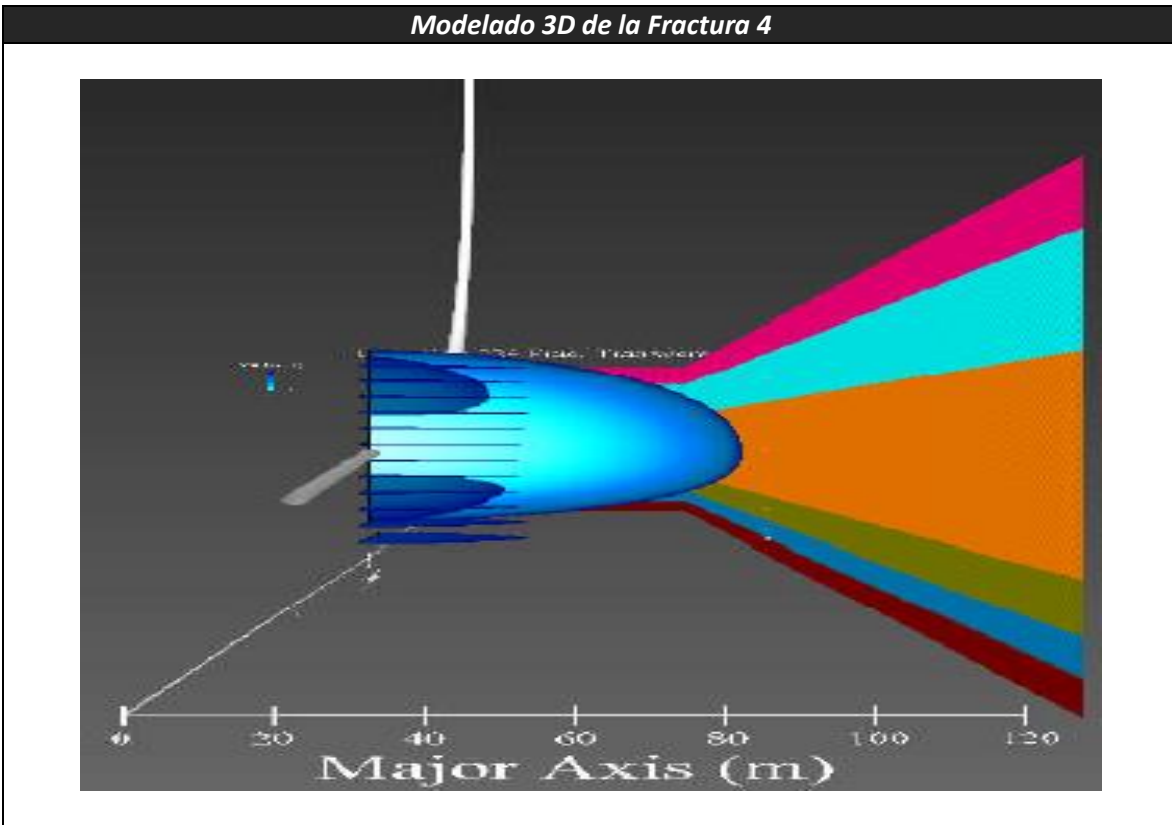
Parámetros utilizados en la simulación	
Tipo de Fluido	Base agua libre de polímero. Fluido Viscoelástico.
Gasto	50 bpm
Tipo de Apuntalante	Sintético, cerámico, tipo Econoprop, mallas 30-50 y 20-40
Material anti pérdida	4,000 libras de arena cuarcítica
Volumen de Apuntalante	18,000 libras (180 sacos) y 232,000 libras (2320 sacos) respectivamente
Porcentaje de Colchón	27.9%
Total de Fluido Limpio	135,871 gals. (3235 bls.)
Concentración de Apuntalante	0.5 - 6 ppa
Agente Antirretorno de Apuntalante	15% Flex Sand (Sólo en la última etapa)
Control de Parafina y Asfaltenos	Parasorb- Asphalsorb al 0.4%
Tipo de Diseño	Escalonado
Potencia Requerida	2938 hp

Geometría de la Fractura 3	Dimensiones
Longitud Horizontal Apuntalada	178 m
Longitud Vertical Apuntalada	107 m
Ancho Apuntalado Promedio	0.13 in
Concentración Areal Promedio	0.13 lb/pie ²
Conductividad	1172 mD – pie
FCD	1.7





Modelado 3D de la Fractura 4



Cédula de bombeo de la Fractura 4

N° de Etapa	Gasto (bpm)	Volumen por etapa (U.S. gal)	Tiempo Acumulado (min)	Tipo de Etapa	Tipo de Fluido	Tipo de Apuntalante	Conc. Prop. (lbm/gal)	Apuntalante por etapa (lbs)
1	5	1000	4.7619	Pre Colchón	B133		0	0
2	10	1000	7.14286	Pre Colchón	B133		0	0
3	20	2000	9.52381	Pre Colchón	B133		0	0
4	30	3000	10.9524	Pre Colchón	B133		0	0
5	50	2000	11.746	Pre Colchón	B133		0	0
6	40	2000	12.6984	Pre Colchón	B133		0	0
7	30	1200	13.6508	Pre Colchón	B133		0	0
8	10	400	14.6032	Pre Colchón	B133		0	0
9	0	0	74.6032	Análisis	B133		0	0
10	50	28000	85.7143	Apuntal .	B133	AntiPérdida. Arena Cuarcítica	0.5 a 1	0
11	50	6000	88.1481	Apuntal .	B133	Apunt. Resit. 8000psi. Malla 30/50	0.5	3000
12	50	8000	91.4283	Apuntal .	B133	Apunt. Resit. 8000psi. Malla 30/50	0.75	6000
13	50	9000	95.1583	Apuntal .	B133	Apunt. Resit. 8000psi. Malla 30/50	1	9000
14	50	13500	100.343	Apuntal .	B133	Apunt. Resit. 8000psi. Malla 20/40	2	27000
15	50	14000	107.088	Apuntal .	B133	Apunt. Resit. 8000psi. Malla 20/40	3	42000
16	50	15000	114.564	Apuntal .	B133	Apunt. Resit. 8000psi. Malla 20/40	4	60000
17	50	11000	122.322	Apuntal .	B133	Apunt. Resit. 8000psi. Malla 20/40	5	55000

18	50	8000	129.357	Desplaz.	B133	Apunt. Resit. 8000psi. Malla 20/40	6	48000
19	50	10771	133.635		B133			0

***NOTA:**

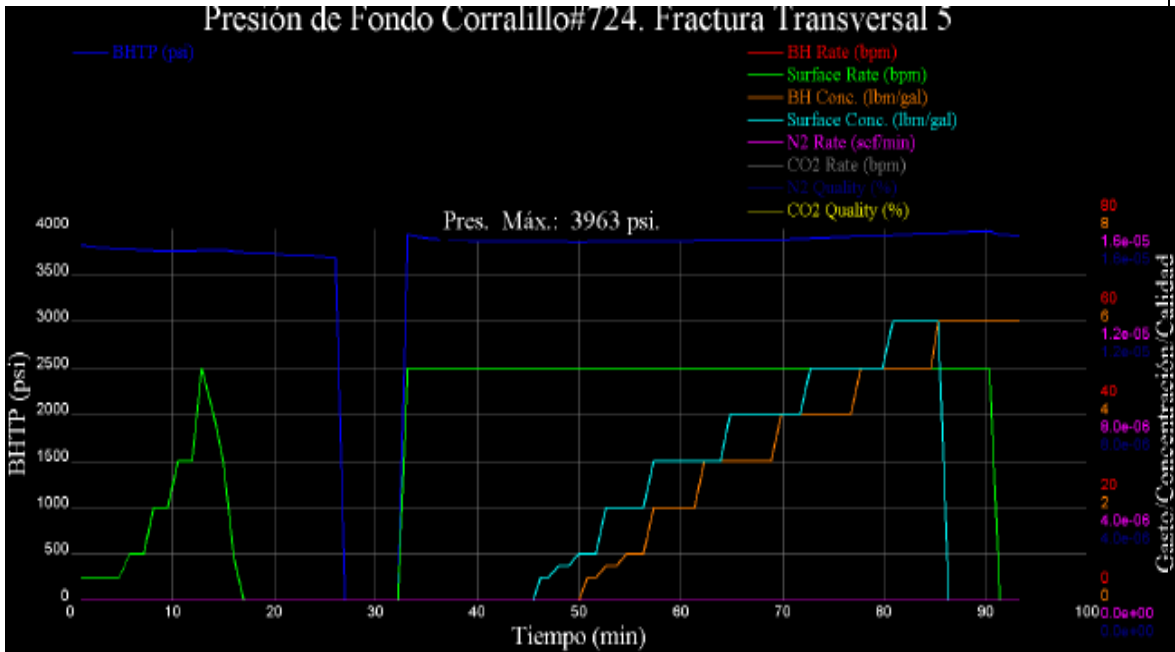
B133: Fluido Viscoelástico libre de polímero.

6.3.16.6 Fractura N° 5

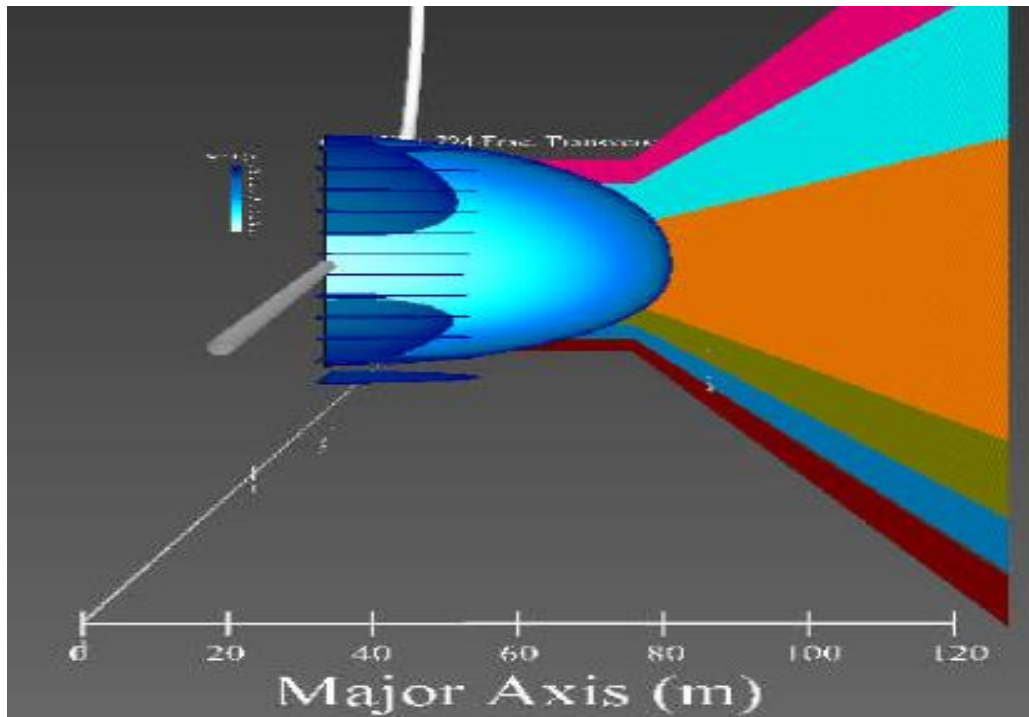
Parámetros utilizados en la simulación	
Tipo de Fluido	Base agua libre de polímero. Fluido Viscoelástico.
Gasto	50 bpm
Tipo de Apuntalante	Sintético, cerámico, tipo Econoprop, mallas 30-50 y 20-40
Material anti pérdida	4,000 libras de arena cuarcítica
Volumen de Apuntalante	10,000 libras (100 sacos) y 240,000 libras (240 sacos) respectivamente
Porcentaje de Colchón	27.9%
Total de Fluido Limpio	123,750 gals. (2946 bls.)
Concentración de Apuntalante	0.5 - 6 ppa
Agente Antirretorno de Apuntalante	15% Flex Sand (Sólo en la última etapa)
Control de Parafina y Asfaltenos	Parasorb- Asphalsorb al 0.4%
Tipo de Diseño	Escalonado
Potencia Requerida	2790 hp

Geometría de la Fractura 3	Dimensiones
Longitud Horizontal Apuntalada	194 m
Longitud Vertical Apuntalada	107 m
Ancho Apuntalado Promedio	0.12 in
Concentración Areal Promedio	0.85 lb/pie ²
Conductividad	1034 mD – pie
FCD	1.44

Gráficas de Presiones



Modelado 3D de la Fractura 5



Cédula de bombeo de la Fractura 5

N° de Etapa	Gasto (bpm)	Volumen por etapa (U.S. gal)	Tiempo Acumulado (min)	Tipo de Etapa	Tipo de Fluido	Tipo de Apuntalante	Conc. Prop. (lbm/gal)	Apuntalante por etapa (lbs)
1	5	1000	4.7619	Pre Colchón	B133		0	0
2	10	1000	7.14286	Pre Colchón	B133		0	0
3	20	2000	9.52381	Pre Colchón	B133		0	0
4	30	3000	10.9524	Pre Colchón	B133		0	0
5	50	2000	11.746	Pre Colchón	B133		0	0
6	40	2000	12.6984	Pre Colchón	B133		0	0
7	30	1200	13.6508	Pre Colchón	B133		0	0
8	10	400	14.6032	Pre Colchón	B133		0	0
9	0	0	74.6032	Análisis	B133		0	0
10	50	28000	85.7143	Apuntal .	B133	AntiPérdida. Arena Cuarcítica	0.5 a 1	0
11	50	3000	88.1481	Apuntal .	B133	Apunt. Resit. 8000psi. Malla 30/50	0.5	1500
12	50	4000	91.4283	Apuntal .	B133	Apunt. Resit. 8000psi. Malla 30/50	0.75	3000
13	50	5500	95.1583	Apuntal .	B133	Apunt. Resit. 8000psi. Malla 30/50	1	5500
14	50	9000	100.343	Apuntal .	B133	Apunt. Resit. 8000psi. Malla 20/40	2	18000
15	50	14000	107.088	Apuntal .	B133	Apunt. Resit. 8000psi. Malla 20/40	3	42000
16	50	14000	114.564	Apuntal .	B133	Apunt. Resit. 8000psi. Malla 20/40	4	56000
17	50	14000	122.322	Apuntal .	B133	Apunt. Resit. 8000psi. Malla 20/40	5	70000
18	50	9000	129.357	Desplaz.	B133	Apunt. Resit.	6	54000

19	50	10650	133.635	B133	0
----	----	-------	---------	------	---

***NOTA:**

B133: Fluido Viscoelástico libre de polímero.

6.3.17 Estado Mecánico Programado del Pozo Corralillo 724

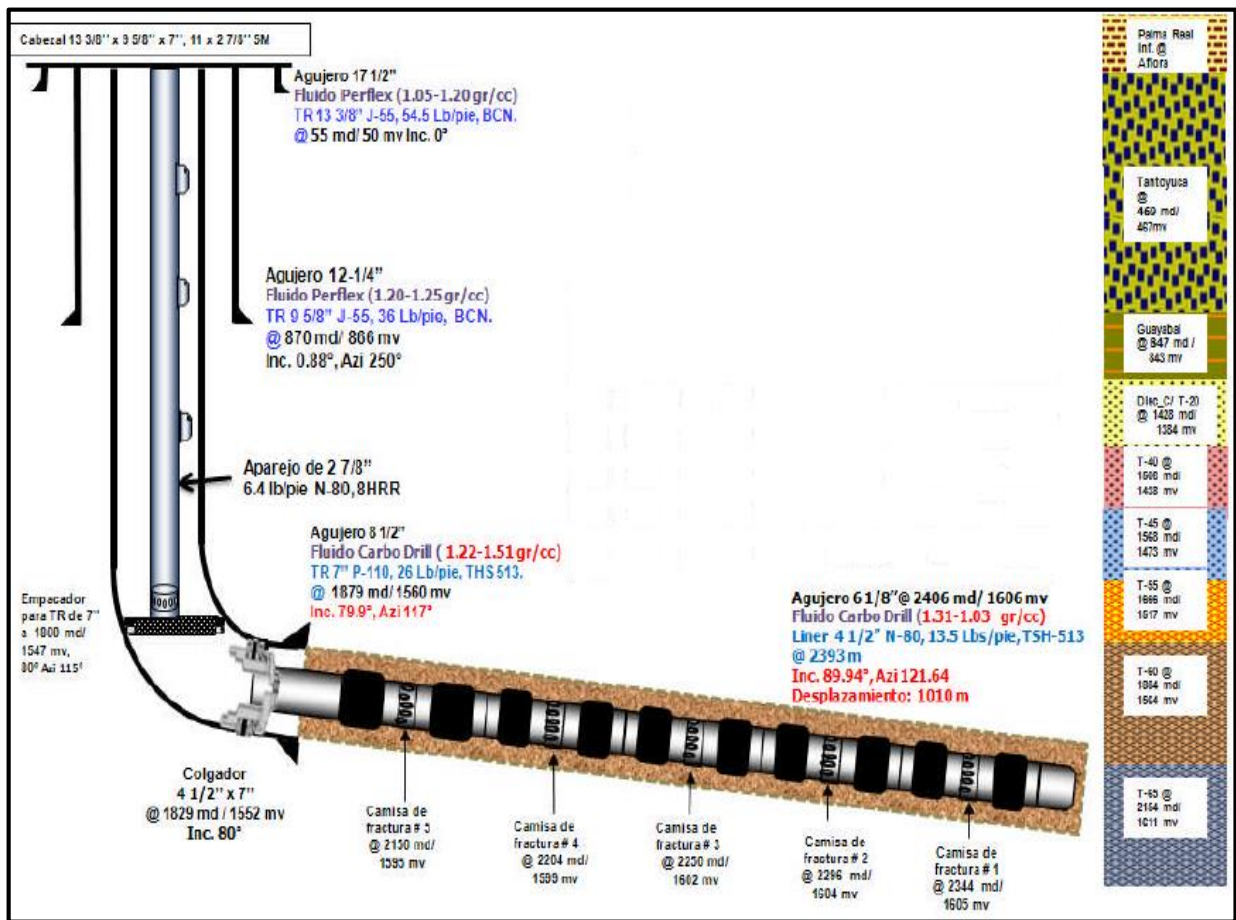


Fig. 6.11 Estado mecánico de terminación programado

La diferencia entre este Estado Mecánico y el perforado, es la inclusión del aparejo de producción y todas las características de la tubería.

6.3.18 Distribución del aparejo de producción

Intervalo (m.d.b.m.r.)		Long. (m)	Descripción	Grado	Peso Lb/pie	Conexión	D.E. (pg)	D.I. (pg)	Drift (pg)
De	A								
0.00	500.00	500.00	Tuberia de Produccion 2 7/8"	N-80	6.4	8 HRR	2.875	2.441	2.347
500.00	502.26	2.26	Mandril con Válvula Dummy	100 KSI	6.4	8 HRR	4.75	2.371	2.347
502.26	920.00	417.74	Tuberia de Produccion 2 7/8"	N-80	6.4	8 HRR	2.875	2.441	2.347
920.00	922.26	2.26	Mandril con Válvula Dummy	100 KSI	6.4	8 HRR	4.75	2.371	2.347
922.26	1300.00	377.74	Tuberia de Produccion 2 7/8"	N-80	6.4	8 HRR	2.875	2.441	2.347
1300.00	1302.26	2.26	Mandril con Válvula Dummy	100 KSI	6.4	8 HRR	4.75	2.371	2.347
1302.26	1789.32	487.06	Tuberia de Produccion 2 7/8"	N-80	6.4	8 HRR	2.875	2.441	2.347
1789.32	1790.50	1.18	Camisa de Circulación CD-6000	L-80	---	8 HRR	3.75	2.31	---
1790.50	1799.50	9.00	Tuberia de Produccion 2 7/8"	N-80	6.4	8 HRR	2.875	2.441	2.347
1799.50	1800.00	0.50	Zapata Conectora On-Off Tool	L-80	---	8 HRR	6.00	2.37	---
1800.00	1801.71	1.71	Empacador Produccion	L-80	---	8 HRR	6.08	2.37	---
1801.71	1802.21	0.50	Niple con tapón de cerámica	L-80	---	8 HRR	3.67	2.441	---

6.3.19 Reporte sucesivo de la Operación

Una vez que se tiene el diseño general del pozo, se procede a la parte operativa. Para cada una de las operaciones que se llevan a cabo es necesario realizar un reporte detallado de las actividades que se le están haciendo al pozo, a fin de que se comprenda y analice el objetivo de cada una de ellas.

Dicho reporte debe incluir una serie de parámetros relacionados con los fluidos y apuntalantes que se están inyectando al pozo para cada etapa tal y como se muestra en la cédula de bombeo, así como las pruebas de integridad que se realizan a las líneas y conexiones superficiales de control.

A continuación se presentará el reporte operativo correspondiente a la terminación del pozo Corralillo 724:

Preparativos Pre-Fractura

Esta parte incluye todo lo relacionado con el arreglo de los equipos, conexiones superficiales de control, prueba de líneas, etc.

- Se llevó a cabo la instalación del conjunto de válvulas 7 1/16" de 5000 psi, con cruceta lateral y válvulas 2 1/16" de 5000 psi. Posteriormente se realizó su respectiva prueba de hermeticidad con 500 psi en baja por 5 min. Y en alta por 4500 psi por 10 min.
- Se instaló el protector de árbol para TR de 7" 26 lb/pie, líneas de fracturamiento, choke manifold y presas de trabajo. La prueba de líneas se realizó con 8500 psi, resultando exitosa y sin presentar fugas. Quedando listo el equipo para proceder a la prueba de admisión.

Prueba de admisión

- Para esta prueba, primeramente el pozo fue abierto con una $P_{\text{inicial}} = 80$ psi, represionando hasta 4000 psi para permitir la apertura de la camisa a 2343.80 mD.
- Abierta la camisa, se realizó la prueba de admisión bombeando 16,380 gal (390 Bls) de fluido de baja carga polimérica (gel lineal) a un gasto de 0.5 - 30 BPM. Fue monitoreada la presión por un lapso de tiempo de 3 horas obteniendo lo siguiente:
 - $P_{\text{PROMEDIO}} = 2700$ psi @ 30 BPM
 - $P_{\text{RUPTURA}} = 1562$ psi
 - ISIP = 557 psi
 - G.F. = 0.55 psi/ft
 - $P_{\text{MAX}} = 3684$ psi

Fracturamiento de primera etapa a 2344 m

- Para llevar a cabo la primera etapa de multi-fracturamiento se empleó un fluido fracturante de baja carga polimérica y apuntalante tipo Econoprop con una resistencia de hasta 8,000 psi, malla 20/40 a un gasto de 35 BPM.
- En la etapa de colchón se bombearon 29,988 gal (714 Bls) de fluido fracturante con un bache de 20 sacos de arena de resistencia hasta 5,000 psi, malla 16/30 a una concentración de 0.5 a 1.0 ppa.
- Posteriormente, en la etapa de arena, fueron bombeados 120,876 gal (2,878 Bls) de fluido fracturante con 3000 sacos de apuntalante en rangos de concentración de 1.0 a 6.0 ppa, 125 lb de inhibidor de asfaltenos, 125 lb de inhibidor de parafinas y 10,000 lb de material anti retorno de arena FlexSand.
- Al finalizar el bombeo del apuntalante, es iniciado el desplazamiento con 3,150 gal (75 Bls) de gel lineal, se baja el gasto a 15 BPM y se realiza el lanzamiento de la primer canica de divergencia mecánica con diámetro de 1.5 pg, la cual es desplazada con 9,660 gal (230 Bls) de gel lineal hasta acoplarse en el niple de asiento obturando la etapa fracturada y abriendo la camisa # 2 que se ubica a 2,296.20 mD con una presión de 4,921 psi.

- P_{INICIAL} = 196 psi
- P_{PROMEDIO} = 3257 @ 35 BPM
- P_{MAX} = 4,921 psi
- Volumen total de agua = 619 m³

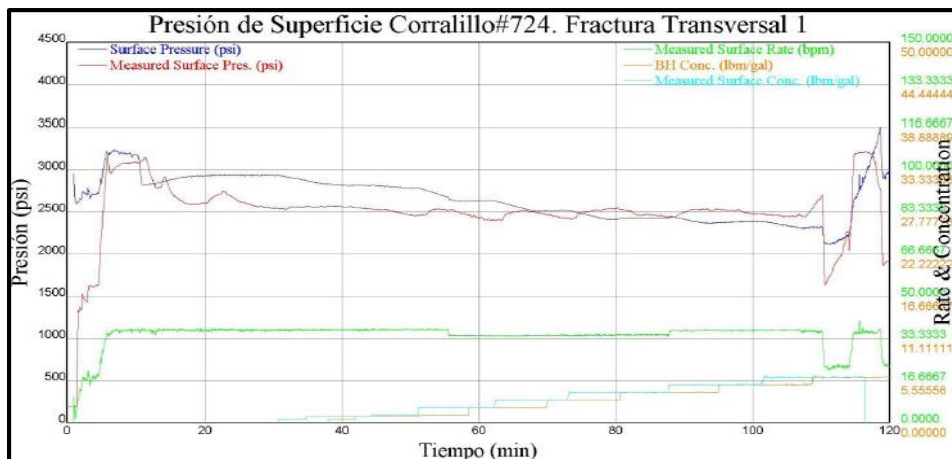


Fig. 6.12 Gráfica operativa de la Fractura N°1

A continuación se mostrarán tablas comparativas post-fractura entre los resultados reales y los diseñados para cada una de las 5, en donde se podrá observar que tanto difiere lo realizado de lo programado. Además de la geometría resultante de cada fractura.

Geometría y resultados de la Fractura #1

<i>Parámetros</i>	<i>Diseño</i>	<i>Real</i>	<i>Unidades</i>
Volumen total	3972	3895.5	BLS
Gasto	30	35	BPM
Longitud Creada	238.4	272.8	M
Longitud Apuntalada	158.3	204.5	M
Altura Promedio	106.33	109.7	FT
Ancho Apuntalado (Pozo) – Promedio	0.1450	0.1472	IN
Ancho Apuntalado (Zona productora) – Al cierre	0.1293	0.1217	IN
Permeabilidad Promedio	183.6	183.6	DARCY
Conductividad – Al cierre	1979.1	1862.7	md-ft
CFD	1.81	4.63	ADIMENSIONAL

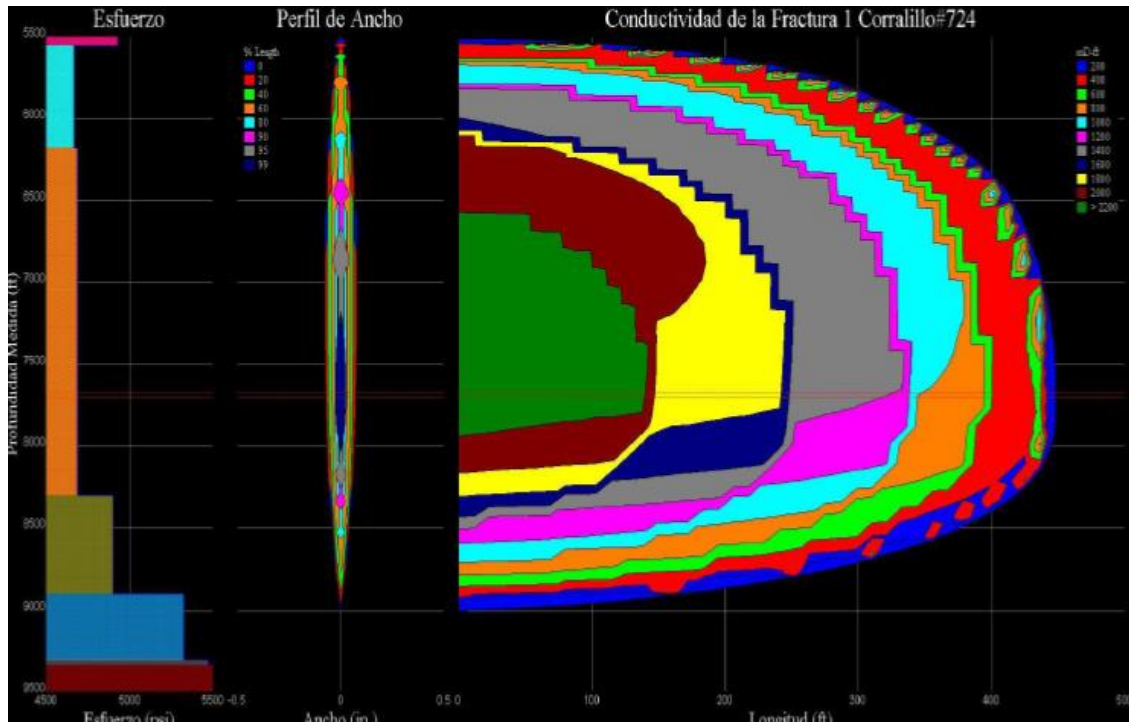


Fig. 6.13 Geometría de la Fractura resultante

Fracturamiento de segunda etapa a 2296 m

- Para llevar a cabo la segunda etapa de multi-fracturamiento se empleó un fluido fracturante de baja carga polimérica y apuntalante tipo Econoprop con una resistencia de hasta 8,000 psi, malla 20/40 a un gasto de 50 BPM.
- En la etapa de colchón se bombearon 19,000 gal (452.3 Bls) de fluido fracturante con un bache de 20 sacos de arena de resistencia hasta 5,000 psi, malla 16/30 a una concentración de 0.5 a 1.0 ppa.
- Posteriormente, en la etapa de arena, fueron bombeados 90,913 gal (2,164.6 Bls) de fluido fracturante con 1,997 sacos de apuntalante en rangos de concentración de 1.0 a 4.0 ppa, 70 lb de inhibidor de asfaltenos, 70 lb de inhibidor de parafinas y 2,000 lb de material anti retorno de arena FlexSand.
- Al finalizar el bombeo del apuntalante, es iniciado el desplazamiento con 1,680 gal (40 Bls) de gel lineal, se baja el gasto a 20 BPM y se realiza el lanzamiento de la primer canica de divergencia mecánica con diámetro de 1.75 pg, la cual es desplazada con 9,660 gal (230 Bls) de gel lineal hasta acoplarse en el niple de asiento obturando la etapa fracturada y abriendo la camisa # 3 que se ubica a 2,250.01 mD con una presión de 7,600 psi. Ya que fue fracturada la segunda etapa se obtuvo lo siguiente:
 - $P_{INICIAL} = 20 \text{ psi}$
 - $P_{PROMEDIO} = 4,300 \text{ @ } 50 \text{ BPM}$
 - $P_{MAX} = 6,203 \text{ psi}$
 - Volumen total de agua = 458.7 m³

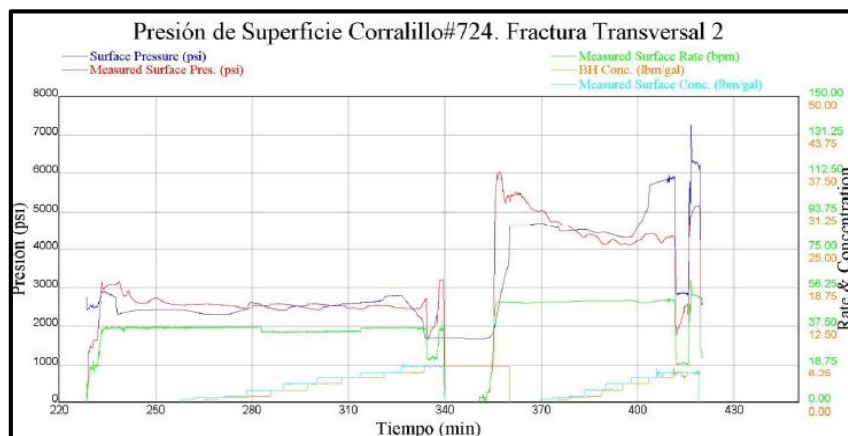


Fig. 6.14 Gráfica operativa de la Fractura N°2

Geometría y resultados de la Fractura #2

<u>Parámetros</u>	<u>Diseño</u>	<u>Real</u>	<u>Unidades</u>
Volumen Total	3142	5526	BLS
Gasto	50	50	BPM
Longitud Creada	241	232.6	M
Longitud Apuntalada	180	133.52	M
Altura Promedio	110.2	110.12	FT
Ancho Apuntalado (Pozo) – Promedio	0.55	0.1005	IN
Ancho Apuntalado (Zona productora) – Al cierre	0.96	0.9127	IN
Permeabilidad Promedio	183.6	183.6	DARCY
Conductividad – Al cierre	1975	1539.1	md-ft
CFD	2.08	92.69	ADIMENSIONAL

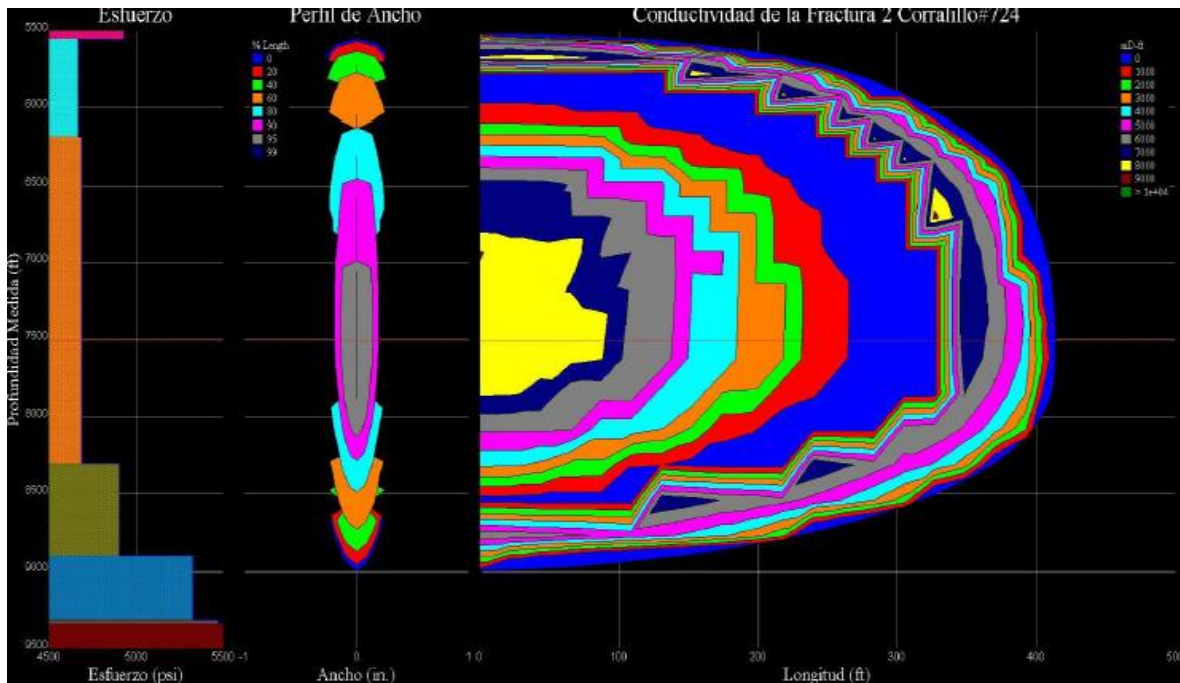


Fig. 6.15 Geometría de la Fractura resultante

Fracturamiento de tercera etapa a 2250 m

- Para llevar a cabo la segunda etapa de multi-fracturamiento se empleó un fluido fracturante de baja carga polimérica y apuntalante tipo Econoprop con una resistencia de hasta 8,000 psi, malla 20/40 a un gasto de 50 BPM.
- En la etapa de colchón se bombearon 29,988 gal (714 Bls) de fluido fracturante con un bache de 20 sacos de arena de resistencia hasta 5,000 psi, malla 16/30 a una concentración de 0.5 a 1.0 ppa.
- Posteriormente, en la etapa de arena, fueron bombeados 152,586 gal (3,633 Bls) de fluido fracturante con 3,000 sacos de apuntalante en rangos de concentración de 1.0 a 6.0 ppa, 105 lb de inhibidor de asfaltenos, 80 lb de inhibidor de parafinas y 12,000 lb de material anti retorno de arena FlexSand.
- Al finalizar el bombeo del apuntalante, es iniciado el desplazamiento con 3,150 gal (75 Bls) de gel lineal, se baja el gasto a 20 BPM y se realiza el lanzamiento de la primer canica de divergencia mecánica con diámetro de 2.0 pg, la cual es desplazada con 9,660 gal (230 Bls) de gel lineal hasta acoplarse en el niple de asiento obturando la etapa fracturada y abriendo la camisa # 4 que se ubica a 2,203.82 mD con una presión de 6,500 psi. Una vez abierta la cuarta camisa se efectúa el MiniFrac a través de ésta, obteniéndose los siguientes parámetros:
 - $P_{PROMEDIO} = 3,700 @ 50 \text{ BPM}$
 - $P_{MAX} = 6,500 \text{ psi}$
 - $ISIP = 515 \text{ psi}$
 - $G.F. = 0.55 \text{ psi/ft}$
 - Volumen total de agua = 828 m^3 (Agua de fractura + agua de MiniFrac)

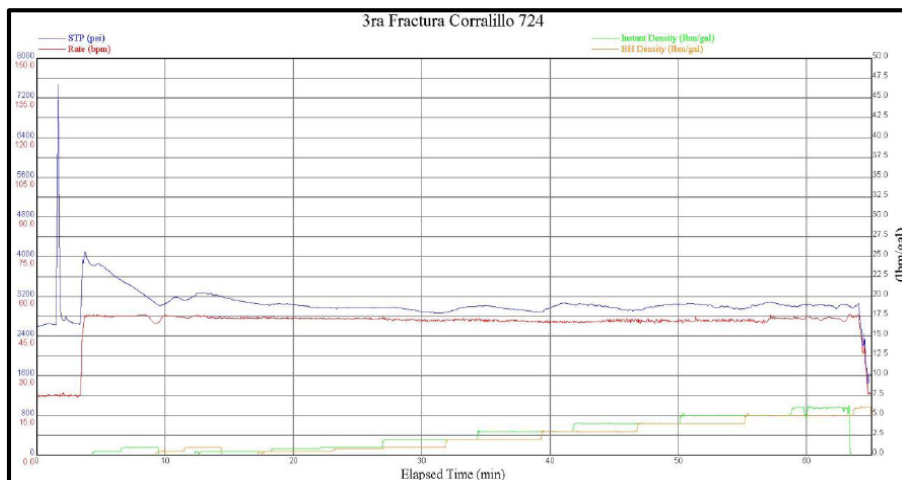


Fig. 6.16 Gráfica operativa de la Fractura N°3

Geometría y resultados de la Fractura #3

<u>Parámetros</u>	<u>Diseño</u>	<u>Real</u>	<u>Unidades</u>
Volumen Total	4040	4650	BLS
Gasto	50	50	BPM
Longitud Creada	234.82	254.19	M
Longitud Apuntalada	177.62	148.6	M
Altura Promedio	110.97	104.3	FT
Ancho Apuntalado (Pozo) – Promedio	0.15	0.1152	IN
Ancho Apuntalado (Zona productora) – Al cierre	0.133	0.1015	IN
Permeabilidad Promedio	183.6	178.2	DARCY
Conductividad – Al cierre	2034.9	1875.3	md-ft
CFD	2.08	1.83	ADIMENSIONAL

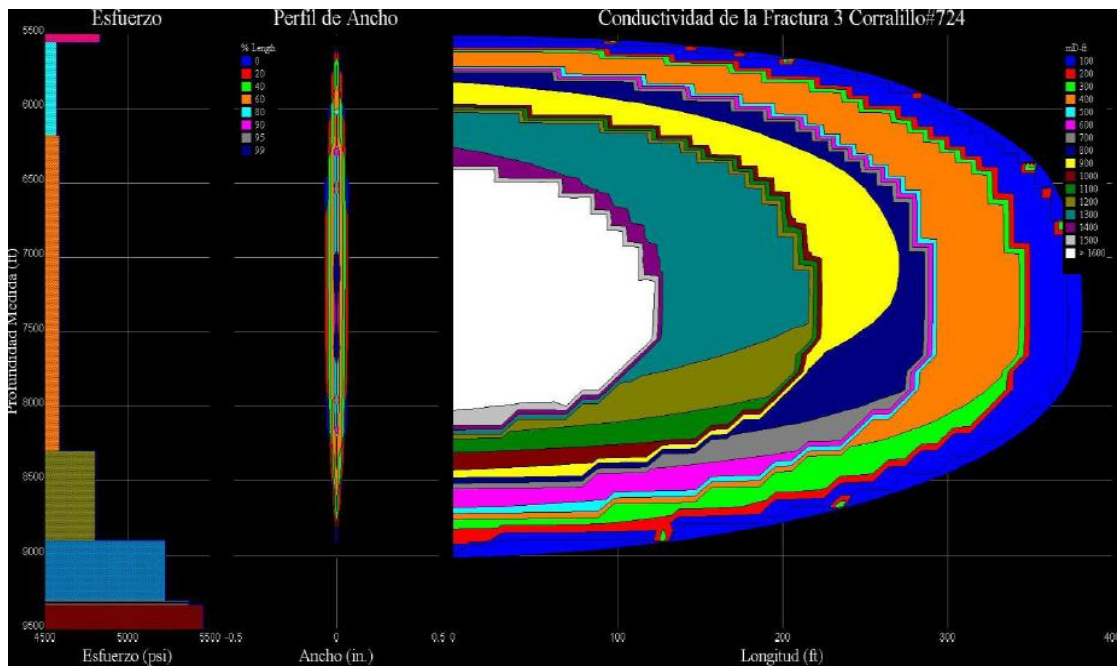


Fig. 6.17 Geometría de la Fractura resultante

Fracturamiento de cuarta etapa a 2204 m

- Para llevar a cabo la cuarta etapa de multi-fracturamiento en la camisa ubicada a 2203.82 mD se realiza un cambio de fluido, empleando un fluido viscoelástico libre de polímeros (Elastrafrac) y apuntalante tipo Econoprop con una resistencia de hasta 8,000 psi, malla 20/40 a un gasto de 50 BPM.
- En la etapa de colchón se bombearon 42,798 gal (1,019 Bls) de fluido fracturante con un bache de 40 sacos de arena cuarcítica de resistencia hasta 5,000 psi, malla 16/30 a una concentración de 0.5 a 1.0 ppa.
- Posteriormente, en la etapa de arena, fueron bombeados 111,762 gal (2,660 Bls) de fluido fracturante con 2,554 sacos de apuntalante en rangos de concentración de 1.0 a 4.5 ppa, 100 lb de inhibidor de asfaltenos, 100 lb de inhibidor de parafinas y 4,000 lb de material anti retorno de arena FlexSand.
- Al finalizar el bombeo del apuntalante, es iniciado el desplazamiento con 1,680 gal (40 Bls) de gel lineal, se baja el gasto a 20 BPM y se realiza el lanzamiento de la cuarta canica de divergencia mecánica con diámetro de 2.25 pg, la cual es desplazada con 12,579 gal (300 Bls) de gel lineal hasta acoplarse en el niple de asiento obturando la etapa fracturada y abriendo la camisa # 5 que se ubica a 2,150.57 mD con una presión de 7,180 psi. Ya que fue fracturada la cuarta etapa se obtuvo lo siguiente:
 - $P_{INICIAL} = 100 \text{ psi}$
 - $P_{PROMEDIO} = 1,370 \text{ @ } 50 \text{ BPM}$
 - $P_{MAX} = 3,005 \text{ psi}$
 - Volumen total de agua = 590.62 m³

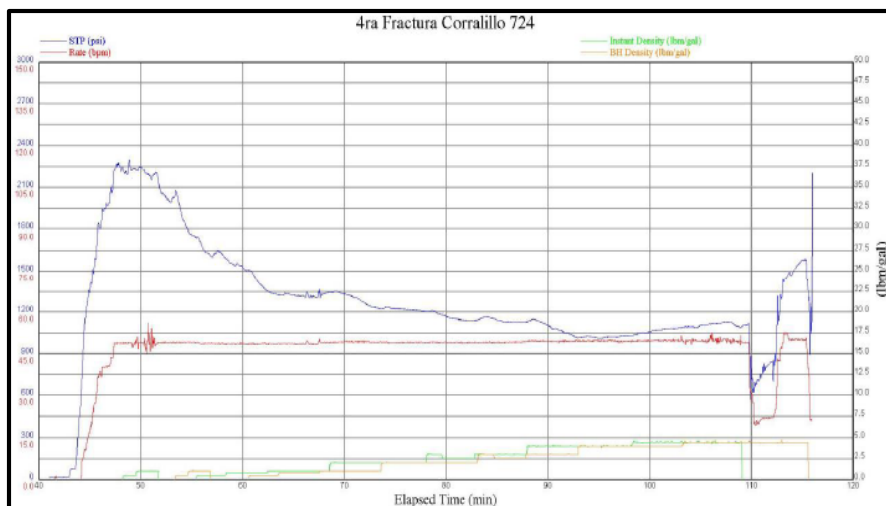


Fig. 6.18 Gráfica operativa de la Fractura N°4

Geometría y resultados de la Fractura #4

<i>Parámetros</i>	<i>Diseño</i>	<i>Real</i>	<i>Unidades</i>
Volumen Total	3723	3717	BLS
Gasto	50	50	BPM
Longitud Creada	236.19	248.25	M
Longitud Apuntalada	178.5	197.2	M
Altura Promedio	106.92	106.99	FT
Ancho Apuntalado (Pozo) – Promedio	0.1572	0.113	IN
Ancho Apuntalado (Zona productora) – Al cierre	0.57	0.089	IN
Permeabilidad Promedio	183.6	275.4	DARCY
Conductividad – Al cierre	2034.9	2061	md-ft
CFD	1.7	0.67	ADIMENSIONAL

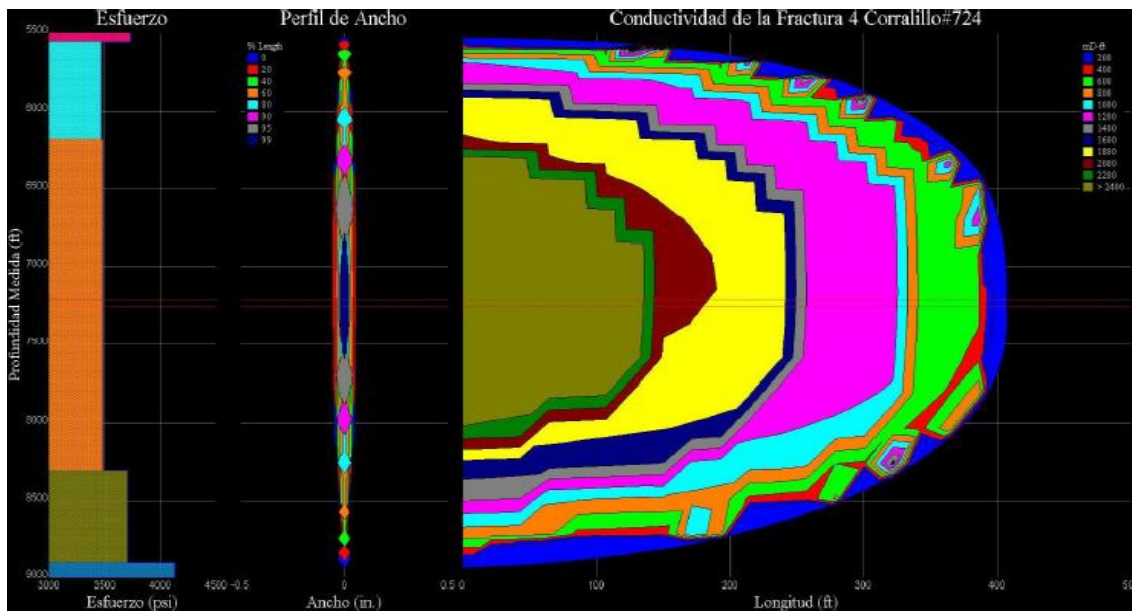


Fig. 6.19 Geometría de la Fractura resultante

Fracturamiento de quinta etapa a 2150 m

- Para llevar a cabo la quinta etapa de multi-fracturamiento en la camisa ubicada a 2150.57 mD se empleó un fluido viscoelástico libre de polímeros y apuntalante tipo Econoprop con una resistencia de hasta 8,000 psi, malla 20/40 a un gasto de 50 BPM.
- En la etapa de colchón se bombearon 31,248 gal (744 Bls) de fluido fracturante con un bache de 40 sacos de arena cuarcítica de resistencia hasta 5,000 psi, malla 16/30 a una concentración de 0.5 a 1.0 ppa.
- Posteriormente, en la etapa de arena, fueron bombeados 110,754 gal (2,636 Bls) de fluido fracturante con 2,552 sacos de apuntalante en rangos de concentración de 1.0 a 4.5 ppa, 100 lb de inhibidor de asfaltenos, 100 lb de inhibidor de parafinas y 4,000 lb de material anti retorno de arena FlexSand.
- Al finalizar el bombeo del apuntalante, es efectuado el desplazamiento al 100% con 10,303 gal (245.3 Bls) de gel lineal. Ya que fue fracturada la segunda etapa se obtuvo lo siguiente:
 - $P_{INICIAL} = 30$ psi
 - $P_{PROMEDIO} = 1,414$ @ 50 BPM
 - $P_{MAX} = 1,776$ psi
 - $ISIP_{FINAL} = 1,025$ psi
 - $P_{FINAL} = 950$ psi
 - Volumen total de agua = 533.86 m³

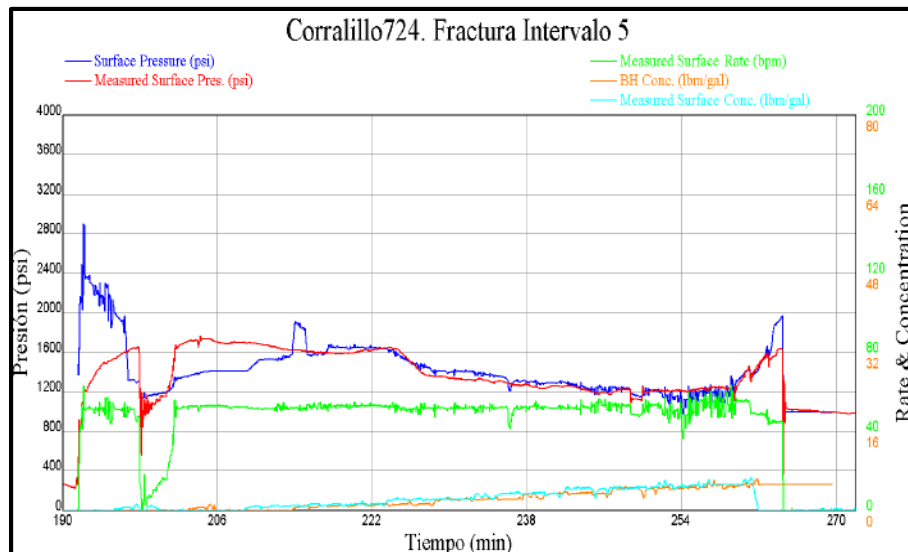


Fig. 6.20 Gráfica operativa de la Fractura N°5

Geometría y resultados de la Fractura #5

<u>Parámetros</u>	<u>Diseño</u>	<u>Real</u>	<u>Unidades</u>
Volumen Total	3211	3627	BLS
Gasto	50	50	BPM
Longitud Creada	226.4	368.31	M
Longitud Apuntalada	194.4	191.67	M
Altura Promedio	107.3	127.96	FT
Ancho Apuntalado (Pozo) – Promedio	0.12	0.09	IN
Ancho Apuntalado (Zona productora) – Al cierre	0.09	0.08	IN
Permeabilidad Promedio	152.55	228.46	DARCY
Conductividad – Al cierre	1034.6	1543.8	md-ft
CFD	1.44	2.91	ADIMENSIONAL

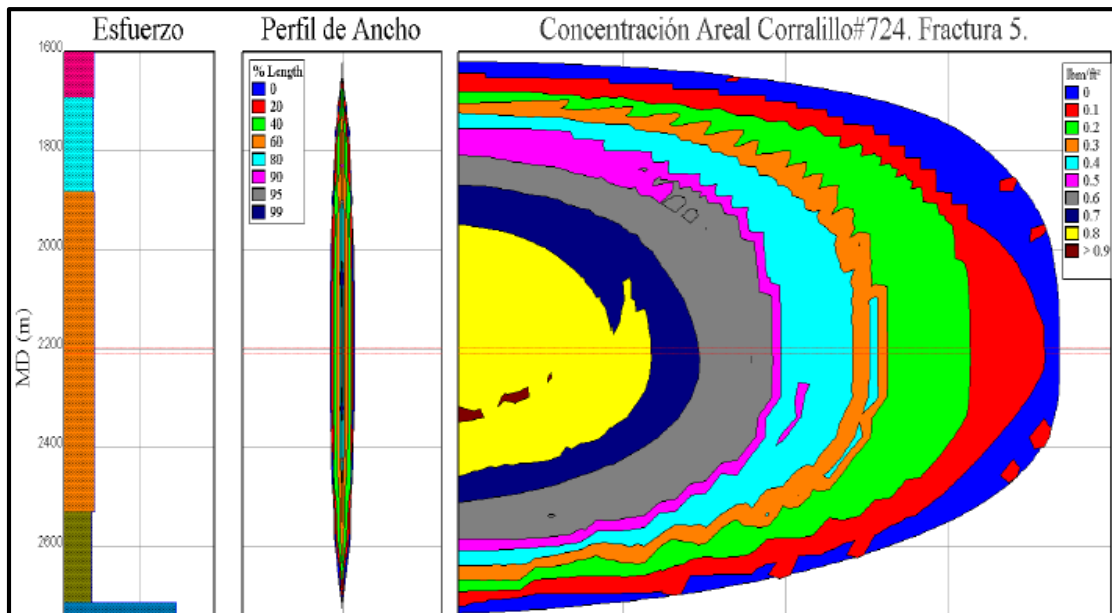


Fig. 6.21 Geometría de la Fractura resultante

6.3.20 Estado Mecánico Final del Pozo Corralillo 724

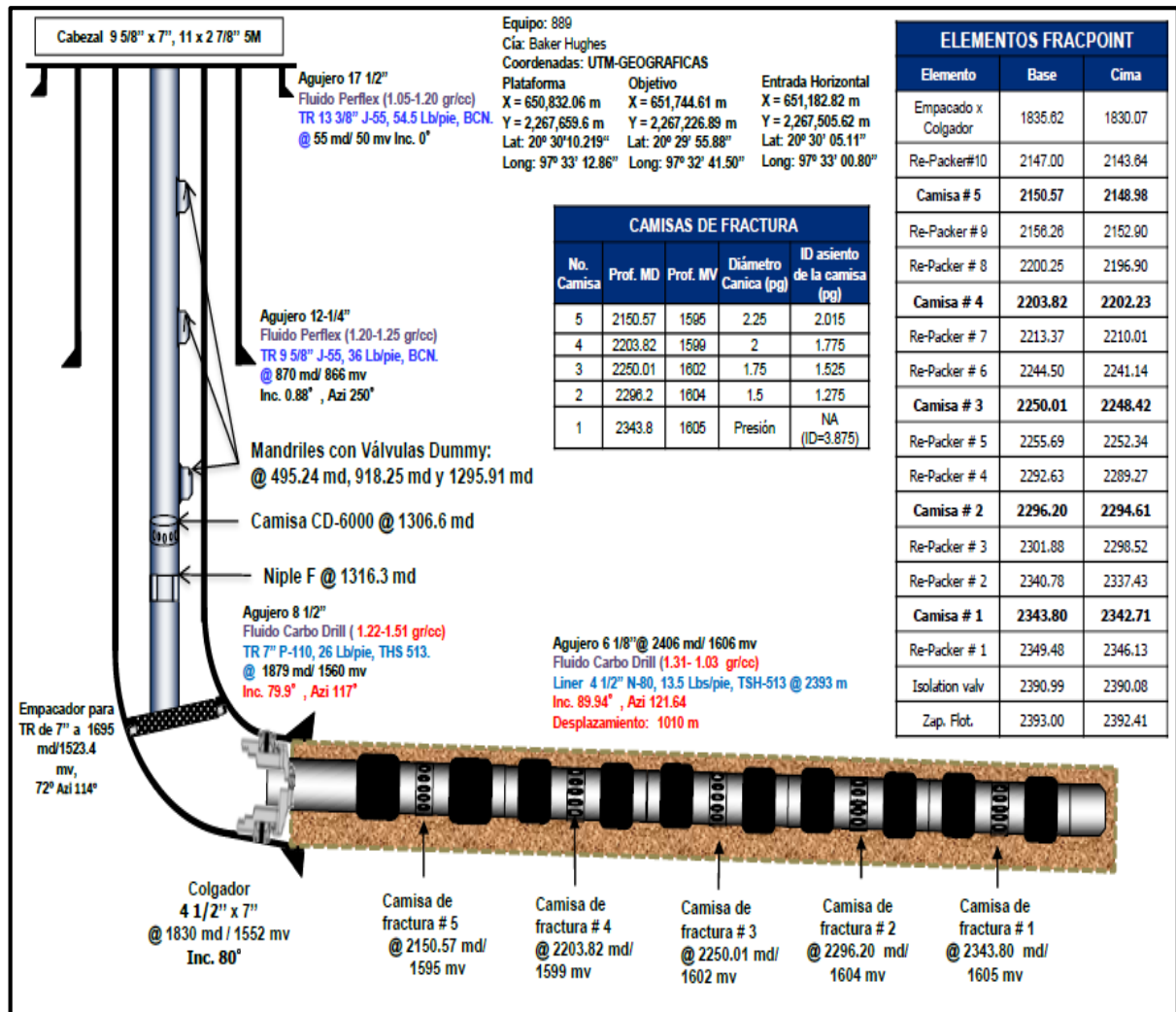


Fig. 6.22 Estado Mecánico Final

En el estado mecánico final mostrado se puede apreciar la introducción de mandriles con válvulas Dummy en el aparejo de producción como parte del Bombeo Neumático, esto debido a que no se plantea realizar una RME posterior para instalar un SAP, ya que las válvulas Dummy podrán ser reemplazadas por válvulas calibradas de BN con Unidad de Línea de Acero cuando la presión del yacimiento decline y se decida instalar el sistema.

6.3.21 Productividad

Antes de llevar a cabo la Terminación de un pozo es necesario hacer un análisis de producción, es decir, cuánto se espera producir en un determinado tiempo así como de las condiciones que nos permitan optimizar dicha producción.

Estos aspectos anteriormente mencionados fueron evaluados a detalle, mostrándose los resultados a continuación:

6.3.21.1 Selección del diámetro óptimo de la tubería de producción

Para poder determinar el diámetro de la tubería de producción fue necesario efectuar un análisis nodal en el cual, con base en una curva de IPR (Índice de Productividad Relativo), se analizaron los gastos de producción para los diferentes diámetros de la TP utilizados en el diseño. Las consideraciones que se tuvieron para realizar el análisis son las siguientes:

- TP de 2 7/8" y 3 1/2" con diferentes gastos
- Diámetros diferentes de estranguladores

Los resultados de dicho análisis nodal se muestran en la siguiente gráfica:

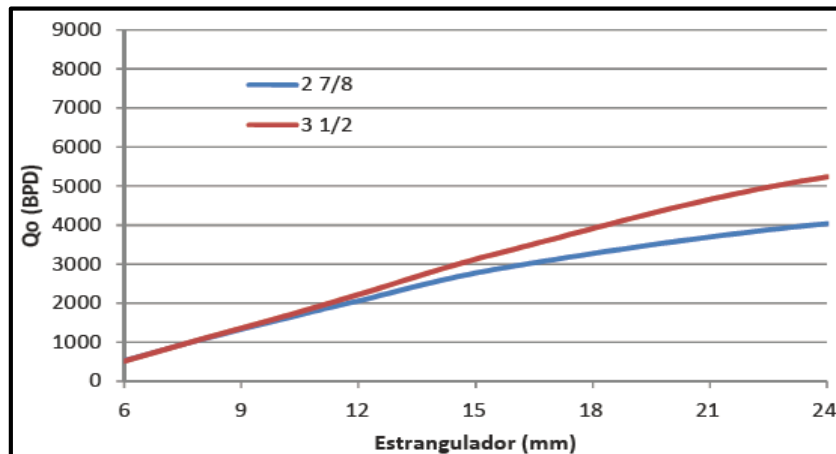


Fig. 6.23 Análisis nodal para determinar el diámetro óptimo de la TP

Analizando la gráfica anterior, se concluye que la TP óptima es la de 2 7/8" por ser la que más se ajusta a los gastos estimados del pozo.

6.3.21.2 Determinación del número de fracturas

Como se había mencionado anteriormente, para la Terminación de este pozo se llevarán a cabo 5 fracturas. Esto se determinó con base en un análisis de producción esperada vs número de fracturas, esto con la finalidad de observar tanto la producción como la variación de la misma entre cada número de fracturas, tal y como se muestra a continuación:

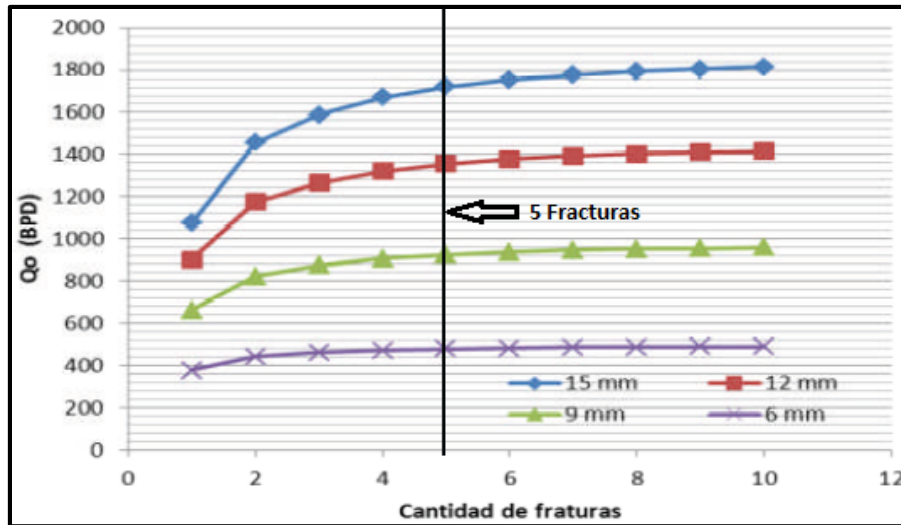


Fig. 6.24 Análisis de Qo (BPD) esperado vs Cantidad de Fracturas

En la figura anterior se presenta un análisis en el cual se considera la producción que se obtiene a diferentes números de fracturas y diámetros de estranguladores. En la citada figura se puede observar que a partir de las cinco fracturas el incremento del gasto ya es mínimo y se comienza a estabilizar, por lo que no es recomendable económicamente realizar más fracturas.

6.3.21.3 Producción esperada

Para tener una idea de cuánto nos puede aportar el pozo en un intervalo de tiempo dado así como su comportamiento, se requiere de la realización de un perfil de producción, el cual utiliza un modelo con un tipo de declinación exponencial, mismo que es mostrado a continuación:

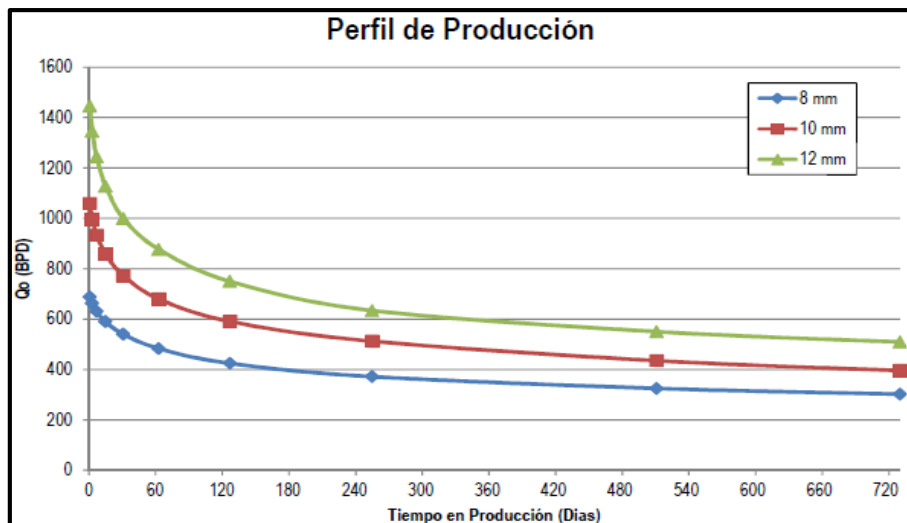


Fig. 6.25 Perfil de producción del pozo Corralillo 724

Con base en el análisis de productividad anterior, se obtiene lo siguiente:

- **Para un estrangulador de 12 mm:**

Producción inicial: 1420 BPD

Producción estabilizada: 500 BPD

N_p = 443,000 Bls

- **Para un estrangulador de 10 mm:**

Producción inicial: 1060 BPD

Producción estabilizada: 400 BPD

N_p = 349,000 Bls

- **Para un estrangulador de 8 mm:**

Producción inicial: 700 BPD

Producción estabilizada: 300 BPD

N_p = 257,000 Bls

6.3.21.4 Producción medida del pozo

Una vez introducido el aparejo de producción de 2 7/8" y realizada la inducción con N_2 se procedió a fluir el pozo por un tiempo de 157 horas con estranguladores de 14 a 20 mm. Este "testing" se realiza con la finalidad de:

- Evaluar el pozo, es decir, analizar el comportamiento de la presión contra el gasto al variar el estrangulador.
- Analizar el agua producida para verificar si el total de agua inyectada ha sido recuperada.
- Esperar a que se tenga un alto porcentaje de producción de aceite. Esto debido al alto costo que conlleva movilizar un equipo de medición.

A continuación se muestra un gráfico en donde se aprecia el comportamiento del gasto de aceite, de agua, y presión en la cabeza al ir variando el diámetro de los estranguladores.

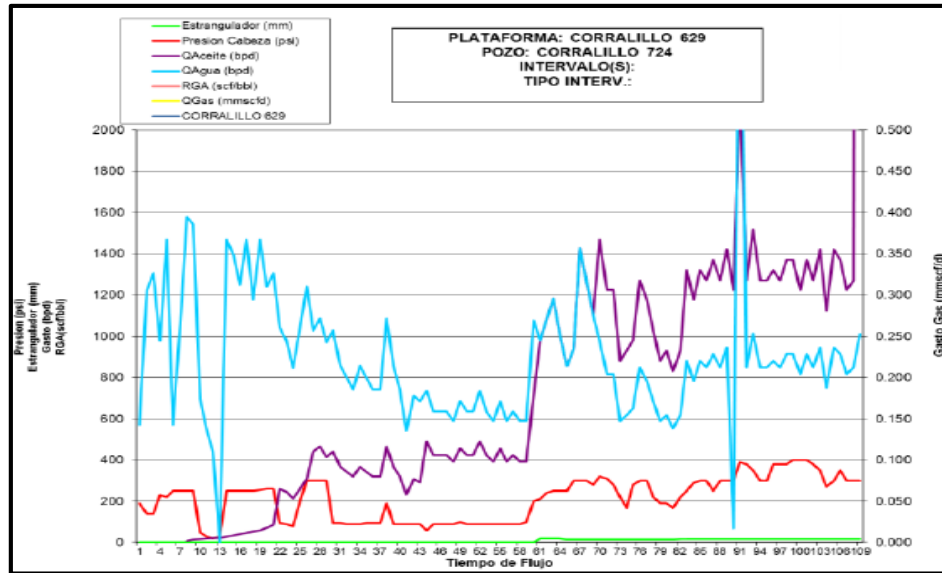


Fig. 6.26 Comportamiento de Q_o , Q_w y P_{wh} durante el Testing

Ya terminado el testing con el pozo alineado al 100% a la línea de producción, se hizo la medición oficial del pozo con un estrangulador de 18 mm la cual fue de 605 BPD con 45% de corte de agua y una RGA de 176 m³/m³. Los datos de dicha medición son los siguientes:

Datos	Unidades	Prueba I
Pozo		Corralillo 724
Intervalo Productor	M	5 Camisas: 2343.80, 2296.20, 2250.01, 2203.82, 2150.57
TP	Pg	2 7/8"
Q_o	BPD	605
Q_g	Mmpcd	0.5970
Q_w	BPD	495
RGA	m ³ /m ³	176
Estrangulador	Mm	18
P_{TP}	kg/cm ²	25
Densidad	API	31.00
Fecha		29 Marzo 2013

Tabla. 6.5 Reporte final de Fracturas del Pozo Corralillo 724

A partir de esta medición, los datos de producción son registrados diariamente durante toda la vida productiva del pozo y así formar su respectivo historial de producción, mismo que se muestra a continuación:

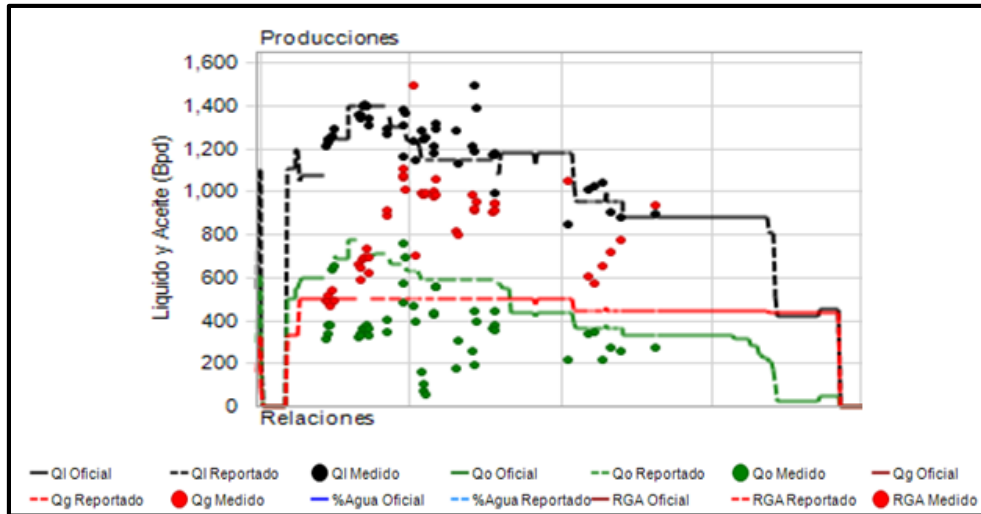


Fig. 6.27 Histórico de producción del pozo Corralillo 724. Tomado de datos oficiales de AIATG

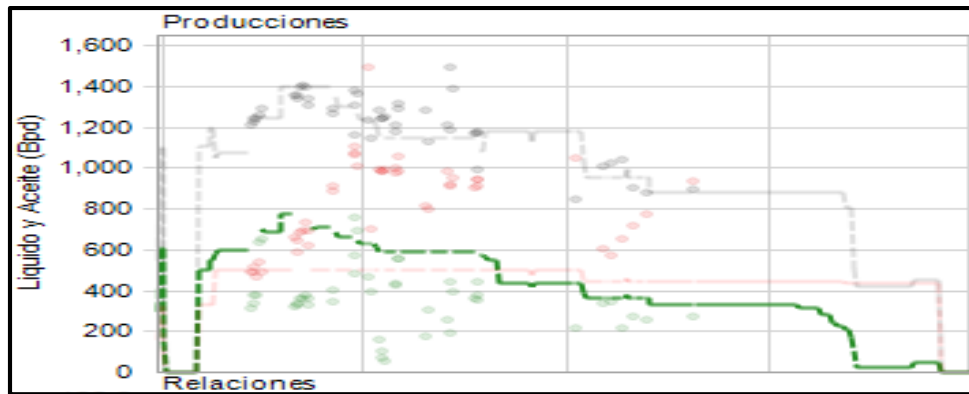


Fig. 6.28 Histórico de producción de aceite del pozo Corralillo 724

6.3.21.5 Comparación de producción con pozos vecinos

A continuación se mostrará un gráfico comparativo de producción entre el pozo Corralillo 724 y el Corralillo 748, esto con la finalidad de demostrar el impacto que tiene en la productividad una Terminación No Convencional contra un pozo vertical. Para éste caso de comparación se tomó en cuenta un pozo vecino con propiedades similares al pozo en estudio.

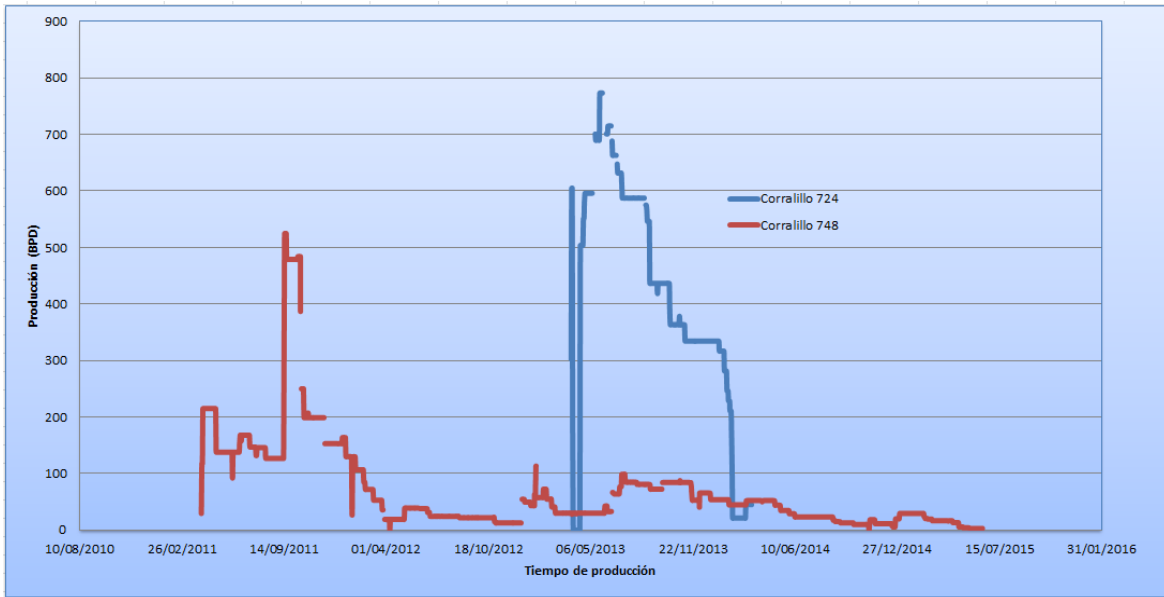


Fig. 6.29 Comparativa de producción entre el Pozo Corralillo 724 (Horizontal Multifracturado) y el pozo vecino Corralillo 748 (Vertical)

Como se puede observar en el gráfico anterior, si bien el pozo Corralillo 748 estuvo produciendo por más tiempo, el pozo Corralillo 724 tuvo una producción más elevada en un corto período de tiempo a pesar de su rápida declinación.

6.3.22 Costos de la Terminación

A continuación se mostrará una tabla en la que se describe de manera detallada los costos así como la renta de cada uno de los componentes de la terminación como lo son: Las cinco etapas de fractura, Fluidores, aparejo de producción y trabajos con tubería flexible. Para posteriormente obtener el costo integral de la terminación.

Fracturamiento Múltiple de cinco etapas: Corralillo 724				
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Importe total
			\$ USD	\$ USD
Fracturas				
Fractura N° 1 (Camisa @ 2344 m)				
Servicio de renta de protector de árbol de válvulas.	Servicio	1	\$ 3,502.83	\$ 3,502.83
Fractura Binaria con fluido fracturante de baja carga polimérica y apuntalante Econoprop de resistencia hasta 8,000 psi. Malla 16/30, 12/20 o 20/40	Saco	3,000	\$ 75.41	\$ 226,230.00
Sistema binario con fluido de baja carga polimérica con arena de resistencia hasta 5,000 psi, malla 16/30 ó 12/20 (Saco colocado en la formación)	Saco	40	\$ 41.29	\$ 1,651.60

Suministro de material anti retorno de arena de fractura FlexSand 12/20 y 14/30 o FlexSand 20/40.	Libra	11,700	\$ 1.89	\$ 22,113.00
Suministro de inhibidor de asfáltenos.	Libra	120	\$ 47.93	\$ 5,751.60
Suministro de inhibidor de parafinas.	Libra	120	\$ 22.99	\$ 2,758.80
Suministro de agua.	m ³	682	\$ 3.54	\$ 2,414.28
Ingeniería de yacimiento y diseño de fracturas.	Ing.	1	\$ 2,622.01	\$ 2,622.01
Total de la Fractura N° 1				\$ 267,044.12
Fractura N° 2 (Camisa @ 2296 m)				
Servicio de renta de protector de árbol de válvulas.	Servicio	1	\$ 3,502.83	\$ 3,502.83
Fractura Binaria con fluido fracturante de baja carga polimétrica y apuntalante Econoprop de resistencia hasta 8,000 psi. Malla 16/30, 12/20 o 20/40	Saco	3,000	\$ 75.41	\$ 226,230.00
Sistema binario con fluido de baja carga polimérica con arena de resistencia hasta 5,000 psi, malla 16/30 o 12/20 (Saco colocado en la formación)	Saco	40	\$ 41.29	\$ 1,651.60
Suministro de material anti retorno de arena de fractura FlexSand 12/20 y 14/30 o FlexSand 20/40.	Libra	11,700	\$ 1.89	\$ 22,113.00
Suministro de inhibidor de asfáltenos.	Libra	120	\$ 47.93	\$ 5,751.60
Suministro de inhibidor de parafinas.	Libra	120	\$ 22.99	\$ 2,758.80
Suministro de agua.	m ³	698	\$ 3.54	\$ 2,470.92
Total de la Fractura N° 2				\$ 264,478.75
Fractura N° 3 (Camisa @ 2250 m)				
Servicio de renta de protector de árbol de válvulas.	1	1	\$ 3,502.83	\$ 3,502.83
Fractura Binaria con fluido fracturante de baja carga polimétrica y apuntalante Econoprop de resistencia hasta 8,000 psi. Malla 16/30, 12/20 o 20/40	Saco	3,000	\$ 75.41	\$ 226,230.00
Sistema binario con fluido de baja carga polimérica con arena de resistencia hasta 5,000 psi, malla 16/30 o 12/20 (Saco colocado en la formación)	Saco	40	\$ 41.29	\$ 1,651.60
Suministro de material anti retorno de arena de fractura FlexSand 12/20 y 14/30 o FlexSand 20/40.	Libra	11,700	\$ 1.89	\$ 22,113.00
Suministro de inhibidor de asfáltenos.	Libra	120	\$ 47.93	\$ 5,751.60
Suministro de inhibidor de parafinas.	Libra	120	\$ 22.99	\$ 2,758.80
Suministro de agua.	m ³	698	\$ 3.54	\$ 2,470.92
Total de la Fractura N° 3				\$ 264,478.75
Fractura N° 4 (Camisa @ 2204 m)				
Servicio de renta de protector de árbol de válvulas.	1	1	\$ 3,502.83	\$ 3,502.83

Fracturamiento con apuntalante sintético Econoprop o similar de resistencia hasta 8000 psi malla 20/40 o 16/30 o 12/20 con fluido viscoelastico (Elastrafrac) libre de polímero.	Saco	2,500	\$ 173.42	\$ 433,550.00
Sistema binario con fluido de baja carga polimérica con arena de resistencia hasta 5,000 psi, malla 16/30 ó 12/20 (Saco colocado en la formación)	Saco	50	\$ 41.29	\$ 2,064.50
Suministro de material anti retorno de arena de fractura FlexSand 12/20 y 14/30 o FlexSand 20/40.	Libra	7,200	\$ 1.89	\$ 13,608.00
Suministro de inhibidor de asfáltenos.	Libra	100	\$ 47.93	\$ 4,793.00
Suministro de inhibidor de parafinas.	Libra	100	\$ 22.99	\$ 2,299.00
Suministro de agua.	m ³	607	\$ 3.54	\$ 2,148.78
Total de la Fractura N° 4				\$ 461,966.11
Fractura N° 5 (Camisa @ 2150 m)				
Servicio de renta de protector de árbol de válvulas.	1	1	\$ 3,502.83	\$ 3,502.83
Fracturamiento con apuntalante sintético Econoprop o similar de resistencia hasta 8000 psi malla 20/40 o 16/30 o 12/20 con fluido viscoelastico (Elastrafrac) libre de polímero.	Saco	2,500	\$ 173.42	\$ 433,550.00
Sistema binario con fluido de baja carga polimérica con arena de resistencia hasta 5,000 psi, malla 16/30 ó 12/20 (Saco colocado en la formación)	Saco	50	\$ 41.29	\$ 2,064.50
Suministro de material anti retorno de arena de fractura FlexSand 12/20 y 14/30 o FlexSand 20/40.	Libra	8,100	\$ 1.89	\$ 15,309.00
Suministro de inhibidor de asfáltenos.	Libra	100	\$ 47.93	\$ 4,793.00
Suministro de inhibidor de parafinas.	Libra	100	\$ 22.99	\$ 2,299.00
Suministro de agua.	m ³	607	\$ 3.54	\$ 2,148.78
Total de la Fractura N° 5				\$ 463,667.11
Costo total de las Fracturas				\$ 1,986,113.59
Fluidores				
Renta de Equipo Fluidor Completo	Día	11	\$ 2,646.08	\$ 29,106.88
Presas metálica con capacidad de 200 bbl.	Día	44	\$ 173.76	\$ 7,645.44
Recuperación transporte e inyección de fluidos residuales (agua, lodo, condensado y ácido)	m ³	1,135	\$ 66.44	\$ 75,435.98
Limpieza de presas metálicas de residuos sólidos (lodo, cemento, arena) y confinamiento de los residuos sólidos impregnados con fluidos de emulsión inversa e hidrocarburos	Ton.	20	\$ 785.78	\$ 15,715.60
Costo total de Fluidores				\$ 127,903.90

Trabajos con Tubería Flexible				
Limpieza del pozo con tubería flexible. No incluye Nitrógeno ni agua.	Oper.	2	\$ 15,200.22	\$ 30,400.44
Inducción de pozo con tubería flexible. No incluye Nitrógeno ni agua.	Oper.	1	\$ 10,806.14	\$ 10,806.14
Ensamblaje (Herramienta) de fondo para Limpieza en el pozo con motor	Serv./día	1	\$ 11,035.72	\$ 11,035.72
Nitrógeno	m ³	22,500	\$ 1.66	\$ 37,350.00
Suministro de agua	m ³	360	\$ 3.54	\$ 1,274.40
Costo total de trabajos con TF				\$ 90,866.70
Aparejo de producción				
Movimiento de equipo de reparación entre plataformas	Trabajo	1	\$ 14,702.89	\$ 14,702.89
Introducción, instalación y puesta en operación del aparejo de producción para pozo fluyente, sin suministro de TP de 2 7/8"	m	1,800	\$ 71.87	\$ 129,366.00
Suministro, instalación y prueba de Medio árbol de válvulas de 2 7/8" y 5,000 psi.	Pza.	1	\$ 15,296.82	\$ 15,296.82
Suministro e Instalación de Válvulas y mandriles para una posterior instalación de Aparejo de bombeo neumático.	Pza.	3	\$ 2,565.38	\$ 7,696.14
TP 2-7/8" 6.5 LB/FT N80 EUE	m	1,800	\$ 46.34	\$ 83,412.00
Costo de aparejo de producción				\$250,473.85
Otros				
Válvula de 7 1/16 de compuerta mecánica hasta 5000 psi, para uso en terminación y reparación de pozos.	Día	30	\$ 390.98	\$ 11,729.40
Costo total de otros				\$ 11,729.40
COSTO INTEGRAL DE LA TERMINACIÓN DEL POZO CORRALILLO 724				\$ 2,467,087.44

6.3.23 Recuperación de la Inversión

Para toda operación llevada a cabo es necesario realizar un análisis económico en donde se demuestre qué tan viable fue ésta. Para dicho análisis se tomaron en cuenta los siguientes parámetros:

- Costo de la Terminación
- Producción del pozo
- Precio estándar del barril de petróleo

Considerando el histórico de producción y un precio estándar del barril de petróleo en el 2013 (año en que comenzó a producir el pozo) de 90 USD, se tuvo en cuenta lo siguiente:

Costo de la Terminación \$ USD	Precio del barril en 2013 \$ USD	Producción necesaria para recuperar la inversión (bls)	Recuperación de la inversión (Días)
\$ 2,467,087.44	\$ 90	27,412.08	60

Analizando los resultados de la tabla, se tiene que en un período de dos meses fue recuperado el costo de la Terminación, dejando un margen de ganancia de 285 días.

- La alta declinación, baja productividad y heterogeneidad del yacimiento son unas de las principales problemáticas presentes en el campo Chicontepec que conllevan a tener bajos factores de recuperación, es por eso que se plantean diferentes retos tecnológicos para incrementar rentabilidad y disminuir los riesgos de inversión. Es por eso que en este trabajo de tesis se mostró el caso de un pozo en donde se obtuvo el mejoramiento de la conductividad pozo-yacimiento por medio del fracturamiento hidráulico, derivando en el incremento del factor de recuperación con la implementación de procesos factibles.
- Las operaciones de Fracturamiento Hidráulico han sido un punto de inflexión en el desarrollo de Chicontepec ya que han permitido la óptima explotación de este yacimiento no convencional a pesar de las dificultades que éste presenta.
- Debido a las características geológicas que presenta el Paleocanal de Chicontepec, ha sido necesario el desarrollo e implementación de nuevas técnicas de fracturamiento que hagan frente a las complejidades que se tienen durante la extracción de los hidrocarburos.
- Para poder llevar a cabo un Fracturamiento Hidráulico es indispensable contar con toda la información correspondiente del pozo y yacimiento, ya que de lo contrario se tendría un diseño erróneo de la Fractura lo cual derivaría en una serie de problemas durante la operación.
- Los Fracturamientos de múltiples etapas a pesar de ser más complejos y costosos que un fracturamiento en un pozo vertical, han tenido un impacto realmente significativo en la productividad tal y como se puede observar en el último capítulo al comparar la producción de los pozos Corralillo 724 y Corralillo 748.
- Como se puede ver en el desarrollo de este trabajo de tesis, la terminación de pozos multifracturados, si se desarrolla de manera correcta, resulta ser altamente rentable recuperando lo invertido rápidamente dejando un amplio margen de ganancias. Es por eso que ha sido un éxito su aplicación en el ATG.
- Es necesario que durante la ejecución del diseño se seleccione correctamente el tipo de apuntalante y el fluido para el fracturamiento a utilizar, para así tener la conductividad deseada de la fractura y evitar un posible cierre parcial o total de la misma. Los fluidos fracturantes deben proveer estabilidad, compatibilidad con el yacimiento y eficiencia necesaria, evitando problemas posteriores como: daño, emulsiones, bloqueos por agua e hinchamiento de arcillas.

- En el caso del pozo Corralillo 724 se tiene un incremento súbito de la producción al momento de fracturarlo aunque en un intervalo de tiempo pequeño de aproximadamente un año tiene una declinación muy marcada de la producción, esto debido al rápido agotamiento de la presión del yacimiento y las complejidades geológicas ya conocidas del mismo.
- La tecnología en el fracturamiento hidráulico juega un papel importante, es por esto que se han desarrollado diferentes variantes en el procedimiento que crean un impacto en el incremento de la producción.
- El método FracPoint utilizado permitió el desarrollo óptimo del fracturamiento de las cinco etapas, en la que cada una de las camisas deslizables no presentó problema alguno en su apertura y dada su colocación, junto con la de los empacadores, los intervalos seleccionados en el diseño de la operación fueron fracturados de manera exitosa.
- Los resultados obtenidos con el FracPoint fueron los esperados de acuerdo a lo programado, es decir, que con dicho método se cumplieron con las características requeridas por cada una de las cinco fracturas, al igual que en el caso de la producción, en el que la producción estabilizada (una vez realizado el testing) fue la deseada con base en el análisis de productividad realizado por la compañía.
- La selección de este método se basó en las características presentes en el yacimiento así como la forma en que fue terminado el pozo (agujero descubierto). En caso de haber empleado otro método se hubieran tenido distintas consideraciones en el aspecto técnico y económico como: El diseño de la fractura, volúmenes bombeados, presiones de bombeo, gastos, tiempo de operación, equipo y costos.

1. Garaicochea Petrirena, Francisco; Benítez Hernández, Miguel Ángel. Apuntes de Terminación de Pozos. Facultad de Ingeniería, UNAM, 1983.
2. Rosas Rivero, Mario. Apuntes de Terminación y Mantenimiento de Pozos. Facultad de Ingeniería, UNAM, 2014.
3. Viñas Rodríguez, Rafael. Apuntes de Terminación y Mantenimiento de Pozos. Facultad de Ingeniería, UNAM.
4. AB Energy Advisors. Seminario de Fracturamiento Hidráulico.
5. BJ Services Company. Course: Applied Frac Engineering. Houston, Texas. 2006.
6. Weatherford, Gerencia Técnica Área Centro. Conocimientos Básicos de Fracturamiento Hidráulico. 2010.
7. Narváez Ramírez, Antonio. Retos y avances en el desarrollo y operación de un yacimiento no convencional: Chicontepec. México, 2012.
8. Islas Silva, Carlos. Fracturamiento Hidráulico de Pozos Petroleros. México, 2009.
9. Schlumberger. Programa de Fractura Apuntalada del Pozo Corralillo 733. Poza Rica, 2015
10. PEMEX, APATG. Programa de Terminación Corralillo 733. 2015
11. Laboratorio de campo Corralillo PEMEX – Baker Hughes, APATG. Programa de Terminación Corralillo 724. 2013
12. Laboratorio de campo Corralillo PEMEX – Baker Hughes, APATG. Informe Final de Terminación Corralillo 724. 2013
13. PEMEX, APATG. Reporte Consecutivo de Actividades Corralillo 724. 2013
14. PEMEX, APATG. Software OVS: Base de Datos de Producción. 2015.
15. Halliburton. Terminaciones Horizontales. 2012
16. Halliburton. CobraMax H Fracturing Services. 2013
17. Halliburton. SurgiFrac Services – Fracture Stimulation Technique for Horizontal Completions in Low - to Medium-Permeability Reservoirs. 2005.

18. Halliburton. Incremento de la Productividad Mediante Fracturamiento Hidráulico Multi-Etapas en Pozos Horizontales en la Región Norte de México. 2012
19. Schlumberger. Flexible Multistage Stimulation Technique for Cased Hole Wells. 2010.
20. Halliburton. Pinpoint Multistage Fracturing Using a Unique Bridge Plug and Hydrajet Perforating. 2009.
21. Halliburton. High-Intensity Multistage Fracturing with Proppant Concentration Control. 2013
22. Bomapace, Juan; Kovalenco, Federico. Optimization in Completion Wells with Packerless, Multistage Fracturing Stimulation Method Using CT Perforating and Annular Path Pumping in Argentina. SPE 121557.
23. PEMEX, UPMP. Guía de Diseño para Fracturamientos Hidráulicos. 2008.
24. Athans, J.; Themig, D. Effective Stimulation of Horizontal Wells – A new completion method. SPE 143250, 2011.
25. Paris, M. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Venezuela, Astro Data, pág. 221-305. 2009.
26. Dake, LP, 1978, Reservoir Engineering Fundamentals, Elsevier.
27. CNH. Proyecto Aceite Terciario del Golfo, México. 2010.
28. Mendez, A. Perforación y Terminación en Yacimientos No Convencionales, Petroleum, No. 301, 20-25. 2015.
29. Economides M J.; Hill A. y Economides C. Petroleum Production Systems, New Jersey, Hill Petroleum Engineering Series.1994.
30. PEMEX Exploración y producción. Guía práctica para el diseño de perforación direccional y control de la desviación, México. 2011.
31. API RP 56. Recommended Practices for Testing Sand used in Hydraulic Fracturing Operations. 1995.
32. API RP 60. Recommended Practices for Testing High-Strength Proppants Used in Hydraulic Fracturing Operations 1995.
33. Detournay, E.; McLennan, J.D. and Roegiers, J.C. Poroelastic Concepts Explain Some of the Hydraulic Fracturing Mechanisms. Paper SPE 15262, 1986.

34. R. Pongratz, M.Stanojic, V. Martysevich. Pinpoint Multistage Fracturing Stimulation – Global Applications and Case Histories from Russia. SPE 114786. Halliburton. 2008.