



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“SISTEMA DE TERMINACIÓN MULTIETAPAS EN UN POZO DEL ÁREA DE CHICONTEPEC ”

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

NÉQUIZ MARTÍNEZ MERARI FERNANDA
ROBLES RODRÍGUEZ PABLO AUGUSTO

DIRECTOR DE TESIS:
ING. JOSÉ A. VELASCO ESQUIVEL



MÉXICO, DF., 2014

CIUDAD UNIVERSITARIA

AGRADECIMIENTOS

Por Merari Fernanda Néquiz Martínez

A DIOS...

Por bendecirme mucho más de lo que merezco, por mantenerme de pie y darme fuerzas cuando creí que ya no tenía, por la vida y darme la oportunidad de llegar a esta meta.

A LA UNIVERSIDAD...

Agradezco a la Universidad Nacional Autónoma de México, la facultad de Ingeniería por la formación académica a partir de mis profesores y amigos, portando con orgullo y compromiso el decir que soy egresada de la Universidad Nacional Autónoma de México y en cada momento disfrutar un GOYA! Por siempre sangre azul y piel dorada.

A MIS PADRES...

Sr. Fernando Néquiz Castañeda y Sra. Angela Martínez Galicia, gracias porque atrás de mis errores siempre estuvieron con los brazos abiertos para consolarme, porque en mis triunfos disfrutaban conmigo toda esa felicidad, porque sus manos no me dejaron caer, y hasta hoy sé que soy el ser humano que deseaban, gracias por darme lo que nunca nadie podrá darme jamás: sus consejos, amor incondicional y acogerme en una familia con paz y amor, LOS AMO!

MIS HERMANAS...

Susi, Moni y Fati, Gracias por transmitirme cariño y comprensión, mis cómplices, compañeras de media noche, consejeras, confidentes, pero lo más importante son mis maestras. Por ayudarme a crecer y madurar, ustedes que creyeron en mí y siempre me daban palabras de aliento para seguir adelante y cumplir mis metas. A Mike porque ahora eres parte de esta familia agradezco todo el apoyo q me has brindado. A ustedes LOS AMO!.

Diana Victoria González González, a través de estos años por creer, crecer, soñar conmigo, aumentar las alegrías y hacer de los momentos difíciles más llevaderos, por estar conmigo en cada momento. Gracias.

Verónica Torres Hernández, por siempre estar al pendiente de mí, confiar en mí, por enseñarme a ser fuerte, por todas las aventuras vividas a lo largo de estos años, por todo tu apoyo, gracias.

Cinthia Pamela Aguirre Barrera, por tus consejos, risas, las palabras de aliento, travesuras, tu compañía, por creer en mí y hacerme ver lo mejor de cada situación muchas gracias

A MIS AMIGOS...

Andrés Gómez, Ulises Onofre, Daniel Gutiérrez, Pedro Trejo, Emmanuel Rosales, Hugo González, Luis Alberto Santamaria, Erwind Arreola, Eduardo Martínez, Juan Alberto Alvarado, Jesús Espinoza, Felipe Pozadas, Alberto Montesinos, Luis Armando Hernández, Adán Avalos, José Caraveo, Yair Rodríguez, Osvaldo Beltrán, Aldo De la Cerda, Karen Meza, Gabriela Anguiano, Jasiel Briseño, Gustavo Ortega, Ulises Osvaldo Aguilar, Noé Figueroa, Orlando Avendaño, Josué Vidal, Laura Islas, Gabriela Nieto, Shigrid Escandón por su apoyo, consejos, cariño, por haber hecho de mi vida estudiantil una etapa maravillosa, Gracias.

En especial a Pablo A. Robles Rodriguez por compartir esta etapa profesional la cual hemos concluido juntos, por los consejos, paciencia y apoyo brindado a lo largo de esta meta. Gracias.

Ingeniero Alejandro e Ing. Haydee por el apoyo brindado para la realización de esta tesis.

A MIS PROFESORES...

Ing. José Agustín Velasco Esquivel, Ing. Javier Arellano Gil, Ing. Rafael Viñas Rodríguez, Ing. Gregorio Flores Maldonado y Mtro. Mario Gerardo García Herrera por su dedicación y enseñanzas para hacer de este trabajo mejor.

A LAS FAMILIAS...

Martínez Valverde, Campos Néquiz, Martínez Jiménez, González González, Robles Rodríguez por tener su apoyo incondicional no solo en este proyecto sino a lo largo de mi vida estoy eternamente agradecida.

AGRADECIMIENTOS

Por Pablo Augusto Robles Rodríguez

Primeramente me gustaría agradecerle a Dios por haberme dado esta vida llena de retos y éxitos, por ponerme obstáculos en el camino que gracias a eso he madurado y valorado a lo largo de esta etapa de mi vida, por ponerme a mi lado las personas indicadas para poder realizarme como persona y por escucharme en todo momento porque siempre he recurrido a él en los malos momentos, gracias papá Dios.

Segundo a la Universidad Nacional Autónoma de México por ser el pilar de la educación en mi país, al igual que la mejor escuela pública y por abrirme sus puertas del conocimiento, así mismo agradecer a mi Facultad de Ingeniería que es una extraordinaria carrera, solo los mejores nacimos para ser ingenieros y con mucho orgullo la representare.

A mis padres, Agustín Robles y Graciela Rodríguez que me hicieron un hombre de bien, siempre cuidando mis valores, me apoyaron, me alentaron a terminar mi carrera y se sacrificaron para que yo pudiera concluir mis estudios.

Mi hermano Carlos por motivarme y darme la mano cuando más lo necesite, por darme la confianza que me tengo, porque gracias a ti soy como soy y soy quien soy, gracias a ti he llegado hasta aquí.

A mi hermana Caydeé que es una persona digna de admirar y de gran motivación, me inspiraste a ser mejor y elegir esta hermosa carrera, gracias por ser de gran apoyo.

A mi cuñado Alejandro por el apoyo y por brindarnos mucho de su valioso tiempo para la realización de esta tesis, espero compensarlo.

A todos mis amigos de la carrera, José Carabeo, Erwin Arreola, Luis Santamaría, Eduardo Martínez, Julio Monjarás, Fair de la Cruz, Adán

Avalos, Iván Peña, Oswaldo Aguilar, también a todos aquellos amigos que estuvieron alentándome a concluir este gran reto, que me ayudaron con sus consejos y sus ánimos. Mi compañero y amigo Eder Galván que me ayudó y dedico parte de su tiempo para concluir esta tesis.

Merari Fernanda Néquiz sobre todo a ti, que siempre estuviste de tras de mí, que me soportaste y me supiste comprender, por ser mi confidente, por tu paciencia y sobre todo por compartir esta gran etapa de nuestras vidas, gracias amiga.

A tu paciencia y comprensión, preferiste sacrificar tu tiempo, me esperaste y fuiste un gran motor para que yo pudiera concluir este trabajo. Por tu bondad y cariño me inspiraste a ser mejor para tí, ahora puedo decir que esta tesis lleva mucho de tí, gracias por estar siempre a mi lado, te amo Lilitiana.

A mis sinodales Ing. José Agustín Velasco Esquivel, Ing. Javier Arellano Gil, Ing. Rafael Viñas Rodríguez, Ing. Gregorio Flores Maldonado y Mtro. Mario Gerardo García Herrera por su dedicación y enseñanzas para hacer de este trabajo mejor.

Y por último y más importante a mi hijo Nicolás Robles que siempre estuvo presente, ya que este esfuerzo es también por él, y para él, con todo mi amor te dedico este trabajo.

ÍNDICE

RESUMEN	1
ABSTRACT	3
INTRODUCCIÓN	5
CAPITULO 1. POZOS HORIZONTALES.	7
1.1.Aplicaciones de los pozos horizontales	7
1.1.1. Conificación de agua	7
1.1.2. Conificación de gas	8
1.1.3. Yacimientos Fracturados Verticalmente	9
1.1.4. Formaciones Irregulares	9
1.1.5. Formaciones de baja permeabilidad	10
1.1.6. Recuperación Mejorada de aceite.	11
1.2 Ventajas y desventajas de los pozos horizontales	11
1.3. Perforación	13
1.3.1. Perforación Direccional	13
1.4. Perforación horizontal	15
1.4.1. Parámetros de diseño considerados para la construcción de un pozo horizontal	15
1.4.2. Registro durante la perforación (MWD)	16
1.4.3. Valores de los registros	17
1.5. Terminaciones de pozos horizontales	18
1.5.1. Selección de la Terminación	19
1.5.2. Consideraciones	19
1.5.2.1. Ambiente	19
1.5.2.2. Restricciones	20
1.5.2.3. Recursos	20
1.5.3. Técnicas de terminación de pozos	21
1.5.3.1. Terminación de agujero abierto	21
1.5.3.2. Terminación con Liner ranurado no cementado	23
1.5.3.3. Terminación con Liner cementado y disparado	24
1.5.3.4. Terminación con TR, empacadores externos y coples de cementación	25
1.5.3.5. Terminación con cedazos preempacados.	26
1.5.3.6. Terminación de empaque de grava.	27
1.5.3.7. Terminación con fracturamiento	27
CAPITULO 2. DAÑO A LA FORMACIÓN	29
2.1. Definición	29
2.2. Mecanismos de formación de daño	32
2.2.1. Reducción de la permeabilidad absoluta de la formación	32
2.2.2. Reducción de Permeabilidad relativa	33
2.2.3. Alteración de la mojabilidad de la roca	33
2.2.4. Alteracion de la viscosidad de los fluidos	34
2.3. Tipos de Daño	35
2.3.1. Daño por invasión de fluidos	35
2.3.1.1. Daño por bloqueo de agua	36
2.3.1.2. Daño por bloqueo de aceite	37
2.3.1.3. Daño por bloqueo de emulsiones	38

ÍNDICE

2.3.1.4. Daño por cambio de mojabilidad	38
2.3.2. Daño por invasión de sólidos	39
2.3.3. Daño asociado a la producción	40
2.4. Operaciones en pozos que ocasionan daño	41
2.5. Daño en pozos horizontales	44
CAPITULO 3. FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.	49
3.1. Definición	49
3.2. Proceso de fracturamiento hidráulico	51
3.2.1. Dirección del agujero	51
3.2.2. Distancia entre fracturas hidráulicas	52
3.2.3. Inicio de la fractura	53
3.2.4. Ubicación del pozo en la formación	54
3.2.5. Gasto	54
3.2.6. Tamaño del tratamiento	54
3.2.7. Tratamientos múltiples	55
3.2.8. Pruebas con minifrac	56
3.3. Secuencia del fracturamiento	57
3.4. Presiones que actúan en la operación de fracturamiento.	59
3.5. Mecánica de la roca	66
3.5.1. Esfuerzo	66
3.5.2. Tensión	67
3.5.3. Orientación de la fractura	68
3.5.4. Módulo de elasticidad de Young	69
3.5.5. Relación de Poisson	71
3.5.6. Área de la fractura	73
3.5.7. Mecánica de la geometría de la fractura	74
3.6. Optimización del tamaño de la fractura	74
3.7. Sistemas de fluidos fracturantes	75
3.7.1. Fluidos base agua	77
3.7.2. Fluidos base aceite	77
3.7.3. Aceite viscoso refinado	78
3.7.4. Polímeros viscosificantes	78
3.7.5. Aditivos	79
3.8. Características de los apuntalantes	80
3.9. Metodología del diseño	84
3.10. Consideraciones del diseño	85
CAPITULO 4. FRACTURAMIENTO HIDRAULICO MULTIETAPAS	87
4.1. Monitoreo en tiempo real	89
4.2. Divergencia	90
4.2.1. Divergencia mecánica	90
4.2.2. Divergencia Química	90
4.3. Tipos de Sistemas de fracturamiento multietapas	91
4.3.1. Sistemas convencionales revestidos	92
4.3.1.1. Disparos de entrada limitada	92
4.3.1.2. Tapones puente compuestos	93
4.3.1.3. Sistemas convencionales agujero abierto	95
4.3.2. Sistema de intervención de fracturas en multietapas	96
4.3.2.1. Sistemas de disparos abrasivos y fracturamiento	96
4.3.2.2. Sistemas de estimulación con esferas selladoras	98

ÍNDICE

4.3.2.3. Tubería flexible con empacadores para agujero descubierto removidos	99
4.4. Sistemas permanentes	101
4.4.1. Sistema permanente con orificios de fractura.	107
4.4.2. Ensamble de fracturamiento de camisas deslizables en la Tubería Flexible	109
4.4.3. Beneficios de los sistemas permanentes	112
4.5. Sistemas dinámicos que utilizan un material degradable	112
4.6. Técnicas de fracturamiento	114
4.6.1. Fracturamiento simultáneo	114
4.6.2. Fracturamiento secuencial	114
CAPITULO 5. CASO PRÁCTICO EN EL ÁREA DE CHICONTEPEC	116
5.1. Acciones llevadas a cabo en el proyecto AIATG.	119
5.2. Pozos multifracturados	125
5.3. Pozo Humapa	126
5.3.1. Aspectos Geológicos y estratigráficos del pozo Humapa	126
5.3.2. Nombre del pozo	127
5.3.3. Objetivo y alcance	127
5.3.4. Ubicación del pozo	127
5.3.5. Tipo de terminación	128
5.3.6. Resumen de la perforación	128
5.3.6.1. Registros de la zona de interés	128
5.3.6.2. Información del yacimiento	129
5.3.7. Objetivo programado y alcanzado	129
5.3.8. Profundidad Programada y real	130
5.3.9. Situación estructural	130
5.3.10. Columna geológica Probable	131
5.3.11. Estado mecánico actual	132
5.3.12. Procesamiento de los registros y selección de las etapas de fracturas	133
5.3.13. Información de los intervalos Programados	139
5.3.14. Fluidos de Terminación	139
5.3.15. Tipo de fractura	139
5.3.16. Geometría de la fractura	147
5.3.17. Resumen del reporte de eventos y actividades	152
CONCLUSIONES	168
BIBLIOGRAFIA	170

SISTEMA DE TERMINACIÓN MULTITAPAS EN UN POZO DEL ÁREA DE CHICONTEPEC

RESÚMEN

Para el desarrollo de yacimientos es importante fomentar el contacto del yacimiento con el pozo para incrementar la producción de gas o aceite en yacimientos de baja permeabilidad, siendo una opción realizar fracturas hidráulicas ya que pueden incrementar aún más el contacto entre el pozo y la formación almacenadora.

Los métodos de terminación adecuados a maximizar el contacto entre pozo y formación son: agujero descubierto, o terminaciones horizontales de largo alcance siempre y cuando la formación lo permita.

Las compañías de servicios están ofreciendo sistemas de fracturamiento que permiten el acceso, la estimulación, y el aislamiento de numerosas zonas en terminaciones de pozos verticales y horizontales con una sola operación de intervención. Las prácticas de fracturamiento de múltiples zonas optimiza el contacto con la formación debido a la colocación precisa del tratamiento, por lo que la demanda de esta práctica en los pozos continúa creciendo debido al éxito que ha tenido en numerosos pozos.

En este trabajo se analiza y da a conocer la operación del sistema de fracturamiento multietapas para los posibles usuarios, como ingenieros que están activos como estudiantes de ingeniería petrolera, con la finalidad de entender el principio de esta nueva tecnología.

Para la cuenca de Chicontepec es aplicable a las areniscas altamente cementadas donde se requiere estimular por fracturamiento y aislar múltiples zonas en una operación de bombeo utilizando arreglos que forman parte de la operación.

De igual forma, existen diferentes tecnologías para este tipo de sistema en multietapas pero el caso práctico de la tesis, se enfoca en el sistema permanente con orificios de fracturamiento. En este caso se incorporan empacadores de agujero descubierto para segmentar el yacimiento, e incluyen camisas que son abiertas con esferas y estas son colocadas entre cada conjunto de empacadores para su correcta estimulación.

La operación de fracturamiento multietapas de sistemas permanentes comprende 3 fases:

1. De fractura: esta etapa posibilita la colocación precisa de los tratamientos de fracturamiento a través de un arreglo de camisas deslizables que van a ser accionadas cada una a través de esferas selladoras que tienen la tarea de aislar cada camisa la cual está ubicada en una zona de interés estratégica; así mismo se realiza la operación de fracturamiento a través de la inyección del fluido fracturante y apuntalante a altas presiones, y poder generar la fractura y no dejar que se cierre; esta operación se va a realizar para el número de etapas o zonas que se requiera tratar.
2. De molienda: se acondicionara todo el equipo necesario para acceder a la molienda de las esferas selladoras que permanecen en los asientos de las camisas deslizables localizadas desde el talón hasta la punta del pozo horizontal, para abrir paso a los fluidos del yacimiento.
3. De limpieza: el sistema cuenta con una canasta venturi que al momento de moler la esfera va a recolectar los recortes; después de cada molienda el arreglo se llevara a superficie para vaciar la canasta venturi y así repetir la operación para cada camisa que contenga la esfera selladora.

Esta técnica se ha encontrado constantes avances y cambios, contribuyendo a lograr mayor producción incrementando el sistema de fracturas, dando como resultado beneficios económicos, y un mejor desarrollo de los yacimientos.

MULTISTAGE COMPLETION SYSTEM IN A WELLBORE IN THE CHICONTEPEC AREA

ABSTRACT

The most important for the development of reservoirs to encourage the contact between the wellbore and reservoir to increase production of oil or gas in low-permeability reservoirs, the hydraulic fracture is an option and they can further increase the contact between the well and the formation.

The completion methods suitable to maximize contact between formation and wellbore are: open hole completion or completion horizontal long range only that permits the formation.

The services companies are offering systems that allow access fracturing, stimulation, and isolation of many areas where completions of vertical and horizontal wells with once intervention operation. Practices multistage fracturing optimize contact with the formation due to the precise positioning of the treatment, so the demand for this practice in wells continues to grow due to the success of numerous wells.

This paper analyzes and introduces the operation of multistage fracturing system to potential users, such as engineers who are a students of petroleum engineering, in order to understand the ouset of this new technology.

In this case for Chicontepec basin is applicable to highly cemented sandstones where required by fracturing and isolate stimulate multiple zones in a pumping operation using arrangement as part of the operation.

Similarly, there are different technologies for this type of multistage system but the case study of the thesis focuses on the system with permanent fracturing holes. In this case, open-hole packers are incorporated for segmenting the field, and include sleeve that are open with balls and these are placed between each set of packers for proper stimulation.

Multistage fracturing operation of permanent systems contains 3 phases:

1. **Breaking:** this stage enables standing accurate of treatm fracturing through an arrangement of sliding sleeves that will be each to driving of balls sealing that have the task of isolating each sleeve, which is located in an interest area of; the same as the fracturing operation the injection fracturing fluid and proppant at high pressures, and to generate the fracture and not let it close; in this operation is to be performed for the number of steps or areas that required treatm.
2. **Milling:** the condition all equipment necessary to access the grinding of the sealing areas that remain in the seats of the sliding sleeves from such localized from the tip to heel of the horizontal well, to make way for the reservoir fluids equipment.
3. **Cleaning:** The system has a venturi basket when grinding the area will collect the trimmings; after of each milling arrangement will take surface to empty the venturi basket and repeat the operation or n for every sleeve that contains the sealing area.

This technique has been found constant advances and changes, helping to achieve higher production by increasing the fracture system resulting economic benefits, and better reservoir development.

INTRODUCCIÓN

Los yacimientos no convencionales se caracterizan por tener permeabilidad y porosidad muy baja ya que requieren de técnicas de estimulación (fracturamiento, inyección de fluidos etc.) para producir los hidrocarburos (Pozos Rivera H.. (2013). En los últimos años, varios yacimientos de petróleo alrededor del mundo han sido explotados mediante la perforación de pozos horizontales.

La perforación horizontal ha avanzado significativamente en la última década para el desarrollo de muchos yacimientos de petróleo y gas de todo el mundo, y han sido los más rentables.

El objetivo principal de la explotación de los yacimientos, con este tipo de pozos es aumentar el área de contacto entre pozo y el yacimiento e incluso obtener una mayor tasa de recuperación del yacimiento.

La industria de la perforación y terminación de pozos está a la vanguardia, desde el punto de vista tecnológico se han desarrollado diversas técnicas en especial en la técnica de fracturamiento hidráulico multietapas que tienen como objetivo reducir costos y maximizar la producción a través de la perforación horizontal para el caso que se está presentando en Chicontepec

El fracturamiento hidráulico ha sido desarrollado para mejorar la permeabilidad de la formación interconectando los poros y fracturas naturales e induciendo nuevas fracturas, esto se logra a través de prácticas eficientes de análisis, evaluación y la aplicación de perforación y terminación de pozos. Esta técnica se ha encontrado constantes avances y cambios, contribuyendo a lograr mayor producción incrementando el sistema de fracturas, dando como resultado beneficios económicos.

El desarrollo de la técnica de fracturamiento de múltiples etapas es una tecnología reciente y con gran aplicación en sus diferentes modalidades, minimizando así el tiempo y los costos asociados a la operación; una de las principales ventajas que tenemos con esta técnica es poder alcanzar un mayor número de fracturas a lo largo de un segmento horizontal, en una simple o continua operación, estableciendo secciones aisladas entre sí y se puede aplicar tanto en pozo entubado como agujero abierto.

Esta tesis expone la técnica de fracturamiento, describiendo un caso de aplicación del pozo “Humapa” del área de Chicontepec, incluyendo los factores de diseño para la terminación con la técnica de múltiples etapas, las características de los

INTRODUCCIÓN

principales componentes del sistema de terminación; además de llevar a cabo la operación y evaluación del sistema.

El objetivo es establecer las ventajas, límites y riesgos de esta técnica, y el impacto que puede generar su aplicación en proyectos de desarrollo de campos petroleros en México.

CAPÍTULO 1

POZOS HORIZONTALES

Un pozo horizontal es aquel que es perforado direccionalmente paralelo a los estratos de un yacimiento a una profundidad y dirección establecida. También son considerados pozos horizontales aquellos que tienen un ángulo de inclinación no menor de 86 grados con respecto a la vertical. La longitud del tramo horizontal depende de la extensión del yacimiento y del área que se desea producir.

El objetivo de la perforación horizontal, es mejorar la productividad y la recuperación, siendo la productividad de un pozo directamente proporcional a la conductividad (kh). En un pozo horizontal, la altura h corresponde a la longitud horizontal del pozo abierto al flujo, la superficie de contacto será mayor que para un pozo vertical, lo que ocasionará un incremento en la producción aún sin haber cambiado su permeabilidad.

Los pozos horizontales poseen muchas aplicaciones, siendo la mayoría de las veces superiores a la de los pozos verticales, entre ellas tenemos:

1.1. APLICACIONES DE POZOS HORIZONTALES

La perforación horizontal puede ser usada para alcanzar o atravesar varios yacimientos irregulares, limitar la invasión de fluidos no deseados (conificaciones), atravesar fracturas verticales naturales, maximizar la producción en yacimientos depresionados, de baja permeabilidad o bien acondicionar los pozos para procesos de recuperación secundaria.

1.1.1. CONIFICACIÓN DE AGUA: Cuando se manejan zonas productivas de agua, y particularmente cuando la viscosidad del aceite es significativamente más alta que el agua, si se perfora un pozo horizontal que atraviese únicamente la formación productora, reducirá la posibilidad de la conificación de agua; ya que en un pozo vertical presentará problemas de conificación y producirá agua y aceite. (Figura 1.1)

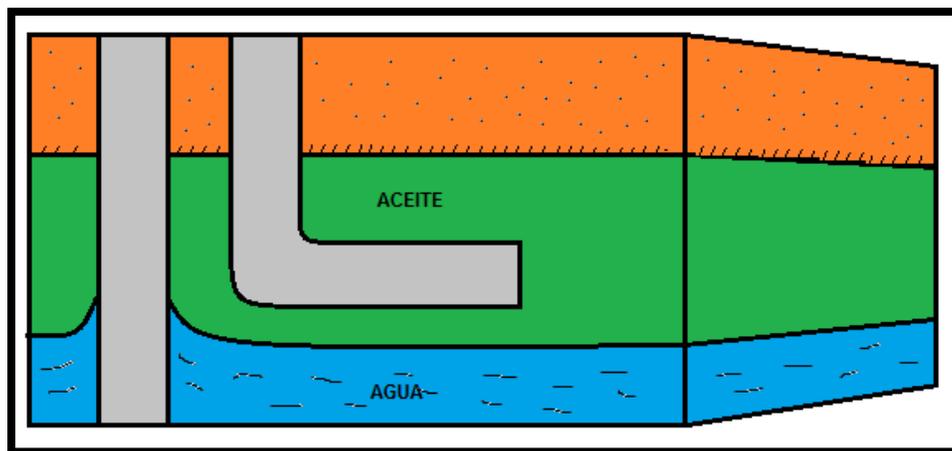


Figura 1.1 Conificación de agua. Recuperado de [Terminación de pozos petroleros Hernández Tapia R. (1991). UNAM, Facultad de Ingeniería]

1.1.2. CONIFICACIÓN DE GAS: La conificación del gas es mucho más severa que la del agua. Siendo que el gas tiene una menor viscosidad que el aceite, si la conificación del gas no se puede controlar el gas que se extrajo debe inyectarse nuevamente al yacimiento para evitar el abatimiento de presión prematuro.

Perforar un pozo horizontal ayudaría a prevenir los problemas de conificación, asegurándose que el pozo sea terminado en el cuerpo productor de aceite y alejado del casquete de gas permitiendo con esto, gastos económicos de producción sin excesivos gradientes de presión los cuales inducen a la conificación (Figura 1.2).

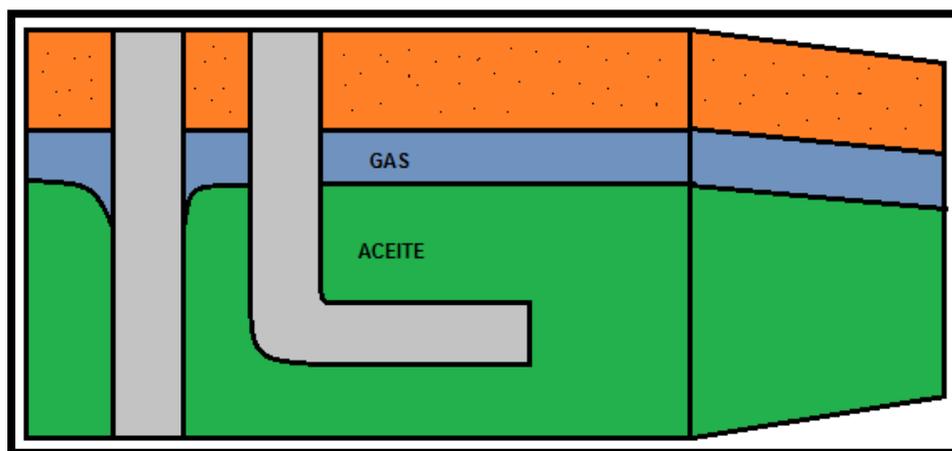


Figura 1.2. Conificación de gas. Recuperado de [Terminación de pozos petroleros Hernández Tapia R.. (1991). UNAM, Facultad de Ingeniería]

1.1.3. YACIMIENTOS FRACTURADOS VERTICALMENTE: En yacimientos con fracturas verticales en zonas productoras orientadas a planos verticales (y separaciones de 20 a 200 pies), un pozo vertical podría fallar en alcanzar alguna zona, pero un pozo horizontal y perpendicular a los planos de los cuerpos productores podría interceptar un buen número de fracturas y mostrar un aumento significativo en su producción, mucho mayor que el vertical (Figura 1.3).

Un sistema de fracturas naturales en el yacimiento mejorara notablemente la producción de aceite y gas suministrando canales naturales de flujo a los fluidos del yacimiento. Algunos yacimientos dependen exclusivamente de este sistema para producir aceite y gas

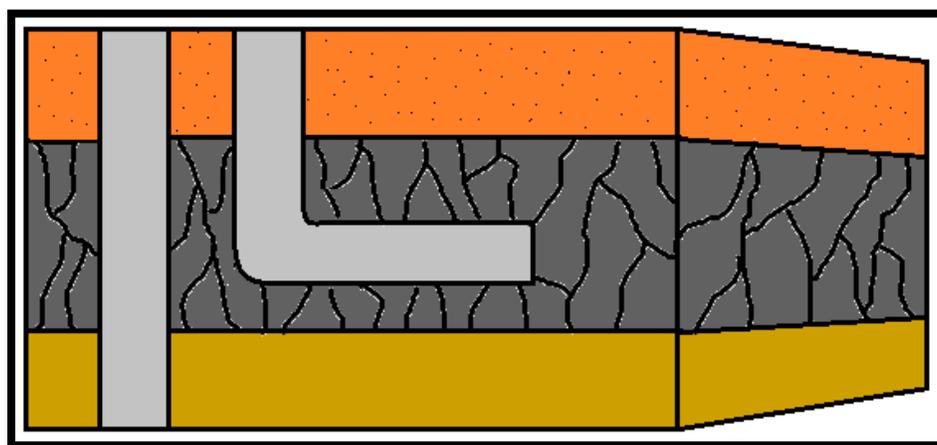


Figura 1.3. Yacimientos Fracturados Verticalmente. Recuperado de [Terminación de pozos petroleros Hernández Tapia R.. (1991). UNAM, Facultad de Ingeniería]

1.1.4. FORMACIONES IRREGULARES: La perforación horizontal ha sido usada para desarrollar formaciones productoras lenticulares; este tipo de formaciones es muy difícil de localizar con precisión con mediciones sísmicas. Una vez localizadas esas formaciones son fácilmente alcanzadas por pozos direccionales convencionales o bien mediante pozos horizontales (Figura 1.4).

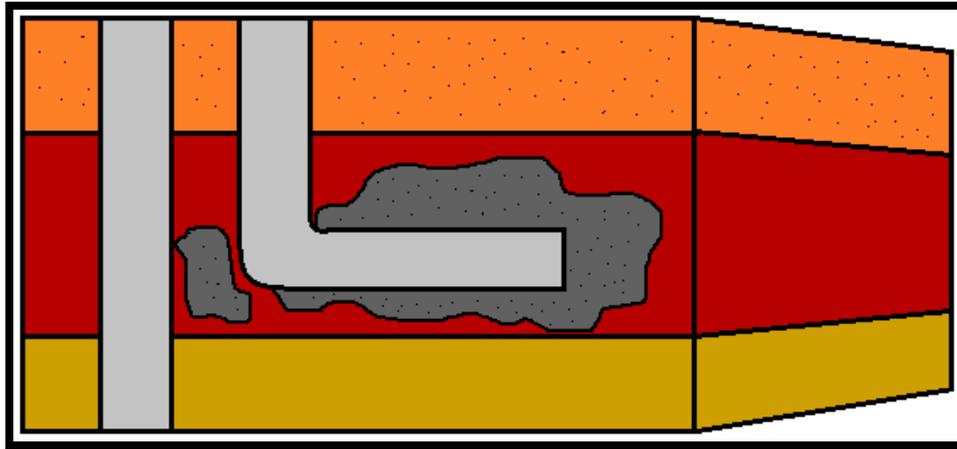


Figura 1.4. Formaciones Irregulares. Recuperado de [*Terminación de pozos petroleros* Hernández Tapia R.. (1991). UNAM, Facultad de Ingeniería]

1.1.5. FORMACIONES DE BAJA PERMEABILIDAD: En formaciones de baja permeabilidad, perforar un pozo horizontal a través de la zona productora puede producir muy buenos resultados, si se perforan varios cientos de pies, el pozo se comportará como una fractura, incrementando la permeabilidad y mejorando la productividad (Figura 1.5).

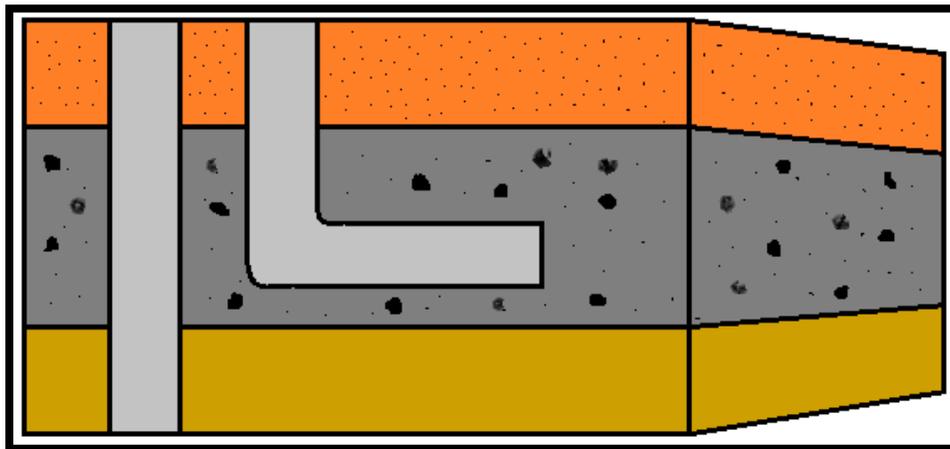


Figura 1.5. Formaciones de Baja Permeabilidad. Recuperado de [*Terminación de pozos petroleros* Hernández Tapia R. (1991). UNAM, Facultad de Ingeniería]

1.1.6. RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE: Los pozos horizontales son una herramienta muy útil en la explotación de yacimientos, pero también es aplicable al área de recuperación secundaria.

Implementando los pozos como inyectores de agua para lograr un mayor desplazamiento de los fluidos hacia los pozos de producción así como también un incremento en la eficiencia de barrido debido a que poseen una mayor área de contacto con el yacimiento y reducen el número de pozos requeridos para la inyección, o bien acondicionándolos para el proceso de recuperación mejorada (Figura 1.6).

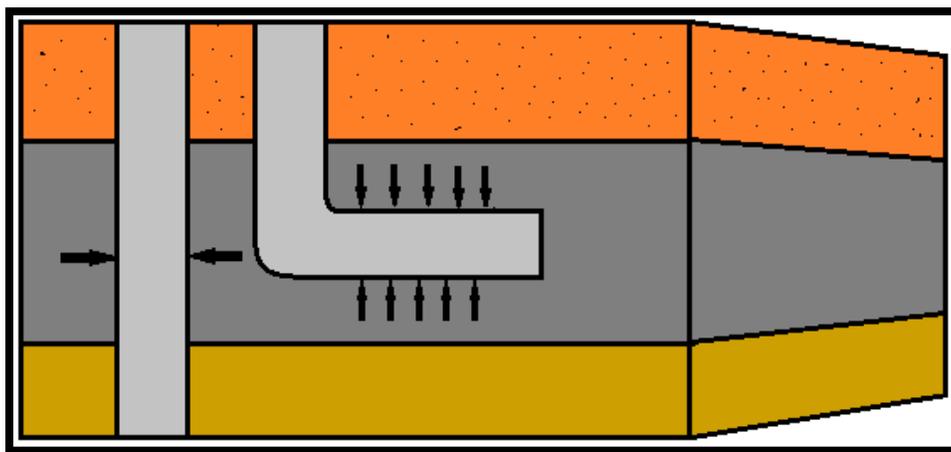


Figura 1.6. Recuperación Mejorada de Aceite. Recuperado de [Terminación de pozos petroleros Hernández Tapia R. (1991). UNAM, Facultad de Ingeniería]

1.2. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS POZOS HORIZONTALES.

Entre las ventajas de los pozos horizontales tenemos:

- Mejoran la eficiencia de barrido en proyectos de recuperación de aceite.
- Aumentan el índice de productividad de 3 a 5 veces más, para una misma caída de presión, que un pozo vertical.
- Aumentan la inyectividad en caso de inyección de fluidos.
- Incrementan el área de drenaje por pozo en un yacimiento.

- Aceleran la recuperación debido a las altas tasas de producción, además de que se reduce el número de pozos requeridos para la explotación un yacimiento.
- Pueden hacerse perforaciones horizontales perpendiculares a las fracturas en yacimientos naturalmente fracturados para aumentar la productividad.
- Reducen la conificación de agua y gas en formaciones con problemas de interface de fluidos y producción de arena; esto se debe a que para producir un mismo gasto que un pozo vertical produce una menor caída de presión.

Y entre sus desventajas tenemos:

- Las barreras de permeabilidad vertical limitan la eficiencia de barrido vertical.
- El daño a la formación, la excesiva inclinación de la trayectoria del pozo y los bajos gradientes de presión podrían dificultar la limpieza del mismo.
- En formaciones con producción de arena las secciones irregulares pueden ser taponadas por acumulación de la misma.
- Las opciones de terminación son limitadas en los casos en que se deseen controlar los problemas ocasionados por altos cortes de agua y/o altas relaciones gas petróleo (RGP).
- Se requiere mayor tiempo de perforación que en un pozo vertical, y debido a la mayor complejidad de las operaciones mayor costo.
- Las barreras horizontales lutíticas o estratos de menor permeabilidad limitan el drene más allá de las barreras.

1.3 PERFORACIÓN.

1.3.1 PERFORACIÓN DIRECCIONAL.

Un pozo direccional es aquel que se perfora a lo largo de una trayectoria planeada para atravesar el yacimiento en una posición predeterminada (*objetivo*), localizada a determinada distancia lateral de la localización superficial del equipo de perforación. Para alcanzar el objetivo es necesario tener control del ángulo y la dirección del pozo, las cuales son referidas a los planos vertical (inclinación) y horizontal (dirección), respectivamente.

En la construcción de pozos direccionales existen un conjunto de definiciones básicas que a continuación serán expuestas (figura 1.7.):

- **Punto de desviación (KOP, Kick Off Point):** profundidad en la cual el hoyo deja de ser vertical.
- **Ángulo de inclinación:** es el ángulo (en grados) medido a partir de una línea vertical imaginaria.
- **Ángulo de Azimut (orientación del hoyo):** es el ángulo (grados) medido en vista de planta en el sentido de las agujas del reloj a partir de la dirección norte.
- **Tasa de incremento de ángulo (BUR, Build Up Rate):** número de grados de aumento de inclinación en una longitud de 100 pies. Mientras que el **TR** o **Turn rate**, es similar a la anterior definición pero con la variación de Azimut.
- **Profundidad vertical verdadera:** Es la distancia vertical desde el nivel de referencia de profundidad, hasta un punto en la trayectoria del pozo.
- **Profundidad desarrollada:** Es la distancia medida a lo largo de la trayectoria real del pozo, desde el punto de referencia en la superficie, hasta el punto de registros direccionales.
- **Acelerómetro:** Los acelerómetros se utilizan para medir el campo gravitacional terrestre local. Cada acelerómetro consiste de una masa magnética (péndulo) suspendida en un campo electromagnético. La gravedad desvía la masa de su posición de equilibrio.

Se aplica al sensor una cantidad de corriente suficiente para que regrese la masa a su posición de equilibrio. Esta corriente es directamente proporcional a la fuerza gravitacional que actúa sobre la masa. Las lecturas gravitacionales se utilizan para calcular la inclinación del pozo, la cara de la herramienta y la referencia vertical utilizada para calcular el ángulo de incidencia.

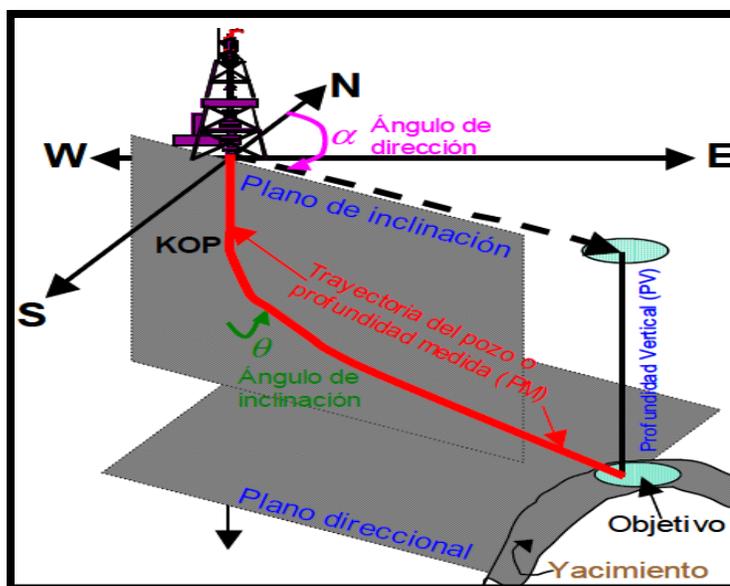


Figura 1.7. Componentes de un pozo direccional. Recuperado de [Pozos horizontales, diseño de pozos, campo Socorro. Espinoza D. & Solano A. (Diciembre 2005).]

En general los pozos direccionales deben tener un punto de desviación (KOP), una sección de construcción, una sección tangente y una sección de decrecimiento (tipo S) o sección horizontal, dependiendo del caso. En la siguiente Figura 1.8. Se muestran los tres tipos de pozos direccionales.

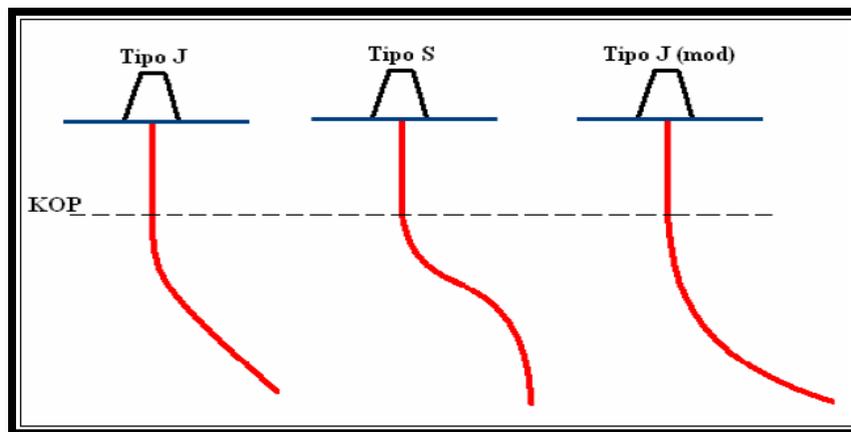


Figura 1.8. Tipos de pozos direccionales. Recuperado de [Pozos horizontales, diseño de pozos, campo Socorro. Espinoza D. & Solano A. (Diciembre 2005).]

1.4. PERFORACIÓN HORIZONTAL.

1.4.1. PARÁMETROS DE DISEÑO CONSIDERADOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UN POZO HORIZONTAL.

- **Profundidad vertical verdadera (TVD):** distancia vertical desde la superficie hasta el objetivo.
- **Desplazamiento horizontal (VS):** Distancia horizontal desde la locación del pozo hasta su profundidad final.
- **Punto de desviación (KOP):** Punto de la trayectoria en el cual el pozo se desvía de la vertical.
- **Radio de curvatura (R):** Distancia medida sobre las líneas perpendiculares a cada tangente de la curva desde el centro o punto de convergencia de todas estas líneas.
- **Punto de revestidor (PC):** Punto de la trayectoria del pozo en el cual se asienta el revestidor de producción. Se ubica justo en el tope de la arena objetivo, o en algunos casos dentro de la arena, con el mismo ángulo de navegación del pozo horizontal.

- **Punto horizontal (PH):** Punto de la trayectoria del pozo en el cual se alcanza la sección horizontal.
- **Profundidad final (TD):** longitud total alcanzada por el pozo.

1.4.2. REGISTRO DURANTE LA PERFORACIÓN (MWD)

Debido al avance que ha tenido la tecnología actual podemos conocer parte de lo que está sucediendo abajo en la barrena cuando se perfora el pozo, se tiene por ejemplo el control direccional que consiste de un complejo sistema de telemetría pozo abajo, llamado Measurement While Drilling (MWD).

El MWD es una herramienta electromagnética de alta tecnología, posicionada en la sarta de fondo, que realiza mediciones de agujero, cerca de la barrena y son transmitidas a la superficie sin interrumpir las operaciones normales de perforación, es decir, en tiempo real.

La tubería de perforación se sostiene estacionaria, luego se sabe la profundidad medida de la herramienta. Se hace actuar la herramienta por medio de cambios en la presión de lodo conectando y desconectando las bombas, y así los valores del registro pueden ser tomados en superficie.

Esto es mucho más rápido que detener la operación y correr un registro sencillo en un cable y puede hacerse a intervalos regulares, en general cada vez que se ha perforado una conexión.

Dado que se usan motores de fondo para corregir la dirección de un pozo o cuando se necesitan ajustes mayores de dirección, la medición de la desviación durante la perforación puede suministrar oportunamente la inclinación y la dirección del pozo.

Todos los sistemas MWD, están compuestos típicamente por tres componentes principales: sistema de potencia, sensor direccional, y sistema de telemetría. Actualmente la herramienta MWD, está firmemente establecida como un elemento que forma parte integral de las operaciones de perforación direccional. Entre los principales beneficios de la utilización de esta herramienta, se encuentran:

1. Mejora el control y determinación de la posición de la barrena.
2. Reduce el tiempo de registros.

3. Reduce el riesgo de atascamiento por presión diferencial.
4. Reduce las patas de perro.
5. Reduce el número de correcciones con motores de fondo en los pozos.

1.4.3. VALORES DE LOS REGISTROS

La mayoría de la información direccional se deriva de dos simples mediciones:

Azimut: La dirección del pozo a la profundidad dada del registro, en grados (de 0 a 359) En sentido horario, a partir del Norte verdadero.

Inclinación: También conocida como el ángulo de desviación, expresada en grados es el ángulo al cual el pozo está desviado de la vertical a la profundidad dada.

Usando los valores obtenidos en el registro azimut e inclinación junto con la profundidad medida de la tubería, es posible determinar la profundidad vertical verdadera, el ángulo de inclinación, la severidad de la pata de perro y la distancia a la vertical.

Severidad de la pata de perro (Dogleg severity): Considera el ángulo promedio del pozo, la inclinación y la variación direccional sobre una longitud dada. Generalmente se expresa en grados cada 100 pies. (deg/100 ft).

Severidad de PATA DE PERRO

$$DLS = \{\cos^{-1}[(\cos \alpha \times \cos \beta) + (\sin \alpha \times \sin \beta) \times \cos(Az1 - Az2)]\} \times (100/MD)$$

Donde;

DLS = Severidad de Pata de Perro, en Grados/100ft

MD = Profundidad medida entre dos surveys, expresada en pies.

α = Inclinación (ángulo) del survey superior, en Grados

β = Inclinación (ángulo) del survey inferior, en Grados

Az1= Azimuth o dirección del Survey superior

Az2 = Azimuth o dirección del Survey inferior

Siendo el resultado de la inclinación más el cambio direccional, la severidad de la pata de perro se incrementa, para un cambio direccional dado, cuando se incrementa la inclinación. Para evitar patas de perro muy severas, es recomendable alterar la inclinación y la dirección independientemente la una de la otra dentro de lo posible.

1.5. TERMINACIONES DE POZOS HORIZONTALES.

De la experiencia obtenida con la perforación de pozos horizontales y su terminación, se llega a la conclusión de que el equipo utilizado es considerado como convencional

Se han realizado estudios para determinar la estabilidad del agujero en pozos horizontales y tales estudios demuestran que en yacimientos de calizas suaves, a profundidades de 2000 m. Nunca se colapsaran o fracturaran durante la perforación, utilizando el adecuado peso del lodo (Hernández Tapia R. (1991)).

Las características principales que determina la terminación de un pozo son la permeabilidad, el tipo de formación y la presencia de fracturas naturales.

A los pozos perforados en formaciones compactas, probablemente serán necesarios estimularlos mediante una acidificación o un fracturamiento, para eliminar un posible daño a la formación e incrementar su productividad. Para poder controlar las fracturas inducidas es necesario que estos pozos se encuentren terminados con TR cementada.

A diferencia de los pozos verticales estas fracturas se pueden inducir a lo largo, perpendicular o inclinadas a la sección horizontal dependiendo del mínimo esfuerzo de fractura. Si la formación es productora y tiene fracturas naturales, entonces la orientación de la sección horizontal será muy importante, se requiere localizar la orientación de la fracturas para que el pozo pueda interceptar el mayor número de fracturas, los núcleos proporcionan tal información.

Un pozo horizontal perforado en calizas naturalmente fracturadas es contraproducente ya que el lodo de perforación penetrara en las fracturas

naturales y causara un daño que después debe de ser tratado con una acidificación y remediar el daño producido durante la perforación.

Tales tratamientos pueden requerir grandes cantidades de ácido debido a las longitudes de la sección horizontal, tales tratamientos podrán ser prohibitivos debido a los elevados costos de los aditivos, ya que se empleara más tiempo para el bombeo de los fluidos estimulantes, esto implica mayores volúmenes de inhibidores de corrosión así como también mayor volúmenes en los agentes desviadores para que la estimulación sea exitosa en la zona con más daño o con menos permeabilidad.

Los costos de la terminación de un pozo horizontal o con un alto ángulo de inclinación es aproximadamente el doble de lo que costaría en un pozo vertical. Pero pensando que un pozo horizontal puede sustituir a la producción de 4 pozos verticales se podrían alcanzar considerables ahorros.

1.5.1. SELECCIÓN DE LA TERMINACIÓN

Las técnicas de terminación son función y además afectan a la producción, las posibilidades de conversiones y reparaciones futuras, la productividad del pozo, el estado mecánico y otros problemas.

El mejor diseño prevé el conducto más eficiente para los fluidos hasta la superficie, además proporcionara la operación más rentable de un pozo, a lo largo de su vida productiva.

1.5.2 CONSIDERACIONES

Una mejor estimación de las características de la producción del pozo durante su vida productiva esperada, da por resultado una terminación mejor diseñada, a continuación se presenta una lista de las consideraciones de las condiciones ambientales, las restricciones y los recursos a consideraren el diseño de un programa de terminación o reparación.

1.5.2.1 AMBIENTE

- Localización: en donde se perforo el pozo; área urbana, campo abierto, plataforma marina o lacustre.
- Profundidad: A que profundidad se encuentra la sección horizontal productora.

- Presiones del yacimiento: que presiones deberá resistir la TR.
- Configuración del yacimiento: Existen secciones por explotar separadamente o la formación s uniforme.
- Mecánismo de empuje: el empuje es por entrada de agua, gas disuelto, casquete de gas.
- Parámetro de la roca y el fluido: la viscosidad del aceite, la relación gas aceite, distribución de la permeabilidad, producción de arena.

1.5.2.2 RESTRICCIONES

Cementación primaria: es uniforme la cementación alrededor de la TR, si es que existe un buen sello entre TR y formación.

Daño a la formación: tomar las debidas precauciones para no inducir un daño a la formación ya sea, por fluidos de perforación, cemento, fluidos de terminación, disparos y fluidos de estimulaciones.

Corrosión: qué tipo de corrosión se espera al comienzo y en un futuro.

1.5.2.3 RECURSOS

- ✓ Gastos de producción: los gastos de producción esperados, además si es que la caída de presión ocasionará un problema en pozos de alto gasto.
- ✓ Técnica de producción: si se empleara un sistema artificial y cual tipo de sistema se empleara.
- ✓ Estimulaciones futuras: el tipo de estimulaciones se realizaran a futuro.
- ✓ Método de reparación a futuro: operaciones de reparación a futuro con herramienta convencional o tubería flexible.
- ✓ Operaciones de recuperación secundaria: si es que el pozo será convertido en un pozo inyector de agua.
- ✓ Inyección de vapor o combustión in situ: el pozo es un inyector de vapor, producirá o inyectara aire en un proceso de combustión in situ.
- ✓ Dispositivos de seguridad: que tipos de dispositivos de seguridad se requieren pozo abajo

1.5.3. TÉCNICAS DE TERMINACIÓN DE POZOS

La terminación de un pozo horizontal tiene como finalidad dotar al pozo del equipo necesario para producirlo de una manera apropiada y rentable.

Para seleccionar un esquema apropiado de terminación se consideran diferentes parámetros como la ubicación del pozo, la presión, temperatura y profundidad del yacimiento, la configuración y mecanismo de producción, el tipo de formación, las características fluido-roca, los métodos y las tasas de producción, el daño a la formación, problemas de conificación o de arenamiento.

Además de todo esto se debe tomar en cuenta futuros trabajos de estimulación o recuperación secundaria. Los tipos de terminación usados en pozos horizontales son:

- Agujero abierto
- TR corta perforada o ranurada
- TR con empaque externo con coples de cementación
- TR's cortas pre empacadas
- Con empaques de grava
- Con fracturamiento (ácido o hidráulico con apuntalante)

1.5.3.1. TERMINACIÓN A AGUJERO ABIERTO.

La implementación de este tipo de terminación dependerá fundamentalmente de las características de la formación, ya que se emplea principalmente en formaciones de rocas consolidadas donde se hayan realizado estudios confiables de geomecánica.

Este tipo de terminación es muy económica pero es realmente complicado estimular y controlar tanto la inyección como la producción a lo largo del pozo horizontal en este tipo de terminaciones (figura 1.9).

La TR se asienta en la cima de la formación productora o ligeramente dentro del intervalo a explotar y la sección horizontal del pozo permanece sin cualquier tipo de tubería

Entre las ventajas para este tipo de terminación tenemos:

- Todo el diámetro del agujero está disponible para el flujo.
- Generalmente no se requiere disparos. Algunas veces se utiliza el disparo en agujero descubierto debido al daño severo de la formación.
- Si la zona no se va a disparar, la interpretación del perfil del agujero no es crítica.
- El agujero se puede profundizar fácilmente o cambiar a una terminación con liner y empacar con grava.

Entre las desventajas tenemos:

- No hay forma de regular el flujo hacia el hueco.
- No se puede controlar efectivamente la producción de gas o agua.
- Es difícil tratar los intervalos productores en forma selectiva.
- Puede requerirse de limpieza periódica del hueco.

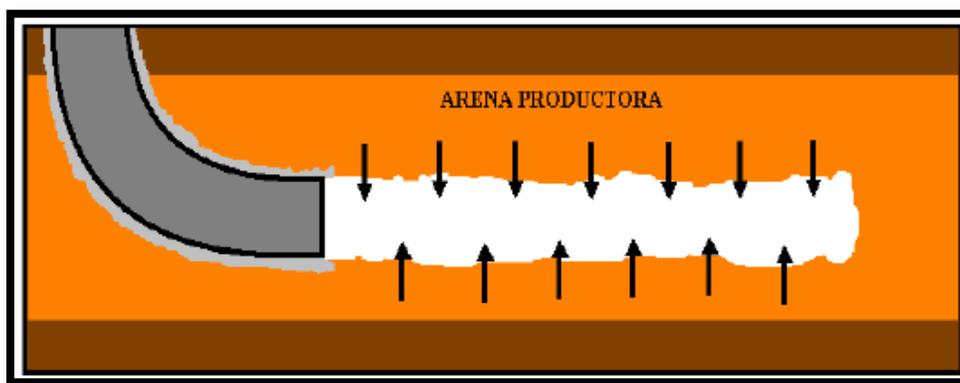


Figura 1.9 Terminación a agujero abierto. Recuperado de [Pozos horizontales, diseño de pozos, campo Socorro. Espinoza D. & Solano A.. (Diciembre 2005).]

1.5.3.2 TERMINACIÓN CON LINER RANURADO NO CEMENTADO.

El revestidor de producción es asentado y cementado y el *liner* ranurado se instala al revestidor mediante un colgador. La principal función de la utilización del *liner* ranurado es evitar que el hoyo colapse, además, permite el controlar la producción de arena de la formación y la introducción de varias herramientas, como por ejemplo tubería flexible *Coiled Tubing* (figura 1.10).

Generalmente se emplean en yacimientos con arenas poco consolidadas. En este tipo de terminación tres tipos de *liner* pueden ser utilizados: *liner* perforados, *liner* ranurados y *liner* preempacados.

Entre las ventajas de este tipo de terminación se tiene:

- Eliminación del costo del disparo.
- La interpretación de los registros no es crítica.
- Posibilidad de usar técnicas especiales de control de arena.

Y sus principales desventajas son:

- Dificultad para controlar la producción de gas y agua.
- Imposibilidad de una estimulación selectiva.

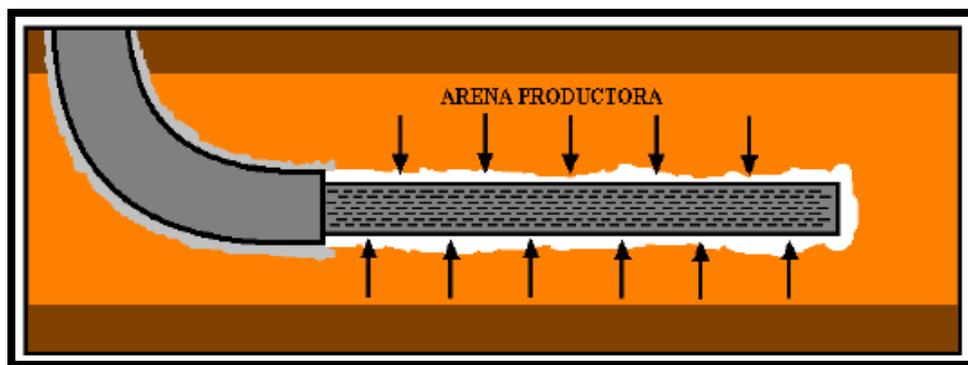


Figura 1.10 Terminación con liner ranurado No cementado. Recuperado de [Pozos horizontales, diseño de pozos, campo Socorro. Espinoza D. & Solano A.. (Diciembre 2005).]

1.5.3.3 TERMINACIÓN CON LINER CEMENTADO Y DISPARADO.

El revestidor se asienta a través de la formación productora y se cementa. Posteriormente, se dispara para establecer comunicación entre el agujero y la formación. Este tipo de terminación se emplea fundamentalmente en pozos de radio medio y largo, ya que en pozos con radio corto y ultracorto la cementación suele ser económicamente poco rentable (figura 1.11).

Las ventajas de este tipo de terminación son las siguientes:

- Existen facilidades para terminación selectiva y reparaciones en los intervalos productores.
- Mediante el disparo selectivo se puede controlar con efectividad la producción de gas y agua.
- Es posible hacer terminaciones múltiples.
- Se puede profundizar el agujero, aunque con un diámetro menor. Se pueden hacer adaptaciones para control de arena utilizando camisas ranuradas y empaques con grava.

Entre las desventajas se tiene:

- Se requiere análisis preciso de los registros y muy buen control de la profundidad del agujero.
- El disparo de zonas de gran espesor es costoso.
- Se presenta la reducción del diámetro efectivo del agujero y de la productividad del pozo.
- Se necesita de un buen trabajo de cementación a través de los intervalos productores.

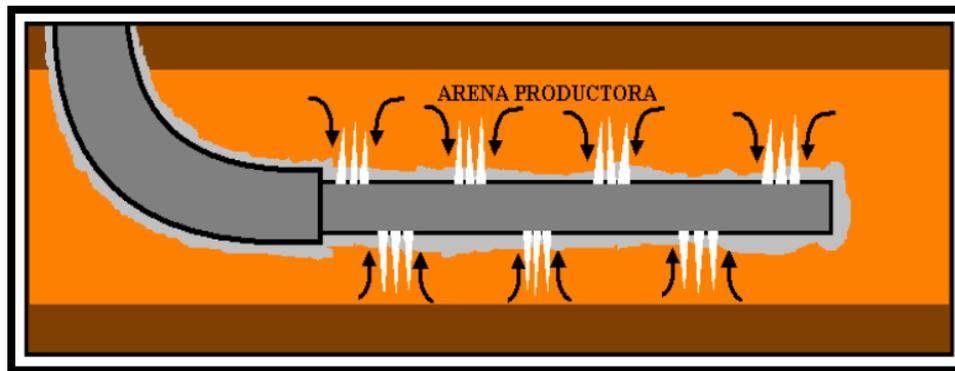


Figura 1.11. Terminación con liner cementado y cañoneado. Recuperado de [Pozos horizontales, diseño de pozos, campo Socorro. Espinoza D. & Solano A.. (Diciembre 2005).]

1.6.3.4. TERMINACIÓN CON TR, EMPACADORES EXTERNOS Y COPLES DE CEMENTACIÓN

Una terminación selectiva especial puede requerirse en pozos que presenten heterogeneidad, diferentes facies, fallas y su paso a través de varios yacimientos o una capa de gas este tipo de terminación deberá permitir el aislamiento de zonas y prevenir el flujo de fluidos indeseables. El empleo de empacadores externos de TR y coples de cementación puede controlar el aislamiento de zonas indeseables (figura 1.12).

Esta tesis está principalmente enfocada en este tipo de terminación, la llamada cuenca de Chicontepec tiene un alto índice de heterogeneidad, además este tipo de terminación con la combinación de las herramientas permite probar las secciones individualmente, ayuda en la remoción de lodo y detritos, además permite algún control para la estimulación matricial. Únicamente en pozos perforados con curvaturas de radio largo y medio se utiliza este tipo.

En esta terminación el principal propósito de los empacadores externos es dividir el área de drenaje en varias secciones; esto permite la estimulación selectiva de zonas con daño, y puede aislar independientemente zonas que produzcan

alguna falla o gas del casquete. Existen variadas técnicas para dividir las etapas y diferentes tipos de activación para un empacador que posteriormente se verán.

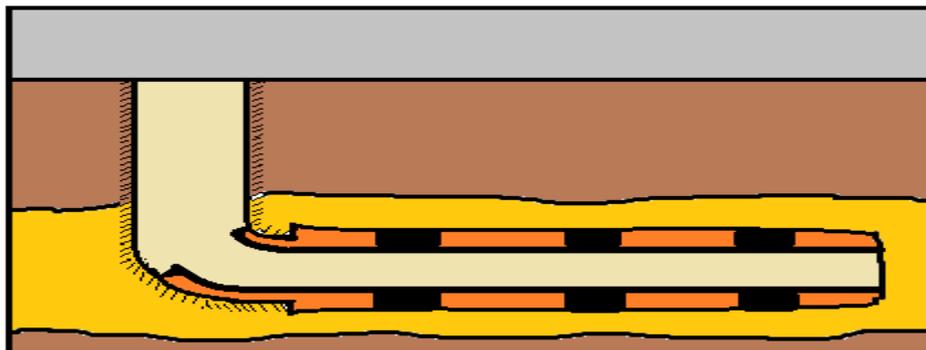


Figura 1.12. Terminación Con TR, Empacadores Externos Recuperado de
[*Terminación de pozos petroleros* Hernández Tapia R.. (1991). UNAM, Facultad de Ingeniería]

1.5.3.5. TERMINACIÓN CON CEDAZOS PREEMPACADOS

Se tendrá un problema más serio cuando las formaciones consolidadas, las débilmente consolidadas y las formaciones de areniscas se colapsen y obturen el pozo, ocasionando con esto la disminución de producción, o lo que es peor, perder el pozo. Si el agujero se encuentra parcialmente derrumbado, la producción puede abatirse, reduciendo con esto o cancelando los beneficios de una terminación horizontal.

Para evitar este problema se están empleando en las terminaciones, TRs cortas ranuradas, cedazos enrollados con alambre y cedazos pre empacado.

Los cedazos pueden prevenir el llenado del agujero con arenisca débilmente consolidada. Generalmente un buen diseño de cedazos permite el flujo de alguna arena dentro del pozo hasta que se estabiliza el empaque.

Las formaciones débilmente consolidadas probablemente se derrumben obturando el espacio anular agujero/cedazo y las aberturas del cedazo se taponen con arena y enjarre del lodo, teniendo en el espacio anular un material con una permeabilidad más baja que cualquier medida de núcleo pudiera indicar.

Existen factores críticos en la obtención de gastos de producción deseados para pozos horizontales y de acuerdo a su importancia se mencionan a continuación.

1. Prevenir el colapso total del agujero.
2. Mantener la alta permeabilidad en el espacio anular agujero/cedazo.
3. Prevenir el taponamiento del cedazo.
4. Minimizar la profundidad de invasión del daño a la formación.
5. Minimizar el efecto del daño a la formación sobre la permeabilidad.

Una TR corta o ranurada o un cedazo ayudaran a prevenir el colapso del agujero, pero están sujetos a taponamiento. Una solución es el empleo de cedazos pre empacados utilizando grava consolidada con resina epoxica.

1.5.3.6. TERMINACIÓN DE EMPAQUE DE GRAVA

El empacamiento con grava de pozos con alto ángulo de inclinación se está realizando con éxito en formaciones poco consolidadas, con una mínima perdida en la producción.

En pozos altamente desviados es importante considerar las consecuencias que puede acarrear un empaque pobre de grava. Esta falla no puede ser detectada inmediatamente. Por ejemplo, en una terminación vertical, un empaque anular pobre con pocos huecos puede ser parcialmente corregido por el asentamiento de la arena debido a la gravedad, este no podría ser el caso en un empacamiento horizontal con grava, la gravedad más que ayudar en la corrección del empacamiento pobre, podría intensificar el problema.

Es debido a esos problemas que las únicas formaciones factibles de terminación con empaques de grava son las areniscas deleznable, las cuales no se espera produzcan mucha arena hasta después de que el pozo ha producido por un largo período, y las arenas semi compactas. Tales formaciones son relativamente fuertes, pero empiezan a producir grandes cantidades de arena conforme el yacimiento va depresionando.

1.5.3.7. TERMINACIÓN CON FRACTURAMIENTO

El objetivo de terminar la sección horizontal con tubería totalmente cementada o TR corta cementada se debe a las siguientes razones:

- Control del contacto agua aceite
- Control del contacto gas aceite
- Controlar la entrada o inyección de fluidos en determinadas secciones
- Tener la facilidad de operaciones en la terminación
- Prevenir el colapso del pozo durante su vida productiva
- En operaciones de estimulación, para el control de ambos fracturamiento y acidificación matricial

En este caso la cementación es importante, donde el contacto gas-aceite se muevan cualquiera, arriba o abajo durante su producción. Al tener la tubería de explotación cementada y perforada, las reparaciones serán más fáciles y menos extensas; el control de los tratamientos puede realizarse más eficientemente.

Algunas ventajas de terminación con TR o TR corta cementada y disparada pueden ser:

- Facilita las operaciones de terminación selectiva y posible reparación en las secciones horizontales productoras
- Se puede controlar y llevar un registro efectivo de las zonas productoras
- Permite la estimulación selectiva

CAPÍTULO 2

DAÑO A LA FORMACIÓN

2.1. DEFINICIÓN

Es la pérdida de productividad o inyectabilidad parcial o total y natural o inducida de un pozo resultado de un contacto de la roca con fluidos o materiales extraños o de un obturamiento de los canales permeables asociados con el proceso natural de producción.

Esto obliga a conocer con precisión los parámetros que controlan la productividad de los pozos, antes de decidir si es conveniente o no realizar una estimulación para mejorar la producción; en consecuencia esto constituye el primer paso previo a una estimulación.

Los parámetros que controlan la productividad de los pozos y su conocimiento preciso son:

- 1) Existencia de hidrocarburos,
- 2) Que la formación que los contenga permita en alguna medida el paso de los mismos a través de la roca y,
- 3) Que se tenga energía suficiente para propiciar su flujo hacia el pozo

Considerando las anteriores condiciones que ocurren en un pozo, es necesario realizar un análisis nodal que permita evaluar el sistema integral de producción de un pozo. Se le llama análisis nodal por que se divide el sistema de flujo en partes, con la finalidad de predecir el gasto y la presión en los nodos de unión de los subsistemas, o bien, en los extremos del mismo (figura 2.1). Este método se puede utilizar para determinar los lugares de excesiva resistencia al flujo o caídas de presión en cualquier parte del sistema integral de producción.

Un sistema integral de producción es el conjunto de elementos que transportan los fluidos del yacimiento hacia la superficie, los separa en aceite, gas y agua, enviándolos a las instalaciones de almacenamiento y comercialización.

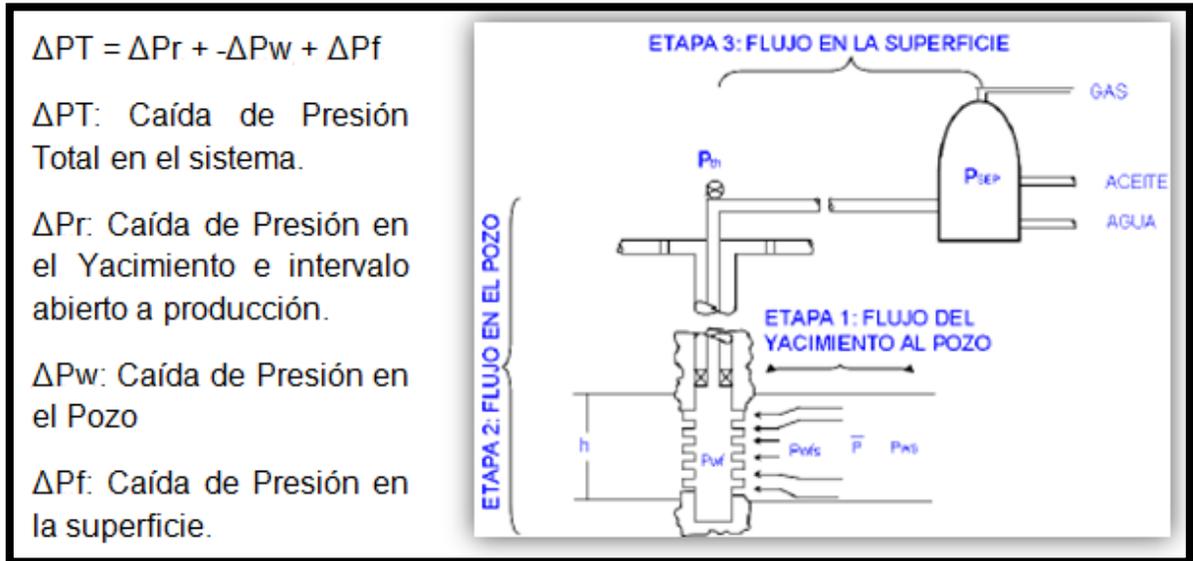


Figura 2.1. Esquema del Sistema Integral de Producción. Recuperado de [Taller: estimulación de pozos. Villahermosa tabasco (2011)]

La razón fundamental de someter un sistema de producción a la técnica de análisis nodal es simplemente porque ésta involucra en sus cálculos a todos los elementos del sistema, permite determinar el efecto de su variación en la capacidad de transporte, y tener una imagen de conjunto del comportamiento del pozo.

Desde la perspectiva de evaluación esto es posible, sin embargo, en condiciones de diseño, sin restricciones económicas, es factible dimensionar el sistema de producción en su conjunto para obtener la capacidad de transporte requerida, o bien, la capacidad de transporte idónea teniendo como limitante tan sólo la capacidad de afluencia del yacimiento al pozo.

Es importante señalar que en condiciones normales de los pozos, sobre todo en su terminación, la zona de la formación vecina a la pared del pozo se encuentra dañada debido a la perforación misma, a la cementación de tuberías y al conjunto de operaciones requeridas para poner al pozo a producir.

En condiciones reales, es común que exista una caída de presión en el análisis nodal, conocida por el factor daño presentada por Van Everdingen y Hurst, introdujeron el concepto de factor de daño (S) de la formación después de observar que para un gasto dado la presión de fondo fluyendo medida en el pozo era menor que la calculada teóricamente lo que indicaba que había una caída de presión adicional a la calculada teóricamente.

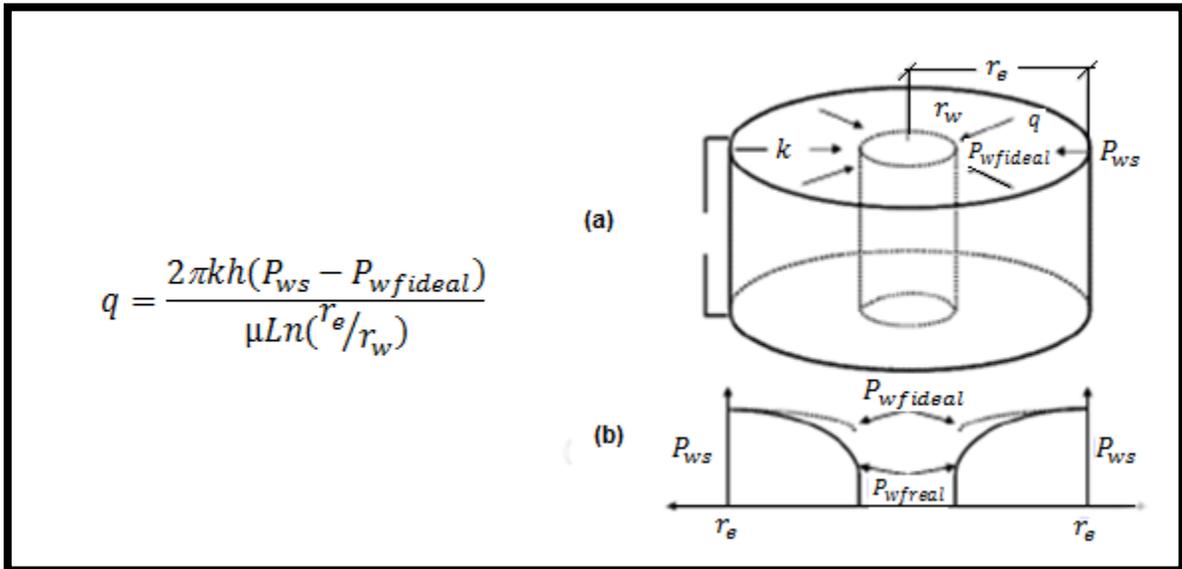


Figura 2.2 Condiciones esquemáticas del flujo Darcy en un yacimiento radial circulado. Recuperado [Taller: estimulación de pozos. Villahermosa tabasco. (2011).]

Además se encontró que esta caída de presión adicional era independiente del tiempo; atribuyéndola a una pequeña zona de permeabilidad reducida al rededor del pozo a la que se denominó zona dañada o zona invadida.

“EFECTO SKIN”, S, por Everdingen y Hurst:

$$\Delta P_s = P_{wf}(ideal) - P_{wf}(real)$$

Dada por:

$$\Delta P_s = \frac{q\mu}{2\pi kh}$$

De donde:

$$P_{wf}(ideal) = \frac{q\mu}{2\pi kh} S + P_{wf}(real)$$

Sustituyendo $P_{wf}(ideal)$ se tiene:

$$q = \frac{2\pi kh(P_{ws} - P_{wf}(real))}{\mu(\ln(r_e/r_w) + S)}$$

El daño a la formación puede ser causado por procesos simples o complejos, presentándose en cualquiera de las etapas de la vida de un pozo. En estas intervenciones a los pozos la fuente del daño la propicia el contacto e invasión de materiales extraños en la formación. Durante el proceso natural de producción de los pozos, puede originarse también el daño, al alterarse las características originales de los fluidos del yacimiento o de los minerales que constituyen la roca.

2.2. MECANISMOS DE FORMACIÓN DE DAÑO.

Los mecanismos que gobiernan el daño a una formación son:

2.2.1. REDUCCIÓN DE LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA DE LA FORMACIÓN.

Esto puede presentarse únicamente por partículas sólidas depositadas en tales espacios o al aumento del volumen del material sólido que compone la roca. Dependiendo de su tamaño, las partículas sólidas pueden invadir los conductos porosos quedándose atrapadas en los poros, en sus interconexiones o en fisuras naturales o inducidas.

Estas partículas sólidas pueden provenir de los fluidos de control, de las lechadas de cemento, de los recortes de la barrena o estar presentes en la propia formación. Independientemente de cómo se cause la reducción del espacio vacío, esta afecta considerablemente la permeabilidad de la roca, proporcionando una disminución drástica tanto en la porosidad como en el radio medio de los conductos porosos y en consecuencia un decremento en la permeabilidad absoluta de la roca.

2.2.2 REDUCCIÓN DE PERMEABILIDAD RELATIVA.

Este fenómeno puede ser ocasionado por el incremento de la saturación de agua cerca de la pared del pozo, como resultado de una alta invasión de filtrado o simplemente por la conificación o digitación del agua de formación, depende del incremento en la saturación de agua y el radio de invasión. También el filtrado puede formar un bloqueo por agua. Si el filtrado contiene surfactantes usados en los fluidos de perforación, terminación o reparación, se puede cambiar la mojabilidad de la roca, y como resultado se puede reducir la permeabilidad relativa al aceite, además de alterar la permeabilidad.

La geometría de los poros, asociada con el área superficial, afecta a los cambios de permeabilidad relativa; al disminuir el volumen de los poros con las partículas transportadas dentro del yacimiento, se aumenta su área superficial, por lo tanto las posibilidades de aumentar la permeabilidad relativa al agua aumentan con el incremento de la saturación de agua, dejando menor espacio disponible para el flujo de aceite.

2.2.3. ALTERACIÓN DE LA MOJABILIDAD DE LA ROCA.

Está comprobado que un medio poroso mojado por agua facilita el flujo del aceite. Los fluidos que invaden la formación pueden tender a dejar la roca mojada por aceite, lo cual redundaría en una disminución en la permeabilidad relativa al mismo.

Esto es causado generalmente por surfactantes de tipo catiónico o no iónico, contenidos en los fluidos de perforación, cementación, terminación, limpieza y estimulación. Este efecto produce una reducción en la permeabilidad relativa a los hidrocarburos, hasta en un 50%, pudiendo ser mayor en las rocas de más baja permeabilidad.

Los cambios de mojabilidad pueden ser causados por los tratamientos químicos que contienen inhibidores de corrosión o inhibidores de incrustaciones. Es una reducción en la permeabilidad efectiva o relativa al aceite debido al incremento en la saturación de agua en la vecindad del pozo (figura 2.3).

Los fluidos perdidos o inyectados en la formación pueden ser incompatibles con los hidrocarburos, el agua congénita (es el agua que tiene el yacimiento cuando este se descubre, agua original) de la formación o los minerales de la formación.

La incompatibilidad de los fluidos puede ser probada en el laboratorio usando los fluidos involucrados.

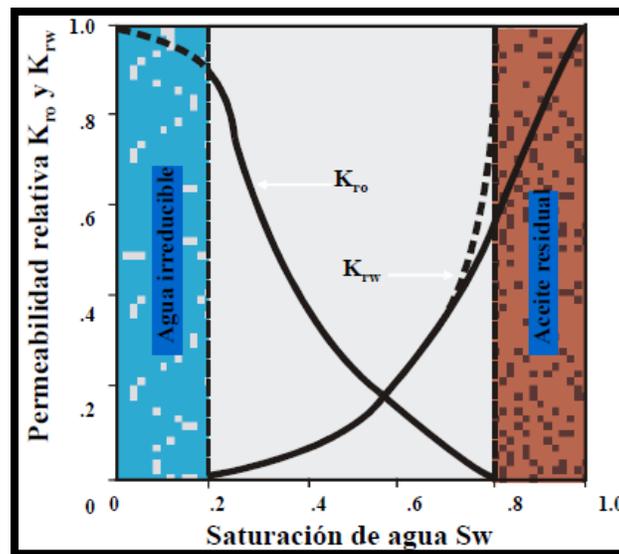


Figura 2.3. Permeabilidad relativa. Recuperado de [Taller: estimulación de pozos. Villahermosa tabasco. (2011).]

2.2.4. ALTERACIÓN DE LA VISCOSIDAD DE LOS FLUIDOS.

Ocurre debido a incompatibilidad de los fluidos que invaden la roca con los fluidos de formación pudiéndose crear emulsiones estables. Las emulsiones se forman cuando el filtrado inyectado hacia la formación se mezcla con los fluidos contenidos en esta (agua y aceite).

Los surfactantes, en unión con sólidos finos, tales como las arcillas de formación o del fluido de perforación o partículas de hidrocarburos sólidos, tienen la tendencia de estabilizar estas emulsiones.

También la mojabilidad del yacimiento y de las partículas transportadas son factores importantes para la estabilidad de la emulsión, y de estas también depende la fase continua de dichas emulsiones. Las formaciones mojadas por aceite, tienen la tendencia a formar emulsiones más estables y de viscosidades más altas que las mojadas por agua.

Adicionalmente cuando los hidrocarburos son producidos, los cambios de presión y temperatura al dirigirse estos al pozo, pueden ocasionar cambios en su constitución, por pérdida de ligeros o precipitación de material asfáltico o parafínico.

Esto promoverá una mayor viscosidad de los fluidos además de la propensión a formar emulsiones y verdaderos depósitos semisólidos alrededor de la pared del pozo.

2.3 TIPOS DE DAÑO

2.3.1. DAÑO POR INVASION DE FLUIDOS

La principal fuente de daño a la formación es el contacto de área con fluidos extraños a esta, los fluidos más comunes son: fluidos de perforación, cementación, terminación o reparación, así como también, los fluidos de limpieza y estimulación (figura 2.4).

El radio de invasión de un fluido en la formación, depende de: volumen perdido, la porosidad y permeabilidad de la formación y de su interacción con los fluidos contenidos en la formación o con los componentes mineralógicos de la roca.

En ausencia de estos dos últimos efectos, un mismo volumen de fluido perdido tendrá mayor penetración en la formación en zona de baja porosidad que en las zonas de alta porosidad; la penetración de fluidos extraños a la formación comúnmente es de 2 pies, aún cuando en algunos casos pueden llegar hasta 10 pies o más.

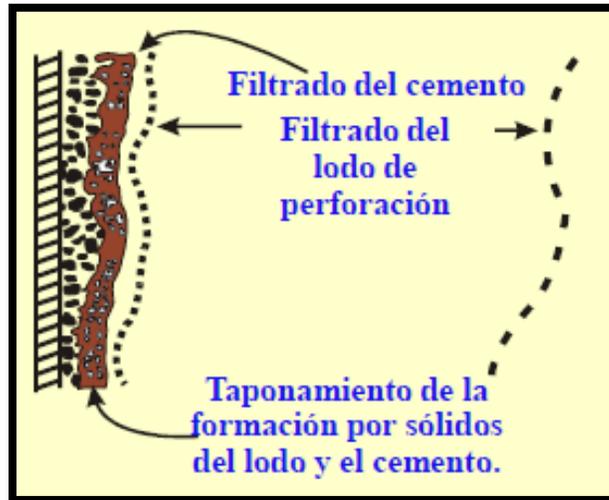


Figura 2.4. Daño por invasión de fluidos. Recuperado de [Taller: estimulación de pozos. Villahermosa tabasco. (2011).]

La severidad del daño que ocurre por la invasión de fluidos depende de la composición y sensibilidad de la formación a los mismos y de las propiedades petrofísicas de la formación; la fuente es la propia perforación del pozo; el lodo de perforación forma un enjarre en las paredes del pozo, debido al filtrado de fluidos.

Este filtrado continúa aun cuando el enjarre ya está formado, con una velocidad mucho más baja; el volumen de filtrado y consecuentemente su penetración en la formación, depende en gran medida del tipo de lodo, el tiempo de exposición y la presión diferencial.

En forma similar se tiene la invasión de fluidos al cementar, reparar, estimular, o en procesos de inyección de agua. La principal fuente de daño a la formación es el contacto de área con fluidos la invasión de fluidos en la formación causa los siguientes tipos de daño.

2.3.1.1. DAÑO POR BLOQUEO DE AGUA.

La invasión de los fluidos base agua propicia que localmente en la vecindad del pozo se promueva una alta saturación de la misma, con la consecuente disminución de la permeabilidad relativa a los hidrocarburos; el bloqueo por agua no debe considerarse como el mismo daño que el hinchamiento de arcillas, aún cuando los dos pueden ocurrir simultáneamente (figura 2.5).

Este bloqueo se ve favorecido por la presencia en el sistema poroso de arcillas como la illita, ya que su forma propicia una mayor área mojada por agua, incrementando la adsorción de ésta a las paredes de los poros, por ende aumentando las fuerzas retentivas en la formación.

La reducción en la permeabilidad efectiva o relativa al aceite debido al incremento en la saturación de agua en la vecindad del pozo favorece el puenteo de minerales de arcilla

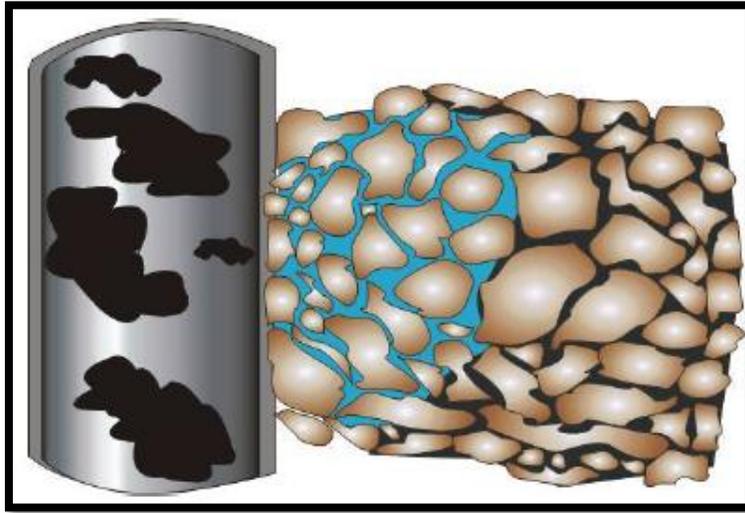


Figura 2.5. Daño por bloqueo de agua. Recuperado de [Taller: estimulación de pozos. Villahermosa tabasco. (2011).]

2.3.1.2. DAÑO POR BLOQUEO DE ACEITE

Cualquier fluido base aceite que invada yacimientos de gas, especialmente en zonas de baja permeabilidad, causarían reducciones considerables en la permeabilidad relativa del gas. Este problema es más grave que en el caso de bloqueo de agua, dado la mayor viscosidad del fluido que invade la formación (figura 2.6).

La reducción en la permeabilidad efectiva o relativa al aceite debido al incremento en la saturación de aceite en la vecindad del pozo. Incrementa la viscosidad del fluido en la formación.

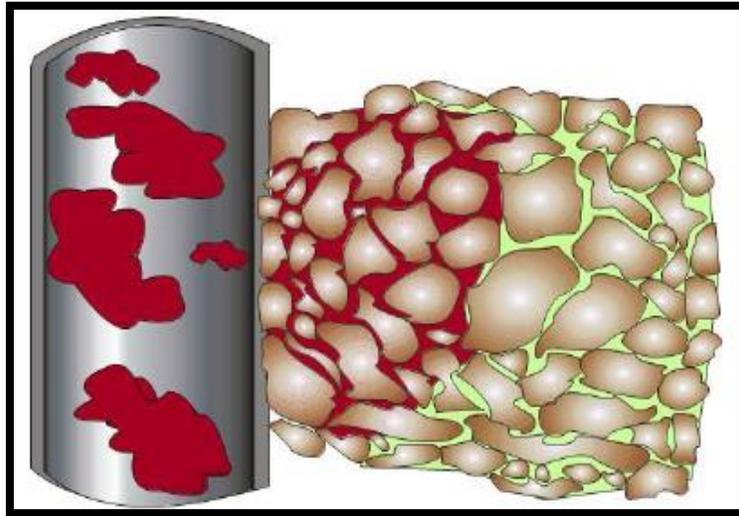


Figura 2.6. Daño por bloqueo de aceite. Recuperado de [Taller: estimulación de pozos. Villahermosa tabasco. (2011).]

2.3.1.3. DAÑO POR BLOQUEO DE EMULSIONES.

La invasión de fluidos puede entremezclarse con los fluidos en la formación pudiendo formar emulsiones. Estas emulsiones tienen alta viscosidad, particularmente las emulsiones de agua en aceite. Filtrados con alto pH de lodos o lechadas de cemento pueden emulsificarse con aceites de formación.

Estas emulsiones si no son estables no generan daño a la formación. Sin embargo algunas emulsiones son estables por la presencia de agentes activos de superficie (surfactantes, contenidos en los fluidos de invasión o en los del yacimiento). Adicionalmente la presencia de las partículas finas y otros sólidos ayuda a la estabilización de las emulsiones.

2.3.1.4. DAÑO POR CAMBIOS DE MOJABILIDAD

Está comprobado que un medio poroso mojado por agua facilita el flujo del aceite. Los fluidos que invaden la formación pueden tender a dejar la roca mojada por aceite lo cual disminuye la permeabilidad relativa al mismo. Este efecto produce una reducción en la permeabilidad relativa a los hidrocarburos hasta en un 50% pudiendo ser mayor en las rocas de más baja permeabilidad.

2.3.2. DAÑO POR INVASIÓN DE SÓLIDOS

Los sólidos en diferentes variedades de tamaños pueden ser fácilmente transportados hacia el yacimiento durante la etapa de formación de enjarre. Los sólidos más grandes pueden formar puentes en la parte inferior de la pared del pozo, estos pueden depositarse entre los granos de la roca, cerca de zonas con barreras verticales, haciendo imposible su remoción.

Los sólidos pequeños pueden formar enjarres minúsculos dentro del sistema de poros, iniciando un sistema de taponamiento muy efectivo; sin embargo esto puede eliminarse parcialmente con el flujo a contracorriente y con el uso de partículas mejor distribuidas, que permiten una formación más rápida del enjarre en la pared del pozo.

El efecto de taponamiento durante la formación del enjarre, no va más allá de 5 a 8 cm. dentro del yacimiento; el uso de polímeros para reducir el filtrado, es de gran ayuda, pues permite formar el enjarre rápidamente y provee de un medio filtrante muy efectivo al enjarre, disminuyendo la cantidad de sólidos acarreados hacia la formación durante el tiempo de exposición del yacimiento con el fluido en uso.

Es el más común tipo de daño ya que se debe al obturamiento del sistema poroso causado por los componentes sólidos de los fluidos de perforación, cementación, terminación, reparación o estimulación. Estos materiales sólidos están constituidos por arcillas, barita, recortes de la barrena, etc. (figura 2.7).

Estas partículas son forzadas a través del camino tortuoso de los poros de la roca, pudiendo puentearse en las restricciones cuando su tamaño es mayor a 1/3 del tamaño del área libre al flujo. El puenteamiento causa el obturamiento parcial o total al flujo de los fluidos, y en consecuencia, un severo daño a la permeabilidad de la roca pudiendo reducirla en un 90% o más, este daño está limitado a unos cuantos centímetros de la pared del pozo.

Los sólidos que invaden la formación pueden ser compresibles e incompresibles, siendo que los primeros penetran más por su facilidad a deformarse ajustarse a la forma y tamaño de las restricciones de los poros. Dependiendo del tamaño, comportamiento y tipo de sólidos, estos pueden removerse en contraflujo, sin embargo muchas veces no es posible alcanzar ciertas presiones diferenciales y el daño puede ser más severo.

Si los sólidos que invaden la formación son partículas pequeñas como arcillas, óxidos, precipitaciones de sólidos dentro de la formación pueden tener

penetraciones más profundas sobre todo en formaciones más permeable, ocasionado obturamientos más difíciles de remover.



Figura 2.7. Daño por invasión de sólidos. Recuperado de [Taller: estimulación de pozos. Villahermosa tabasco. (2011).]

Adicionalmente las pérdidas de volúmenes considerables del lodo de perforación u otros fluidos sucios, a través de fisuras, cavernas o fracturas inducidas, propician invasiones considerables de sólidos a la formación, siempre difíciles de remover.

2.3.3. DAÑO ASOCIADO A LA PRODUCCIÓN

La producción de los pozos propicia cambios de presión y temperatura cerca de la pared de pozo o en ella. Estos cambios conducen a un desequilibrio de los fluidos de agua, gas y/o aceite, con la consecuente precipitación y depósitos de sólidos orgánicos (asfaltenos o parafinas) y/o sólidos inorgánicos (sales).

Otra fuente común de daño asociado con el flujo de los fluidos de la formación al pozo es la migración de los finos (silicatos principalmente), sobre todo en formaciones poco consolidadas o mal cementadas propicia el obturamiento de los canales porosos conduciendo al daño de la formación.

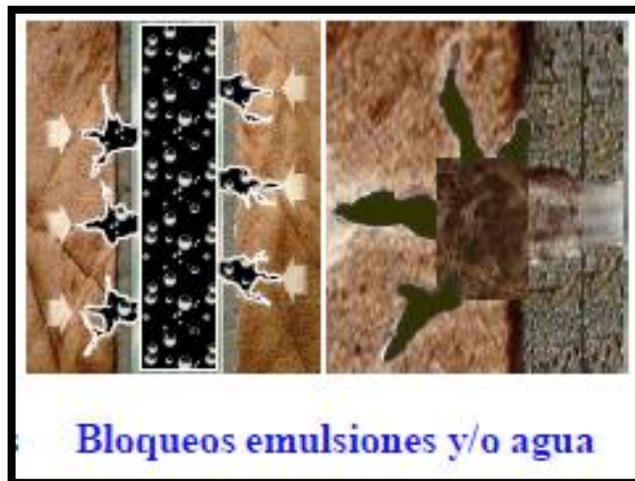


Figura 2.8. Daño asociado a la producción. Recuperado de [Taller: estimulación de pozos. Villahermosa tabasco. (2011).]

Este daño generalmente se localiza en la formación cercana a la pared del pozo y en los túneles de los disparos. También otro daño que está asociado con la producción es el bloqueo de agua o gas por su canalización o conificación reduciendo la producción de aceite, e incluso llega al grado de dejar de fluir.

2.4. OPERACIONES EN POZOS QUE OCASIONAN EL DAÑO

Perforación: Desde que la barrena entra a la zona productora hasta que se alcanza la profundidad total del pozo, esta zona expuesta a lodos de perforación y operaciones diversas, que afectarán fuertemente la capacidad de producción del pozo; cuando se perfora a través de la zona productora, la calidad del fluido de control y la presión diferencial ejercida contra la formación son críticas.

El daño y su efecto en la productividad del pozo resultan de la interacción del filtrado del lodo con los fluidos y minerales que contiene la roca y de la invasión de sólidos tanto del propio fluido de perforación como de los recortes de la barrena.

Cementación: Durante la cementación de la tubería de revestimiento, al bajar ésta puede causarse una presión diferencial adicional contra las zonas productoras, comprimiendo el enjarre y aumentando las posibilidades de pérdida de fluidos. Las lechadas de cemento también producen un alto filtrado y los propios sólidos pueden invadir la formación.

Los fluidos lavadores y espaciadores, y otros productos químicos contenidos en la propia lechada de cemento, utilizados normalmente durante la cementación, pueden ser fuentes potenciales de daño a la formación.

Los filtrados de lechadas con pH elevado, son particularmente dañinos en formaciones arcillosas, adicionalmente al entrar en contacto con salmueras de la formación de alta concentración de calcio, pueden provocar precipitaciones de sales.

Terminación y reparación: Durante la terminación del pozo se llevan a cabo varias operaciones, como son: control, recementaciones, limpiezas del pozo, asentamiento de aparejo de producción, perforación o disparo del intervalo a explorar e inducción del pozo a producción.

El control del pozo y la recementación de tuberías propician la inyección forzada de fluidos y sólidos. Si el asentamiento del aparejo de producción se lleva a cabo después de haber sido perforado el intervalo de interés, pueden ocurrir pérdidas de fluido de control, agravándose si este fluido contiene sólidos.

Producción: Los intervalos disparados son susceptibles de ser taponados por sólidos (arcillas y otros finos) que emigran de la formación al ser arrastrados por el flujo de fluidos al pozo; en formaciones de arenas poco consolidadas este problema es mayor. Si el yacimiento está depresionado, será mucho más fácil dañar la formación con estos sólidos.

Durante la producción de un pozo pueden originarse cambios en la estabilidad de los fluidos producidos, pudiéndose propiciar precipitaciones orgánicas (asfaltenos y/o parafinas) o inorgánicas (sales) con el consecuente obturamiento del espacio poroso y el daño a la formación.

Asimismo en pozos de gas pueden ocurrir fenómenos de condensación retrógrada que ocasionan bloqueos de líquidos en la vecindad del pozo. En ocasiones es necesario usar productos químicos para inhibir precipitaciones o corrosión, su efecto puede alterar las condiciones de mojabilidad de la roca en forma desfavorable.

Tratamientos de estimulación: La estimulación de pozos debe ser cuidadosamente diseñada para evitar que los fluidos de tratamiento inyectados contra formación, puedan dejar residuos por precipitaciones secundarias o incompatibilidades con los fluidos de la formación.

Obviamente estos efectos causarán daños difíciles de remover y en ocasiones permanentes. Los fluidos ácidos de estimulación son de las fuentes de mayor potencialidad de daños, una selección inapropiada del fluido de estimulación o el no tomar en cuenta las condiciones de los pozos en los que se realiza una estimulación, puede llevar a daños severos y en ocasiones permanentes.

Al inyectar un ácido, los productos de corrosión (óxido férrico) de las tuberías son disueltos y llevados a la formación en los fluidos de estimulación; al gastarse el ácido, estos productos compuestos de hierro, vuelven a precipitarse en la roca.

Inyección de agua: Generalmente se ocasiona daño en estos casos cuando el agua no está tratada apropiadamente, pudiendo contener sólidos por uso inadecuado de los filtros, por el contenido de sales no compatibles con el agua de formación, por acarreo de finos de la misma formación, por incompatibilidad con las arcillas, por bacterias, por geles residuales en la inyección de polímeros, etcétera.

Inyección de gas: El gas generalmente alcanza flujo turbulento en todas las instalaciones antes de llegar al intervalo abierto, esto ocasiona un efecto de barrido de grasa para rocas, escamas de corrosión u otros sólidos que taponarán los poros del yacimiento. Asimismo el gas inyectado puede acarrear productos químicos, residuos de lubricante de las compresoras y otros materiales, todo lo cual reduce la permeabilidad al gas y su inyectabilidad.

Todo pozo al inicio de su explotación o durante la misma, se encuentra en menor o mayor grado dañado, por lo que se hace imprescindible la remoción del mismo; esta remoción permitirá restituir las condiciones naturales de producción o

inyección en su caso. La remoción del daño resulta en lo general difícil y costosa, por lo que el enfoque básico debe ser su prevención, por lo menos su minimización debe ser enfoque principal con el que se planee cualquier operación en un pozo.

2.5. DAÑO EN POZOS HORIZONTALES

Se debe que durante la perforación de un pozo puede ser necesario tener una diferencial de presión positiva desde el pozo a la formación para prevenir el flujo de fluidos del yacimiento al pozo.

Esto resulta en un flujo limitado de lodo en la formación y partículas suspendidas que durante la perforación puede obstruir algunos espacios de poro alrededor del pozo lo cual resulta un daño.

Una zona dañada y la caída de presión asociada es un efecto del factor de daño:

$$S = \frac{Kh(\Delta p)}{142q\mu oBo}$$

La caída de presión en la región de daño para un pozo horizontal es considerablemente pequeña que un pozo vertical, la mínima influencia en la productividad por daño en la cercanía del pozo horizontal en un yacimiento de alta permeabilidad explica el éxito de los proyectos de pozos horizontales.

Los modelos del comportamiento de flujo para pozos horizontales que predicen el flujo dentro del pozo como una función de la reducción del yacimiento, existen tres técnicas: métodos analíticos/semianalíticos, simulación de yacimientos y método de línea de fuente.

MÉTODOS ANALÍTICOS

Se requiere de suposiciones acerca de las condiciones de frontera del pozo, régimen de flujo y propiedades de los fluidos. Estos modelos asumen una presión constante a través del pozo, flujo estacionario y pseudo-estacionario de una sola fase, también incompresible o de compresibilidad despreciable es también asumido. El modelo de flujo de estado estacionario desarrollado por Joshi (Hernández Tapia R. (1991)).

Joshi desarrolló un modelo de flujo de estado estacionario para obtener el área de drenaje de un pozo horizontal, tal como se observa en la (figura 2.9)

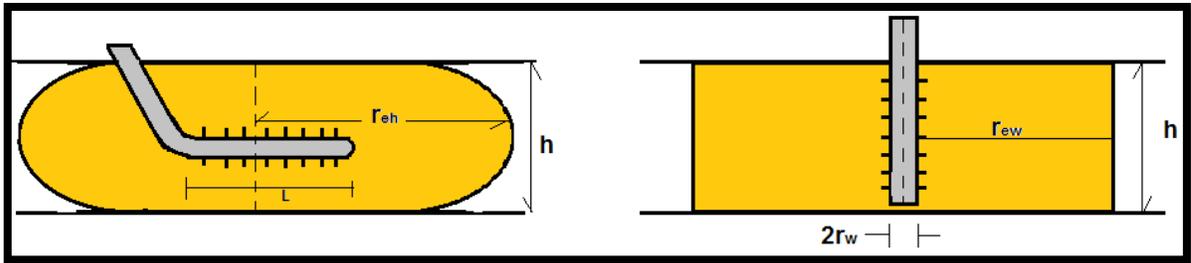


Figura 2.9. Esquema del radio de drenaje en un pozo horizontal. Recuperado de [Terminación de pozos petroleros. UNAM, Facultad de Ingeniería (1991)].

Considerando un pozo horizontal extendido en dirección x en un yacimiento de espesor H , donde y es la dirección horizontal perpendicular al eje del pozo, y z es la dirección vertical.

Joshi derivó una ecuación de gasto para un pozo horizontal de longitud L agregando una solución para la resistencia al flujo en el plano horizontal de longitud L agregando una solución para la resistencia al flujo en el plano horizontal con la resistencia al flujo en el plano vertical, tomando en cuenta la anisotropía horizontal a vertical.

Joshi dividió un problema tridimensional en un problema bidimensional, tal como se observa en la figura (figura 2.10)

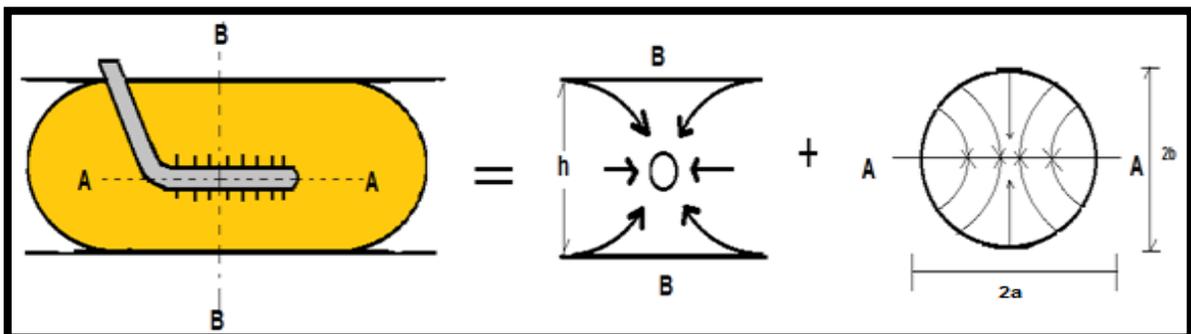


Figura 2.10. Problema de flujo tridimensional. Recuperado de [Terminación de pozos petroleros. UNAM, Facultad de Ingeniería (1991)]

En este problema bidimensional, tendrá isobaras elípticas en estado estacionario suponer un drenaje elíptico con un eje mayor a 2a y una presión constante en las fronteras de radio de drenaje nos da la siguiente ecuación.

$$q_b = \frac{2\pi k_0 \Delta p}{\mu B_o \ln\left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2}\right)}$$

q= gasto (bl/dia)

k= permeabilidad (md)

h= espesor (pies)

p= presión (psi)

μ = viscosidad (cp)

a= longitud de la elipse de drenaje en el plano horizontal

Para un yacimiento anisotropico la ecuación anterior fue modificada por Joshi y después corregida por Economides para redefinirla como:

$$q = \frac{k_H h (P_c - P_{wf})}{141.2 \mu B_o \left[\ln\left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2}\right) + \frac{I_{ani} h}{L} \ln\left(\frac{I_{ani} h}{r_w (I_{ani} + 1)}\right) \right]}$$

Donde el índice de anisotropia es definida como:

$$I_{ani} = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}$$

q = gasto (bl/dia)

k = permeabilidad (md)

h = espesor (pies)

p = presión (psi)

μ = viscosidad (cp)

Propiedad resultante de la razón de las permeabilidades horizontal (k_h) y vertical (k_v), k_v es menor que la k_h en un pozo horizontal un decremento en la k_v da como resultado un incremento en la resistencia del fluido en dirección vertical y por consiguiente decremento en gastos de producción.

También relacionó la dimensión “a” a un radio equivalente cilíndrico igualando el área de la elipse a la de un cilindro de radio r_e obteniendo:

$$a = \frac{L}{2} \left\{ 0.5 + \left[0.25 + \frac{r_{eH}^4}{L/2} \right]^{0.5} \right\}^{0.5}$$

Mediante la relación de índices de productividad de un pozo horizontal y un pozo vertical contra longitud de sección horizontal, Joshi demostró que los pozos horizontales pueden ser más productivos de 5-8 veces en algunos yacimientos.

Ecuación de Joshi:

$$q_h = \frac{2\pi k_h h \Delta p / (\mu_o B_o)}{\ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + (h/L) \ln [h / (2r_w)]}$$

$$a = (L/2) \left[0.5 + \sqrt{0.25 + (2r_{eh}/L)^4} \right]^{0.5}$$

Donde:

q_h = Gasto de Aceite para Pozos Horizontales (BPD).

K_h = Permeabilidad Horizontal (md)

h = Espesor (ft)

r_w = Radio de pozo (pg).

μ_o = Viscosidad del Aceite (cp).

β_o = Factor de Volumen del Aceite.

L = Longitud (ft).

Δp = Caída de Presión (Psi/ft).

r_{eh} = Radio de Drene Horizontal (pg).

El índice de productividad, para los pozos horizontales se puede estimar dividiendo q_h por Δp . Todas las relaciones desarrolladas fueron hechas para yacimientos isotrópicos ($k_h=k_w$), para convertir esta ecuación en unidades de campo, 2π en el numerador se cambia por la constante 0.00707812.

$$q_h = \frac{0.00707812 k_h h \Delta p / (\mu_o B_o)}{\ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + (h/L) \ln [h / (2r_w)]}$$

La experiencia de campo demostró que efectivamente los pozos horizontales reducen al mínimo o eliminan los problemas de conificación de agua o gas en muchos yacimientos. Estos resultados positivos han sido confirmados cuantitativamente por el modelo de Joshi.

CAPÍTULO 3

FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

3. 1. DEFINICIÓN

El fracturamiento hidráulico consiste en la inyección de un fluido fracturante, altamente viscoso, con el objeto de generar en ella canales de flujo (fracturas) en la formación y colocar un elemento de empaque (arena) que permita incrementar la conductividad de la formación y, por ende, el flujo de fluidos hacia el pozo. El fluido empleado recibe el nombre de fluido fracturante y el sólido es conocido como agente apuntalante.

El efecto de incremento de drenaje de fluidos decrece rápidamente con el tiempo. Esto se debe a que la fisura se cierra y el pozo vuelve a sus condiciones casi originales. Para evitar el cierre de la fractura, se utiliza la técnica de inyectar el fluido de fractura cargado de apuntalante (arena), el cual actúa como sostén de las paredes abiertas de la fractura en la formación.

La inyección continua de dicho fluido permite ampliar y extender la fractura, cuando se alcanza una amplitud deseada, se le agrega un apuntalante al fluido para que lo transporte y así evite el cierre de la fractura al término; una característica importante del agente apuntalante debe ser altamente permeable.

A veces, los procesos diagenéticos restringen la abertura de la roca y reduce la habilidad de que fluyan los fluidos a través de ellas. Las formaciones con baja permeabilidad normalmente son excelentes candidatos para un fracturamiento hidráulico.

Un estudio de las condiciones del pozo nos puede ayudar a decidir si un fracturamiento hidráulico es el adecuado en la terminación del pozo. Los pozos que pudieran ser candidatos tendrían las siguientes características:

a) Flujo vertical restringido

Si la permeabilidad vertical es muy baja o no existe, entonces un pozo horizontal fracturado sería de lo más económico en el desarrollo del campo. Esta

misma conclusión puede aplicarse a pozos horizontales perforados en formaciones estratigráficas con pequeñas capas de lutitas que evitan la comunicación entre varios intervalos con buena impregnación de hidrocarburos.

b) Yacimientos fracturados naturalmente

Si se tiene una formación con permeabilidad primaria derivada de fracturas naturales, un pozo horizontal perforado en forma perpendicular a la dirección de las fracturas, es ideal; sin embargo en muchos casos las fracturas no son continuas o uniformes, y si la orientación de la fractura hidráulica inducida es diferente de la orientación de las fracturas naturales, esta formación es candidata a un fracturamiento.

c) Permeabilidad y porosidad

Los pozos horizontales perforados en áreas donde los pozos verticales tienen baja permeabilidad y porosidad, y en los cuales se requiere de intensa estimulación, más que la eliminación de un simple daño a la pared del pozo, estos son buenos candidatos para fracturarse hidráulicamente.

d) Bajo contraste de esfuerzos

Si una formación tiene bajo contraste de esfuerzos entre la zona productora y las capas limitantes, perforar un pozo horizontal e inducir varias fracturas pequeñas y perpendiculares a su eje, es una opción muy viable. Las fracturas inducidas pueden permitir una rápida recuperación de los hidrocarburos, sin desarrollarse fuera de las capas limitantes. Una fractura grande probablemente rompa y penetre las capas límite.

Este tipo de tratamiento se utiliza básicamente:

- a) En formaciones de baja permeabilidad, aumentando el gasto de aceite y/o gas.
- b) Permitir que los fluidos producidos o inyectados atraviesen un daño profundo.

- c) En el campo de la recuperación secundaria para el mejoramiento del índice de inyectividad del pozo y la creación de canales de flujo de alta conductividad en el área de drene del pozo productor.

3.2 PROCESO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Si se considera que un pozo reúne las características para la realización de un fracturamiento, éste tendrá que ser planeado de la siguiente manera:

3.2.1. DIRECCIÓN DEL AGUJERO

La iniciación de la fractura hidráulica inducida en el pozo es crítica, pues se pretende que sea perpendicular al esfuerzo principal mínimo. Estudios realizados en el laboratorio de mecánica de rocas indican que el tipo de fracturas creadas cerca del pozo controlarán las presiones de ruptura y de cierre instantánea; de los datos de campo y laboratorio se encontró que fracturas complejas pueden iniciarse en el agujero, además de cambiar la dirección para orientarse a ángulos perpendiculares al esfuerzo principal mínimo.

El inicio de la fractura no es crítico para un fracturamiento ácido como lo es para uno hidráulico. La diferencia es que el ácido remueve material y agranda cualquier restricción, mientras que en un fracturamiento hidráulico con sustentante, las restricciones no se agrandan fácilmente.

Si el pozo tiene un ángulo de orientación diferente al esfuerzo principal mínimo, el inicio de las fracturas a partir del pozo es muy complicado y puede causar altas presiones de ruptura y de cierre instantáneo. Es por eso que la dirección del pozo debe de ser paralela al esfuerzo principal mínimo figura 3.1, sin embargo algunos campos, debido a su forma impondrán otros ángulos del pozo con el menor esfuerzo principal.

En estos casos se tendrán que realizar procedimientos especiales para hacer las fracturas adecuadas.

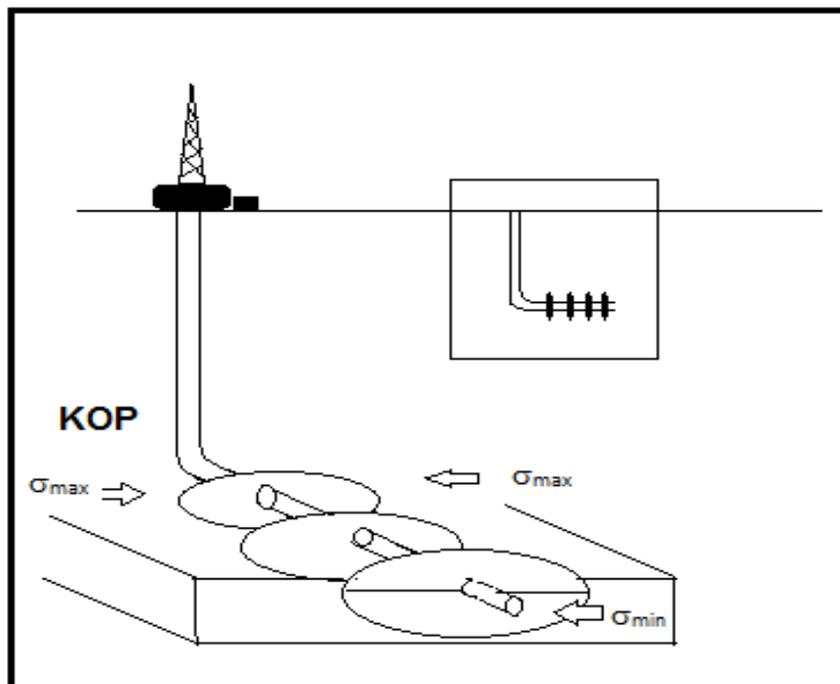


Figura 3.1 Fracturas verticales a la sección horizontal, perpendiculares al esfuerzo mínimo. Recuperado de [Terminación de pozos petroleros. UNAM, Facultad de Ingeniería (1991)]

3.2.2. DISTANCIA ENTRE FRACTURAS HIDRÁULICAS

Se ha aceptado comúnmente que a profundidades encontradas en campos productores de aceite, el esfuerzo principal mínimo es uno de los esfuerzos horizontales. También se ha observado que la fractura inducida será orientada perpendicularmente al esfuerzo principal menor. El resultado es una fractura creada en un plano vertical.

Si la sección horizontal del pozo es perforada en la dirección del esfuerzo menor, varias fracturas podrán ser espaciadas a lo largo de este eje, en cualquier perforación que esté presente. Este espaciamiento es uno de los parámetros de diseño que tendrán que ser seleccionadas mediante el empleo de simuladores de

cómputo, las figuras 3.1 y 3.2 muestran una sección horizontal con varias fracturas hidráulicas inducidas.

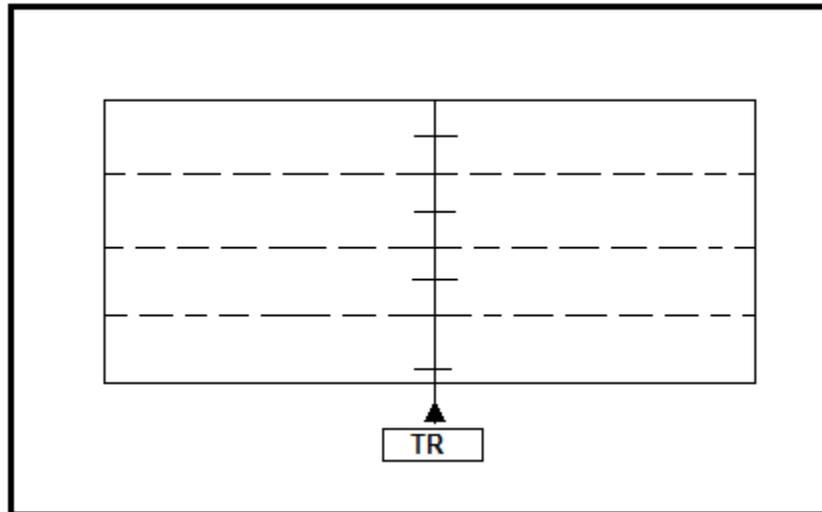


Figura 3.2 Pozo horizontal con 4 fracturas. Recuperado de [Terminación de pozos petroleros. UNAM, Facultad de Ingeniería (1991)]

El modelo debe de ser recalculado para cada yacimiento o campo. Si el yacimiento es naturalmente fracturado, el modelo no es aplicable. Como una regla de dedo, cada fractura hidráulica inducida deberá estar espaciada entre 250 y 300ft.

3.2.3. INICIO DE LA FRACTURA

Hay dos puntos en los cuales se inicia la fractura hidráulica en la pared del pozo horizontal y van a ser función de las magnitudes de σ_v principal σ_{max} :

- La amplitud de la fractura inicial a lo largo de la pared del pozo, podría no ser la máxima amplitud de fractura y podría no incrementarse a medida que la fractura crece.
- Las fracturas inducidas de zonas separadas cuando θ está entre 75° y 90° pueden comunicarse debido al rompimiento directo de las fracturas una dentro de otra, o mediante la rotación de la fractura debido a la alteración de esfuerzos.

3.2.4. UBICACIÓN DEL POZO EN LA FORMACIÓN

La ubicación del pozo dentro de la formación deberá estudiarse para optimizar la altura de la fractura a través de la zona productora. El estudio dependerá del perfil de esfuerzos en la zona superior, inferior a la zona productora, para poder diseñar el tamaño de la fractura, la parte de mayor esfuerzo, es la más adecuada para asegurar que la fractura cubra el total de la zona productora.

Si se va a realizar un tratamiento grande, la localización del pozo deberá ser en la parte de menor esfuerzo. Se debe recordar que un gran tratamiento dará una gran fractura.

3.2.5. GASTO

El gasto máximo del tratamiento será decidido por dos factores: la velocidad de flujo óptimo para cualquier TP o TR es de 80 ft/seg. De experimentos realizados en secciones tubulares, se obtuvo que al incrementar la velocidad a 100 ft/seg podría ocurrir erosión que daña la tubería; al agregar el sustentante el daño es mucho mayor.

El segundo factor lo determinara el tamaño de la localización. Cuando se desean altos gastos para el fracturamiento será necesario considerar la capacidad para su manejo, ya que algún equipo mezclador (blender), puede tener como restricción el manejo de solo 6 lb/gal de arena, siendo necesarios dos equipos para el fracturamiento. Tomando en consideración lo anterior es que se debe planear con anterioridad el tamaño de la localización.

3.2.6. TAMAÑO DEL TRATAMIENTO

De los comentarios y conclusiones obtenidos de los trabajos de minifrac y de las corridas de registros sínicos, se pueden determinar el tamaño de tratamiento. Como punto de partida, se pueden utilizar los fracturamientos realizados en pozos verticales en el mismo yacimiento, y el mismo campo. Existen modelos tridimensionales que simulan la geometría de la fractura, posición y distribución del sustentante cuando la fractura cierra, etc.

3.2.7. TRATAMIENTOS MÚLTIPLES

De la experiencia obtenida se sabe que no todas las formaciones responden de la misma forma con las presiones de cierre instantánea, la de rompimiento y de tratamiento.

En caso de no presentarse presiones anormales en los tratamientos previos, podrán realizarse tratamientos múltiples al mismo tiempo en el pozo horizontal. Sin embargo, si se observan presiones anormales, entonces cada fractura tendrá que ser tratada independientemente, con diferentes presiones de fractura y de inyección en cada etapa.

Las condiciones del yacimiento tendrán que ser examinadas para determinar si el tratamiento por realizarse será uno o múltiple; de tratarse de uno múltiple se tendrán que seguir los siguientes procedimientos:

- La distancia entre los puntos de iniciación será la misma.
- El número de tratamientos se decidirá por el gasto máximo a ser utilizado en el tratamiento múltiple.
- Las perforaciones son diseñadas por las técnicas de entrada limitada, para el control del gasto en cada punto de iniciación de fractura.
- El sistema de multietapas se realizará dependiendo el yacimiento, recordemos que se tiene que aplicar el tratamiento correcto para el yacimiento adecuado. Posteriormente se hablarán de las diferentes tecnologías que hay para un fracturamiento en multietapas.
- Cada punto de iniciación de fractura se realizará a partir del fondo del pozo, cada fractura se realizará de una manera independientemente.

3.2.8. PRUEBAS CON MINIFRAC

Los avances en las técnicas de análisis de minifrac han proporcionado métodos para la determinación de parámetros en el diseño de un fracturamiento hidráulico. Estos parámetros pueden determinar la presencia de fracturas, volumen de colchón requerido, mejores aditivos de pérdida de fluido para ser usado, y lo mas importante para alcanzar un tratamiento de fracturamiento óptimo.

La forma y el gradiente de la presión contra el tiempo nos dice mucho sobre que tan grande y como se distribuye la fractura. La figura 3.3 ilustra los parámetros significantes (*cursivas*) que puede derivarse de su análisis

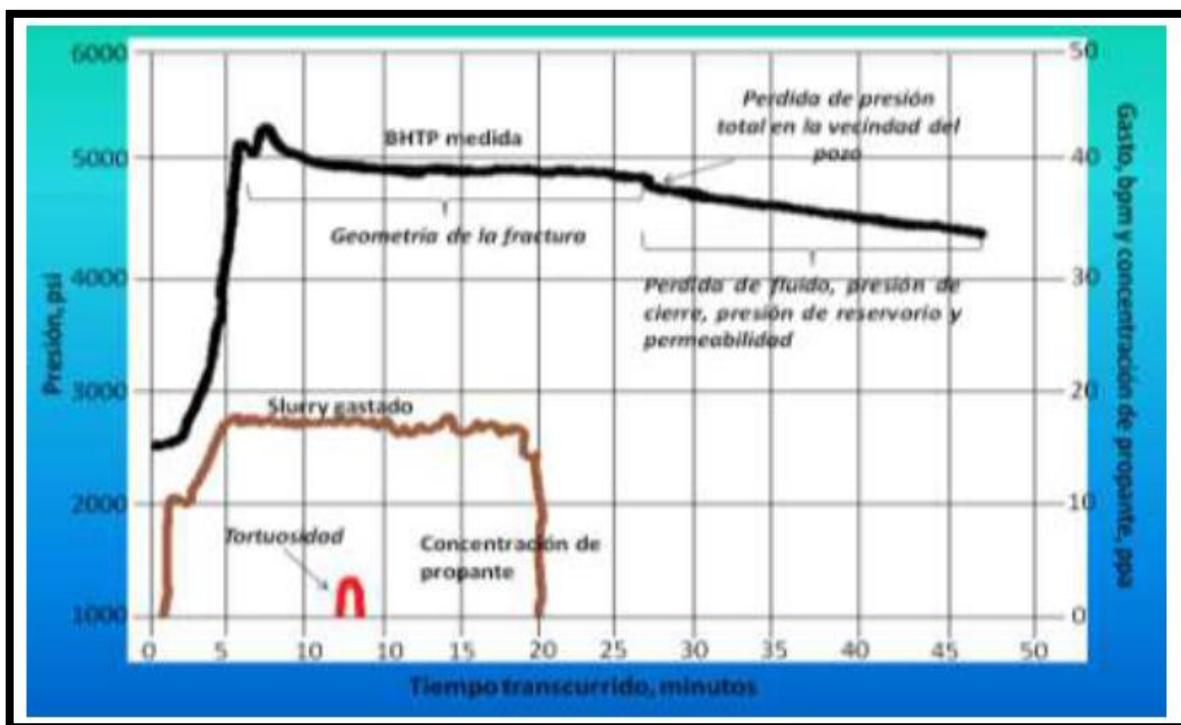


Figura 3.3 Ejemplo del empleo de una gráfica minifrac. Recuperado de [Backer Hughes (2013)]

El análisis del declive de presión después de concluir el bombeo es una parte importante del proceso de análisis de minifrac. Análisis de los datos hasta el cierre de fractura proporcionará la siguiente información:

1.- La evaluación cuantitativa de la fricción cerca del pozo, es la diferencia entre Pinyección (BHTP) y PISI (ISIP). Tome en cuenta que esto no puede ser constante, ya que las perforaciones pueden aumentar su diámetro (erosión) y

número (apertura de perforaciones bloqueadas), mientras que la tortuosidad es un fenómeno dinámico que cambia con la presión, velocidad, tiempo y viscosidad.

2.- ISIP. Al cierre, cuando toda la fricción tiende a cero, $p_{ISIP} = p_f$ – la presión del fluido dentro de la fractura. Esto es necesario para el cálculo de la presión neta.

3.- Cierre de fractura. La presión de cierre es la presión de declive en la gráfica en el momento en que la fractura se cierra. Esto es generalmente marcada por un cambio en la pendiente, lo que indica un cambiador de flujo lineal de Darcy, si la fractura se enfrenta a un flujo radial de Darcy desde el pozo. A veces este cambio en el gradiente puede ser difícil y hay una gran variedad de gráficos diferentes y métodos disponibles para ayudar con este proceso

4.- Presión neta. Esta es la diferencia entre p_{ISIP} y P_c .

5. Pérdida de fluido. Después de la presión de cierre ha sido identificada, el tiempo necesario para cerrar la fractura se puede medir. El análisis durante el bombeo dará la geometría y, el área de la fractura. El área de la fractura y el tiempo de cierre, producirá la tasa de pérdida y, por tanto, el coeficiente de pérdida. Este es un proceso iterativo porque la pérdida también juega un papel significativo en la forma de la gráfica de presión durante el bombeo.

La presión de ajuste también se necesita para ajustar en cierre antes de la presión de declive y la respuesta de la presión durante el bombeo. A menudo, es más fácil para que primero se ajuste la presión de declive y entonces ajustar para igualar la presión durante el bombeo.

3.3. SECUENCIA DEL FRACTURAMIENTO

Etapas de operación

El diseño del sistema del fracturamiento hidráulico, consta de etapas previas a la inyección del agente apuntalante, para facilitar la colocación de este adecuadamente y no se ocasionen los problemas de arenamiento o no se logre inyectar el volumen total de fluido fracturante, lo que representaría pérdidas en la producción del pozo.

a) Inyección del precolchón: Se denomina así, a la inyección del fluido compatible de baja densidad, generalmente se usa el fluido lineal para la operación ya sea base agua o aceite y tiene como objetivo comenzar la fractura, es decir, el efecto que tiene el bombeo de éste fluido dentro de la formación es la de incrementar la permeabilidad de la roca, se inyecta a el gasto provisto en la fractura, el volumen inyectado variar entre 40 y 70 m³ , en esta etapa se adiciona un aditivo para controlar la pérdida del fluido en la formación.

b) Tiempo de espera: Se determina por una o más construcciones de la curva de declinación. El concepto original de análisis de declinación de presión se fundamenta en la observación de la tasa de declinación de presión durante el proceso de cierre.

c) Bombeo o Inyección del colchón: Es la inyección del fluido fracturante, cuya finalidad es la de servir de capa receptora del agente apuntalante, para que este se inyecte y encuentre una zona que facilite el transporte a todo lo largo y ancho de la fractura creada, se inyecta al gasto programado y el volumen es alrededor del 30% del volumen total del fluido. d) Etapas de arena o Inyección del agente apuntalante.

En esta etapa se inicia la inyección del fluido fracturante transportando el agente apuntalante, esta es la etapa más importante debido a la dosificación del agente, puesto que una mala dosificación ocasionaría problemas en el pozo, repercutiendo tanto en lo operativo como en lo económico.

Se inicia con la inyección del fluido fracturante transportando concentraciones diferentes del agente apuntalante, es decir, se inicia con incrementos de concentración de aproximadamente 1 lb/gal a diferentes volúmenes de fluido, una vez inyectado el colchón se produce a conectar la gelatina con 1 a 2 lb/gal en un volumen del 10 al 15% del volumen total hasta esta etapa, luego se incrementa a 3 lb/gal agregado a un volumen del 20 al 25% del volumen total y se incrementa la concentración de 3 a 4 lb/gal.

En un volumen decreciente del 15 al 20% del volumen total, se continua con concentraciones de 5 lb/gal en volumen del 10 al 20% del volumen total y finalmente, se incrementa a la concentración la concentración máxima de 6 y hasta 8 lb/gal correspondiente al volumen restantante (esto es debido a que el agente apuntalante ya se encuentra en casi toda la extensión de la fractura, es

decir, puesto que la parte más estrecha es la más alejada de la pared del pozo por lo tanto no puede saturarse con altas concentraciones de arena, puesto que esto ocasionaría un taponamiento en el pozo, repercutimiento en un incrementó de presión fuera del rango de presión de operación fuera del rango de la presión de operación y será necesario la suspensión de la operación y limpieza del pozo, lo que incrementa el costo del tratamiento.

Un efecto nocivo provocado por la mala dosificación de la arena es el llamado arenamiento mencionado anteriormente que es la precipitación de la arena en exceso a todo lo largo de la fractura y del intervalo productor lo que ocasiona un taponamiento en el pozo, la suspensión de la fractura y la limpieza del pozo, lo que produce la rentabilidad de la operación.

- d) Desplazamiento: Se inyecta fluido limpio con la finalidad de desplazar la mezcla fluido / apuntalante que pueda quedar en la tubería de producción

3.4. PRESIONES QUE ACTÚAN EN LA OPERACIÓN DE FRACTURAMIENTO

En muchas aplicaciones del fracturamiento hidráulico esto es esencial para comprobar si es posible la orientación de la fractura respecto a si la fractura es horizontal o vertical. Generalmente las fracturas se prefieren horizontales, pero en formaciones muy profundas seria evidente fracturas verticales.

Durante el proceso se deben monitorear las siguientes presiones (figura 3.4):

- a) **Presión de ruptura:** es el punto en que la formación falla y se rompe.
- b) **Presión de bombeo (BHTP):** es la necesaria para extender la fractura, manteniendo el gasto constante.
- c) **Presión de cierre instantánea (Pci):** Es la que registra al parar el bombeo, cuando desaparecen todas las presiones de fricción, quedando sólo las presiones interna de la fractura y la hidrostática del pozo.

La presión de fondo del pozo es graficada contra el tiempo desde la inyección del fluido hasta que ha sido completado el tratamiento. La presión de superficie es por supuesto, diferente a la presión de fondo de pozo, por la carga del fluido y las pérdidas de fricción en el pozo.

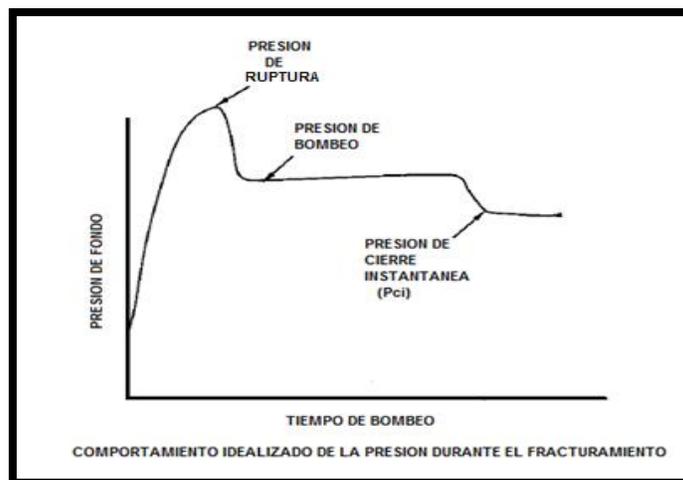


Figura 3.4 Comportamiento de la presión durante el fracturamiento.
 Recuperado de [*Oil well stimulation*. Schechter S. R. (1992).]

La presión de cierre instantánea (P_{ci}) depende del ancho de la fractura y la presión de poro alrededor de la fractura. Si grandes cantidades de fluido han sido inyectadas y el ancho de la fractura en el pozo es grande, entonces una gran P_{ci} será observada. El comportamiento de la presión descrita es meramente idealista.

d) Presión de fractura (P_{ef}): es la presión necesaria para mantener abierta la fisura y propagarla más allá del punto de falla. Puede variar durante la operación.

La presión para extender la fractura se calcula de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$P_{ef} = P_{ci} + P_h$$

Donde la presión hidrostática (P_h) se calcula como:

$$P_h = 0.4334 * \rho * D$$

Esta ecuación es precisa porque cuando el flujo es interrumpido, la presión de fricción desaparece.

La presión de fondo de pozo requerida para monitorear una fractura dividida por la profundidad del yacimiento es definido como el gradiente de fractura (FG) entonces:

$$FG = P_{ef}/D$$

Una de las medidas más importantes que puede ayudar a distinguir entre fracturas verticales y horizontales está en la presión de fondo medido durante el tratamiento de fractura. La presión tiene que ser la suficiente para romper o fracturar la formación y deberá continuar para permitir la continuidad, crecimiento y propagación de la fractura.

- e) **Presión de cierre:** Se conoce como P_e , es la presión de fondo a la cual la fractura no apuntalada se cierra. Es un esfuerzo global, promedio de la formación y es diferente al esfuerzo mínimo, el cual es un dato local y varía para toda la zona de interés.

Un método para determinar el cierre de fractura es la producción de una gráfica de BHTP contra la raíz cuadrada del tiempo que se muestra en la figura 3.5. Debido que la pérdida de fluido a través de la pantalla de fractura depende de la raíz cuadrada del tiempo, en teoría cuando el dato de presión es graficado contra la \sqrt{t} , debe haber una línea recta mientras que la fractura es abierta y una curva después de tener el cerrado.

Esto funciona bien para la pérdida de fluido dependiente de la presión. Sin embargo, cuando la pérdida de fluido es dependiente de la presión, la porción de pérdida de fluido disminuirá a medida que disminuye la presión, haciendo que la relación sea mucho más compleja.

Debido a que encontrar el cierre de la fractura es encontrar todo sobre el punto en el descenso de la curva donde hay cambios de gradiente, tiene sentido trazar la pendiente en la gráfica (o derivado) al mismo tiempo. A menudo, es más fácil detectar el cambio en la gradiente de él derivativo de la gráfica que la propia de la disminución.

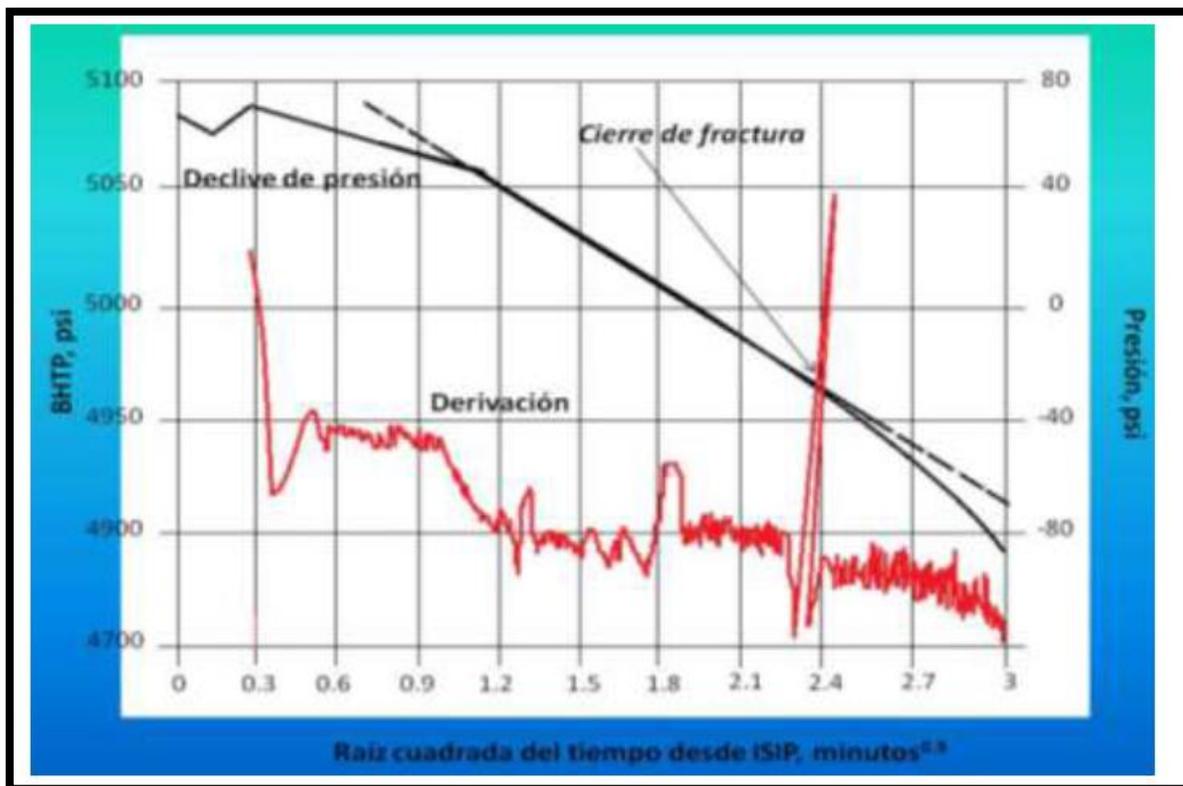


Figura 3.5 Ejemplo de una grafica minifrac del declive de presión y la raíz cuadrada del Tiempo. Recuperado de [Backer Hughes (2013)]

f) Presión instantánea al detener el bombeo, (ISIP): Es la presión de fondo correspondiente al gasto de inyección cero. La presión ISIP se puede obtener gráficamente a partir de la información de la inyección de fluido, como la presión correspondiente a la intersección entre la tangente a la declinada de la presión y la vertical trazada al tiempo correspondiente a un gasto de inyección igual a cero.

g) Presión neta: Se genera por la caída de presión debajo de la fractura causada por el flujo de un fluido viscoso. En muchas formaciones, esta caída de presión es denominada por la presión en aumento cerca del inicio de la fractura cuando se empieza a propagar, esta controla la distribución tanto de la altura como el ancho a lo largo de la fractura.

h) Gradiente de Fractura: Esta presión es la necesaria para que la fractura quede abierta y se propague. Si la P_{wf} es cero, significa que la fractura se encuentra cerrada. El comportamiento de la presión neta es utilizado para estimar el

comportamiento del crecimiento de la fractura si crece longitudinal o verticalmente, además indica también si hay arenamiento. La presión de cierre es una propiedad constante de la formación y depende fuertemente de la presión de poro (figura 3.6.)

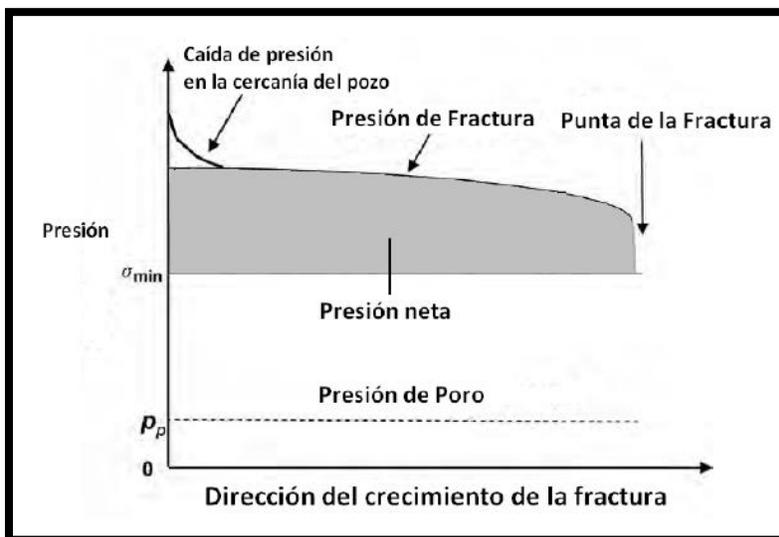


Figura 3.6 Perfil de presión en una fractura apuntalada. Recuperado de [Oil well stimulation. Schechter S. R. (1992).]

i) Presión de fricción: Se refiere a las pérdidas de presión mientras los fluidos se encuentran en movimiento a través de la tubería, es calculada con las mediciones de presión de superficie.

j) Presión de poro: Los fluidos en los poros de la roca del yacimiento juegan un papel muy importante porque ellos soportan una porción de la aplicación del esfuerzo total (figura 3.7).

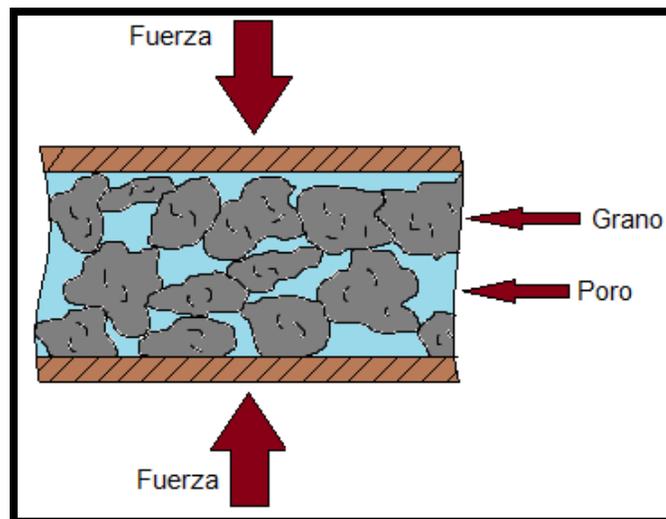


Figura 3.7. Carga por presión de poro. Recuperado de [Hydraulic fracturing. G.C. Howard, Society of petroleum engineers of AIME. (1970)]

esfuerzo total = Presion de poro + esfuerzo efectivo realizado por los granos

Esto es importante porque haciendo una analogía con una prueba uniaxial, la porosidad de la roca disminuye por la aplicación de una carga mayor y, por ende, la permeabilidad es más baja. Al mismo tiempo, si se desea fracturar esta zona, la energía a aplicar para iniciar y propagar la fractura es mayor, debido a que ya no tenemos un fluido presurizado dentro del yacimiento que nos ayude a abrir la roca.

En caso inverso, si la presión de poro incrementa debido a la inyección de fluidos al yacimiento, el esfuerzo efectivo de la roca disminuye. En este caso, durante el fracturamiento el primer fluido que se inyecta se filtra hacia la formación, lo que ocasiona una disminución en la presión efectiva permitiendo iniciar la fractura más fácilmente.

Existen diferentes criterios para definir los parámetros que representan el comportamiento de los fluidos contenidos en la roca. Unos de los más comunes es la constante poroelastica (constante de Biot), esta constante poroelastica, α , varía

entre 0 y 1; este es un parámetro en el cual describe la eficiencia de la presión del fluido que contrarresta el esfuerzo total aplicado.

Este valor depende de la geometría del poro y de las propiedades físicas que constituye el sistema. Para fines prácticos el valor de $\alpha = 0.7$ para yacimientos petroleros.

La siguiente ecuación ilustra el efecto de la presión (p) en el esfuerzo efectivo de la roca:

$$\sigma' = \sigma - \alpha p$$

Dónde:

σ = esfuerzo total aplicado

σ' = esfuerzo efectivo que gobierna en la fractura del material

P = Presión de poro

α = constante poroelástica

A partir de un simple análisis de esta ecuación, se observa que si la presión de poro incrementa, el esfuerzo efectivo de la roca disminuye.

Dos casos son particularmente interesantes respecto a la variación de presión de poro:

- a) La inyección de fluidos al yacimiento, durante el fracturamiento el primer fluido que se inyecta es un filtrante, que ocasiona disminución de la presión efectiva, lo que permite iniciar la fractura más fácilmente. También se encontró que la disminución de presión de poro en yacimiento maduro incrementa el esfuerzo efectivo de la roca, lo que hace que sea más difícil iniciar una fractura cuando el campo petrolero está en su etapa madura que en su etapa inicial de explotación.
- b) La declinación natural de presión del yacimiento

3.5. MECÁNICA DE LA ROCA

La mecánica de rocas es la ciencia teórica y práctica del comportamiento mecánico de las rocas que está interesada en la respuesta del campo de fuerzas de su entorno físico, su misión es explicar cualitativa y cuantitativamente la orientación de las fracturas (Hubbert y Willis 1957). Las rocas tienen un comportamiento definido que es bastante receptivo hecho por la perturbación del hombre.

La información que se mide es la profundidad de la formación, permeabilidad, esfuerzos in-situ en la formación y en sus alrededores, modelo de la formación, presión de yacimiento, porosidad, compresibilidad de la formación y espesor del yacimiento, etc.

3.5.1. ESFUERZO

El concepto de esfuerzo se refiere a la capacidad que posee un cuerpo para soportar una carga por unidad de área, dependiendo de la dirección en la cual se aplica la fuerza en relación a la superficie, por lo tanto esta cantidad expresa una fuerza por unidad de área, con base a esto se obtienen:

Esfuerzos normales que actúan perpendicularmente al plano de aplicación y se representa con la letra (σ).

Esfuerzos de corte que actúan paralelamente al plano de aplicación y se representa con la letra (τ).

Esfuerzos Efectivos (σ'), se entienden por la carga neta soportada por la estructura mineral sólida. En el caso de los diferentes estratos geológicos, la existencia de fluido en los poros de la matriz de la roca, induce que parte de la carga sea soportada por el fluido; de esta manera, se experimentan diferencias entre el esfuerzo total y el esfuerzo efectivo.

Los esfuerzos se consideran positivos (+) cuando son de compresión y negativos cuando son de tensión (-). La magnitud y distribución de los esfuerzos "in situ", en la profundidad de la formación, depende de las condiciones del yacimiento y de eventos tectónicos ocurridos posteriormente, ello resulta en un campo de esfuerzos donde se combinan esfuerzos normales y de corte, cuya resultante conforman tres esfuerzos principales perpendiculares entre sí, generalmente de magnitudes diferentes.

3.5.2. TENSIÓN

Cuando un cuerpo está sujeto a un campo de esfuerzos el cuerpo se deformará. Esta tensión puede estar descompuesta en dos componentes (figura 3.8):

Cambio en la longitud

$$\epsilon = \lim_{l \rightarrow 0} \frac{l - l^*}{l}$$

Cambio de ángulo

$$\gamma = \tan(\varphi^* - \varphi)$$

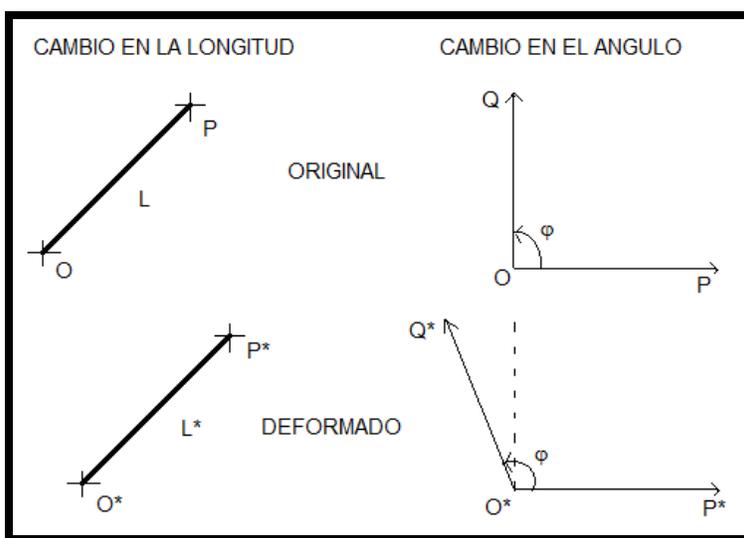


Figura 3.8 Componentes normales y cortantes de tensión. Recuperado de [Hydraulic fracturing. G.C. Howard, Society of petroleum engineers of AIME. (1970)]

Consecuentemente la tensión (siendo también una relación de longitud o un ángulo) es adimensional. Así como en el caso de los esfuerzos, las tensiones principales pueden ser definidas en componentes de tensión longitudinales actuando sobre planos donde la tensión cortante ha desaparecido.

3.5.3. ORIENTACIÓN DE LA FRACTURA

Es importante resaltar que la orientación de la fractura está íntimamente ligada al estado original de esfuerzos in-situ y al mecanismo que la genera. El caso que aquí nos ocupa es donde el estado original de esfuerzos cumple la siguiente condición:

$$\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$$

Bajo esta condición y para el caso particular donde la fractura hidráulica es generada por tensión, la orientación de la fractura estará en dirección perpendicular a σ_h .

Aparentemente la principal orientación de una fractura es que la grieta abierta y el ensanchamiento de una orientación requieren el mínimo trabajo, representado en la figura 3.6.

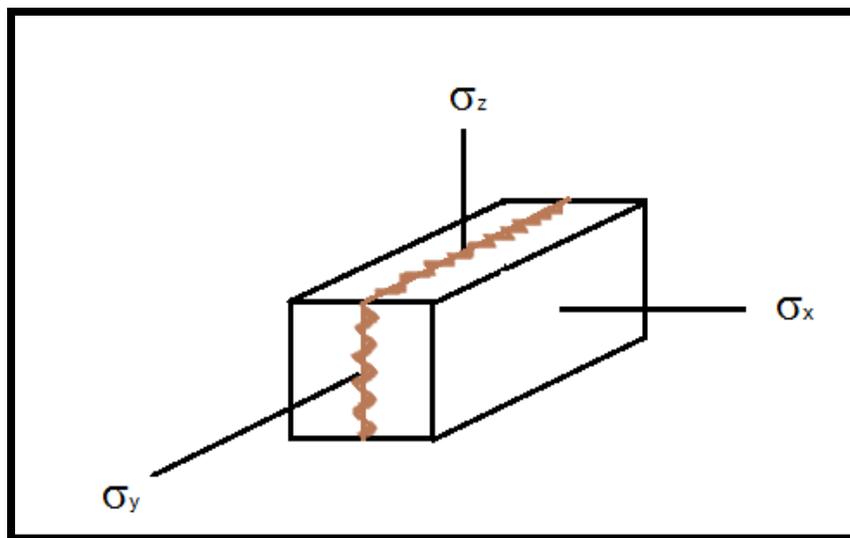


Figura 3.9. Fractura perpendicular en la dirección del menor esfuerzo de la roca. Recuperado de [Hydraulic fracturing. G.C. Howard, Society of petroleum engineers of AIME. (1970)]

La grieta mostrada es perpendicular a σ_x el más pequeño de los tres principales esfuerzos, esto puede ser postulado como las fracturas deben ocurrir a lo largo de los planos normales para el menor esfuerzo principal.

Las técnicas de cálculo y evaluación de una fractura se basan en el entendimiento absoluto de la mecánica de las rocas, para ello se deben

determinar las condiciones in-situ para alcanzar un diseño y una interpretación adecuada y tan cercana a la realidad.

Existen diversos efectos o factores que inciden sobre el estado de esfuerzos presentes en la formación, de los cuales podemos mencionar los principales:

Los estados de los esfuerzos en la superficie es una función compleja de la profundidad de la actividad tectónica de la región. Herbert y Willis han postulado que la roca está en un estado de falla insipiente, este estado de los esfuerzos son independientes de las propiedades elásticas de la roca.

La selección del modelo matemático para representar el comportamiento mecánico de la roca es muy importante, los hay desde el modelo lineal elástico de las rocas, entre los más conocidos el cual es ampliamente utilizado por su simplicidad es la ley de Hooke. Cada vez que se somete un cuerpo a una carga originada en un campo de esfuerzos, el mismo se deforma. La magnitud de dicha deformación depende de las constantes elásticas del material que constituye el mismo.

La ley de Hooke se fundamenta en los conceptos de esfuerzo (σ) y deformación (ε) los cuales se expresan en la siguiente ecuación (de la línea recta):

$$\sigma = E * \varepsilon$$

3.5.4. MÓDULO DE ELASTICIDAD DE YOUNG

El módulo de Young (E), es una medida de la rigidez de la roca y sus valores típicos de las rocas de yacimientos varían entre $0.5 \times 10^6 < E < 5 \times 10^6$; a mayor valor de E, mayor es la rigidez de la roca.

Esta constante afecta directamente a la propagación de la fractura, a valores bajos se induce una fractura ancha, corta y de altura limitada; mientras

que a valores grandes resultan en una fractura angosta, alta y de gran penetración.

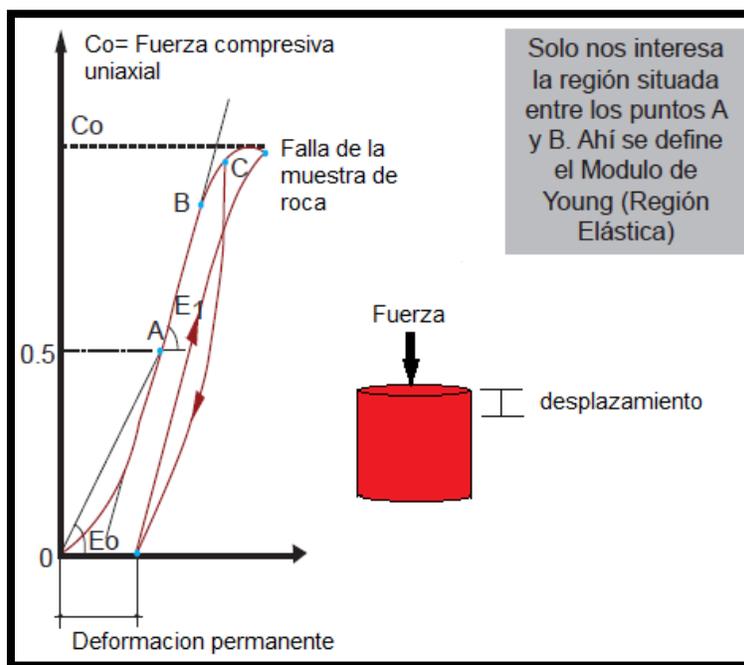


Figura 3.10 Representación de la prueba de compresión realizada a una muestra de roca. Recuperado de [Guía de diseño para fracturamientos hidráulicos PEMEX, UPMP. (2008)]

Cuando una muestra de roca es sometida a una fuerza de compresión uniaxial (realizado en un laboratorio), se grafica la deformación del mismo contra la fuerza (esfuerzo) aplicado.

El segmento AB o región lineal o Elástica, aquí la muestra se comporta como un sólido homogéneo la línea recta representativa de este periodo denota una respuesta lineal de la formación respecto al esfuerzo aplicado (figura 3.10). Su pendiente E1 representa al módulo elástico o módulo de Young (E).

$$\sigma = E * \varepsilon$$

En el segmento BC o región plástica, si se continúa aplicando esfuerzos cada vez mayores, la roca continuará deformándose, pero ya no en forma proporcional al esfuerzo aplicado; la deformación provocada en este periodo será

permanente y la muestra ya no recuperará su forma original cuando se quite el esfuerzo.

Además en la figura 3.10 se observa que al descargar la fuerza aplicada sobre la muestra, el gráfico no sigue el “camino” original, sino que forma otra curva, dando origen a un “ciclo”.

Este fenómeno, originado por la composición del material, se llamará “histéresis” y continuará repitiéndose hasta que la fractura falle por exceso de deformación o por exceso de carga, al superar el punto C, siendo éste el momento en que la roca se fractura.

Esto puede ser fácilmente entendido por la constante elástica E, el cual es muy importante en el diseño de fracturamiento hidráulico: esto gobierna la ampliación de la fractura al abrirse cuando está sujeto a una presión dada en el pozo, la anchura y longitud de la fractura dependen de la rigidez de la roca, ya que el módulo de Young está directamente afectado por la geometría de la fractura.

3.5.5. LA RELACIÓN DE POISSON

Cuando la roca es comprimida en una dirección, la misma se deforma en dos direcciones distintas, se acorta a lo largo del eje del esfuerzo y se expande lateralmente en el plano vertical al eje del esfuerzo (figura 3.8).

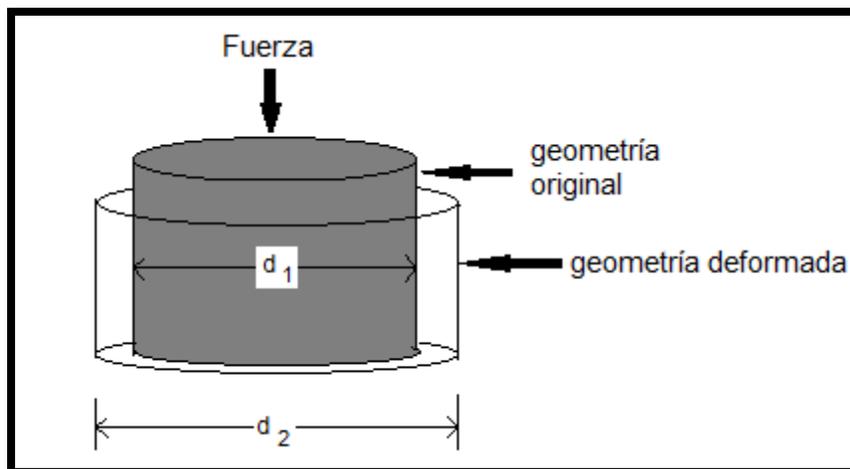


Figura 3.11 Representación de la relación de Poisson. Recuperado de [Hydraulic fracturing. G.C. Howard, Society of petroleum engineers of AIME. (1970)]

Si definimos ambas deformaciones con sus respectivas ecuaciones, tenemos:

ε_1 = Deformacion longitudinal

$$\varepsilon_1 = \frac{L_2 - L_1}{L_1}$$

ε_2 = Deformacion lateral

$$\varepsilon_2 = \frac{D_2 - D_1}{D_1}$$

Después, el módulo, índice o relación de Poisson (ν) se define como la relación entre ambas deformaciones y es siempre positiva, de allí el signo negativo en la ecuación.

$$\nu = -\frac{\varepsilon_1}{\varepsilon_2}$$

El signo negativo es incluido por conveniencia ya que la “expansión” es considerada negativa.

Cuando se incluyen los efectos de la porosidad y los fluidos contenidos en la roca en el modelo elástico, éste se convierte en un modelo poro elástico, el cual es ampliamente utilizado en simuladores para diseño de fracturamiento hidráulico.

TIPO DE ROCA	MODULO DE YOUNG (10* psi)	RELACION DE POISSON
Caliza	5-13	0.30-0.35
Arena no Consolidada	1-8	0.15-0.30
Pedernal	4-8	0.20-0.30
Esquiato/lutita	1-5	0.25-0.45
Carbon mineral	0.1-1.0	0.35-0.45

Valores típicos de propiedades elásticas. Recuperado de [Guía de diseño para fracturamientos hidráulicos PEMEX, UPMP. (2008)]

3.5.6. ÁREA DE LA FRACTURA

En la importancia de la penetración de la fractura en el pozo se debe considerar las características del fluido fracturante, de los fluidos del yacimiento, de la roca y de la extensión areal de la fractura.

El fin de crear y propagar una fractura de proporciones adecuadas, tenemos que transferir la energía hacia la formación. La producción de ancho y abertura física de la roca en la punta de fractura, requieren energía. A menudo superar la resistencia de viscosidad del fluido fracturante para ser bombeado también requiere energía.

Para establecer estos efectos R. D. Carter derivó ecuaciones para calcular la extensión areal de fracturas horizontales o verticales creadas hidráulicamente.

3.5.7. MECÁNICA DE LA GEOMETRÍA DE LA FRACTURA

Los parámetros que más se deben considerar en el diseño del proceso de fracturamiento son:

1. Modelo de Young: está relacionado con el ancho de fractura y con la posibilidad de obtención de fracturas altamente conductivas.
2. Pérdida del fluido: relacionada con la permeabilidad de la formación y las características de filtrado del fluido fracturante.
3. Factor de intensidad de esfuerzo crítico: es la resistencia aparente de la fractura, donde domina la presión requerida para propagar la fractura.
4. Viscosidad del fluido: afecta la presión neta en la fractura, la pérdida de fluido y el transporte del apuntalante.
5. Gasto de la bomba: puede afectar casi todo el proceso.

Los valores de todos estos parámetros dominan el proceso de fracturamiento. El cálculo de la geometría de la fractura es esencialmente una aproximación, debido a que el material es isotrópico, homogéneo y linealmente elástico, al mismo tiempo que el fluido de fractura y la altura de fractura son meramente ideales.

Todos los procedimientos de diseño se basan en que la columna inyectada se divide en dos partes. Una parte es el fluido que se pierde por filtración y la otra es la que se ocupa en la parte fracturada.

3.6. OPTIMIZACIÓN DEL TAMAÑO DE LA FRACTURA

En un fracturamiento hidráulico el objetivo que se tiene es llegar a obtener una fractura óptima con la que se puedan obtener canales de alta conductividad.

Las observaciones post-tratamiento son (*Hydraulic fracturing* (1970)):

1. Conforme aumente la longitud de la fractura apuntalada, la producción acumulada aumentara y los ingresos de la venta de hidrocarburos también aumentara.
2. Conforme aumente la longitud de la fractura, disminuye la cantidad de recursos generados por el pie de la longitud de una fractura apuntalada adicional.
3. Conforme aumenta el volumen de tratamiento, la longitud de la fractura aumenta.
4. Conforme aumenta la longitud de la fractura, el costo incrementa por cada pie de fractura aumenta (costo/pie de longitud de la fractura apuntalada).
5. Cuando el costo incremental del tratamiento se compara con el beneficio incremental, se muestra un aumento del volumen del tratamiento.

3.7. SISTEMAS DE FLUIDOS FRACTURANTES

Hay muchos tipos de fluidos disponibles para el uso en el fracturamiento hidráulico. En la selección del fluido de un pozo específico, es necesario entender las propiedades de los fluidos y como pueden ser modificadas para lograr varios efectos deseados.

Las propiedades que un fluido fracturante debe poseer poco gasto de filtración, la habilidad para transportar un agente sustentante y poca perdida de fricción en el bombeo. El fluido también debe ser fácil de remover desde la formación; esto debe de ser compatible con los fluidos naturales de la formación; y debe causar un mínimo de daño a la permeabilidad de la formación. La etapa la cual estas características existen debe ser considerada en el diseño y selección del fluido fracturante.

El poco filtrado es la propiedad que permite al fluido físicamente abrir la fractura y que este tenga un buen control de extensión areal. El gasto de filtración de la formación depende de la viscosidad y de las propiedades del fluido. Las propiedades de viscosidad y pueden ser controlados con aditivos apropiados.

La capacidad del fluido para transportar el agente sustentante es importante y puede ser controlado por aditivos. Esencialmente, esta propiedad del fluido depende de la viscosidad y densidad del fluido y esto a la velocidad dentro de la tubería o fractura.

La densidad y velocidad no son difíciles de describir; sin embargo la viscosidad es difícil de medir y describir correctamente, ya que muchos de los fluidos fracturantes son no newtonianos. Dos fluidos diferentes, tal como una emulsión y agua gelificada, pueden aparecer y tener la misma viscosidad por una medición, pero pueden tener una amplia variedad de capacidades para transportar el agente sustentante en suspensión.

Este aspecto del agente sustentante es frecuentemente alto. El gasto de movimiento es un factor mayor en la habilidad del fluido para transportar el agente sustentante una corriente de agua con baja viscosidad transportar al sustentante satisfactoriamente si el gasto de bombeo es alto.

La pérdida de fricción se ha convertido en lo más importante en los años recientes porque esto es controlable y porque los altos gastos de bombeo han proporcionado un efectivo tratamiento de fracturamiento. La capacidad de reducir la pérdida de fricción en el bombeo ha sido uno de los factores que gobiernan en la presente tendencia hacia el uso de los fluidos fracturantes de base agua.

Para conseguir los máximos beneficios de fracturamiento, el fluido fracturante debe de ser removido de la formación. Esto es particularmente cierto con los fluidos de fracturación muy viscosos tales como, aceites viscosos, geles o emulsiones. Más que el aceite gelificado y los fluidos fracturantes base agua, han construido un sistema que reduce los geles a soluciones de baja viscosidad después de la exposición de las temperaturas y presiones que existen en las formaciones.

Cuando la viscosidad es baja, el fluido fracturante puede ser fácilmente producido desde la formación y no restringir el flujo. Generalmente, los aceites viscosos tal como los aceites residuales son sensibles al calor y al aceite crudo diluido de modo que fluyen fácilmente desde el pozo. Usualmente las emulsiones son diluidas por los fluidos de formación, sus agentes emulsificantes son absorbidos en la superficie de la roca o son destruidos por el contacto con el ácido o calor esto permite que el resto de los líquidos fluyan desde el pozo.

Las propiedades que debe cumplir un fluido fracturante son las siguientes:

- Bajo coeficiente de pérdida
- Alta capacidad de transporte del apuntalante.

- Bajas pérdidas de presión por fricción en las tuberías y altas en la fractura.
- Fácil remoción después del tratamiento.
- Compatibilidad con los fluidos de formación
- Mínimo daño a la permeabilidad de la formación de la fractura.

En los fracturamientos hidráulicos se utilizan básicamente dos tipos de fluidos base agua y base aceite.

3.7.1. FLUIDOS BASE AGUA

Este tipo de fluidos es el más utilizado en la actualidad, ya que se obtiene de diversas fuentes de suministro, pero se debe verificar porque podría contener sólidos en suspensión que afectarían el comportamiento del fluido mezclado con sus aditivos. Por su bajo costo, alto desempeño y fácil manejo este tipo de fluidos son muy usados.

Muchos polímeros solubles en agua pueden ser utilizados para proporcionar una elevada viscosidad capaz de sustentar el apuntalante a temperatura ambiente, sin embargo a medida que esta se incrementa estas soluciones se adelgazan significativamente, sin embargo al aumentar la concentración de polímeros (carga polimérica) puede neutralizar los efectos térmicos, pero no resulta económico, ni práctico por el daño que provoca en la cara de la fractura.

3.7.2. FLUIDOS BASE ACEITE

Estos pueden ser aceites crudos o refinados, las ventajas que ofrecen son: no inhiben las arcillas, tienen baja tensión interfacial en el sistema roca fluido, son compatibles con la mayoría de las formaciones y los fluidos contenidos en ellas.

Los fluidos a base de aceite refinado pueden tener una ventaja que es la económica, ya que este al ser recuperado en la superficie después del tratamiento, puede ser reutilizado o vendido.

Los fluidos base aceite utilizados en fracturamientos con apuntalante impactan de manera severa el ambiente, su manejo y almacenamiento requieren de condiciones muy seguras, transportan arena en bajas concentraciones (máximo 3 o 4 lb/gal), las pérdidas por fricción en el sistema son muy altas, y la conductividad de la fractura que generan es baja.

Los fluidos base diésel o kerosina aportan altos valores de viscosidad, lo que ayuda a transportar mas arena y alcanzar geometrías de fracturas mayores en ancho y longitud y por consiguiente una mayor conductividad, su inconveniente es el manejo y almacenamiento de alto riesgo por ser muy volátiles y contaminantes, por lo que actualmente se usa en formaciones altamente sensibles al agua.

Los primeros fluidos usados en las operaciones de fracturamiento fueron los fluidos base aceite preparados con gasolina espesa con napalm, una sal de ácido graso de aluminio. Keroseno, aceite diésel, o aceite crudo gelificado con este material fueron las bases de el “proceso hidrafrac”.

Este gel impartió la viscosidad para el fluido fracturante y también redujo la perdida de fluido. Esto mejoro la capacidad del aceite para transportar el agente sustentante dentro de la formación y reducir la viscosidad cuando esto revirtió las condiciones del fondo del pozo.

Este gel de aceite fue subsecuentemente seguido por refinar la viscosidad del aceite (tal como API 5, 6 del combustible residual) inhibidor de aceite crudo, geles de jabón de ácido graso, y finalmente emulsiones y fluidos acido- base.

3.7.3. ACEITE VISCOSO REFINADO

Un aceite viscoso refinado ofrece muchas ventajas en el fracturamiento y por un número de años fue el medio más común en el fracturamiento. Este aceite fue aceptado porque ellos eran los fácilmente disponibles desde las refinerías y porque ellos podrían ser.

3.7.4. POLÍMEROS VISCOSIFICANTES

En este aspecto el avance tecnológico ha permitido el desarrollo de nuevos fluidos fracturantes, como los siguientes:

- Goma GUAR, utilizada para viscosificar el agua usada en los fracturamientos, es un polímero de alto peso molecular, de cadena larga, tiene una alta afinidad con el agua, al agregarse al agua se hincha y se hidrata, lo cual crea el medio para que las moléculas del polímero se asocien con las del agua, desarrollándose en la solución.
- El Hidroxipropil guar, se deriva del guar con oxido de propileno, contiene de 2 a 4% de residuos insolubles, pero algunos estudios indican que el guar y el hidroxipropil guar causan casi el mismo daño, sin embargo, el hidroxipropil guar es más estable que el guar a temperaturas mayores (pozos >150°C) y más soluble en alcohol.
- La goma Xantana, es un bpolimero producido metabólicamente por el microorganismo Xantomonas campestris. Esta solución se comporta como un fluido ley de potencias aún a bajos esfuerzos de corte, donde las soluciones de hidroxipropil guar llegan a ser newtonianos. Bajo ciertos esfuerzos de deformación (de corte), las soluciones de xantana suspenden mejor la arena que la hidroxipropil guar.

3.7.5. ADITIVOS

Se usan para romper el fluido, una vez que el trabajo finaliza para controlar la pérdida de fluidos, minimizar el daño a la formación, ajustar el PH o mejorar la estabilidad con la temperatura. Debe cuidarse que uno no interfiera en la función del otro.

Existen una gran variedad de aditivos utilizados en los fluidos fracturantes y son la clave para la obtención de las propiedades requeridas para el éxito del tratamiento, entre los más comunes tenemos:

- Activadores de viscosidad. Son agentes reticuladores que unen las cadenas formadas por el polímero y elevan considerablemente la viscosidad del fluido, entre los más comunes se tienen los boratos, aluminatos, zirconatos.
- Controladores de ph. Este aditivo es muy importante ya que es el que le da la estabilidad al fluido con respecto a la temperatura. Entre los más comunes se tiene el fosfato de sodio, ácido acético, carbonato de sodio entre otros.
- Quebradores. Estos agentes se utilizan principalmente para seccionar los enlaces de las cadenas poliméricas al termino del tratamiento y los más utilizados son los oxidantes, enzimas y ácidos
- Surfactantes. Se utilizan básicamente para reducir la tensión superficial e interfacial y la presión capilar en el espacio poroso.
- Bactericidas. Utilizados esencialmente para prevenir el ataque de bacterias a los polímeros.
- Estabilizadores de arcillas. Utilizados básicamente para la prevención de migración de arcillas, entre los mas comunes es el cloruro de potasio
- Controladores de perdida de fluido. Estos agentes basicamente controlan la filtración del fluido hacia la formación durante el tratamiento, el más común es la arena silica.
- Reductores de fricción. Este aditivo se emplea para reducir la perdida de presión por fricción generada en el efecto del bombeo durante la operación, tanto en la tubería como en los disparos.

3.8. CARACTERISTICAS DE LOS APUNTALANTES.

Además de sostener las paredes de la fractura, los apuntalantes crean una conductividad (permeabilidad en Darcys por cada pie de longitud de fractura apuntalada) en la formación. Estos materiales son diseñados para soportar los

esfuerzos de cierre de la formación, sin embargo, se debe seleccionar de acuerdo a los esfuerzos a que estará sometido y a la dureza de la roca, ya que si se tienen esfuerzos de cierre altos, este se podría triturar o en formaciones suaves este se puede embeber y el grado de ocurrencia de estos factores depende del tamaño y resistencia del apuntalante, la dureza de la formación y los esfuerzos a que estará sometido.

Una vez concluido el bombeo, resulta crítico para el éxito de la operación colocar el tipo y la concentración adecuada de apuntalante. Los factores que afectan la conductividad de fractura son:

- Composición del apuntalante.
- Propiedades físicas del apuntalante.
- Permeabilidad empacada del apuntalante
- Efectos de la concentración de polímeros después del cierre de la fractura.
- Movimientos de finos de formación en la fractura.
- La degradación del apuntalante a lo largo del tiempo.

Las propiedades físicas que debe tener un apuntalante y que impactan en la conductividad de la fractura son:

- Resistencia
- Distribución y tamaño del grano
- Cantidad de finos e impurezas
- Redondez y esfericidad
- Densidad

Existen principalmente dos tipos de apuntalantes, los naturales y los sintéticos:

Apuntalantes Naturales. Principalmente se encuentran las arenas de silicie y soportan bajos esfuerzos de cierre de la fractura, hasta un límite de 4,000 psi.

Apuntalantes Sintéticos. Este grupo se caracteriza por contener apuntalantes de gran resistencia a cierres de formación al cerrarse la fractura, en la actualidad se han desarrollado apuntalantes para resistir esfuerzos de cierre hasta 14,000 psi. Estos pueden ser recubiertos con capas de resina curable y recurable, según sea la necesidad.

Para abrir y propagar un fracturamiento hidráulico, debe rebasar los esfuerzos in situ. Después de poner en producción el pozo, estos tienden a cerrar la fractura y confinar el apuntalante.

Si la resistencia del apuntalante es inadecuada, el esfuerzo de cierre triturará el apuntalante, creando finos que reducirán la permeabilidad y la conductividad. De igual manera, en formaciones suaves, el apuntalante se puede “embeber”, es decir, incrustarse en las paredes de la formación.

Los apuntalantes están diseñados para soportar los esfuerzos de cierre de la formación, y se debe seleccionar de acuerdo con los esfuerzos a que estará sometido y a la dureza de la roca.

El tipo y tamaño de apuntalante se determina en términos de costo-beneficio. Los apuntalantes de mayor tamaño proporcionan un empaque más permeable, ya que la permeabilidad se incrementa con el cuadrado del diámetro del grano (*Oil well stimulation*. Schechter S. R.. (1992).).

Su uso debe evaluarse en función de la formación a apuntalar, las dificultades de transportar y colocar el apuntalante. Las formaciones sucias o sujetas a migración de finos son poco indicadas para apuntalantes grandes, ya que los finos tienden a invadir el empaque apuntalado, causando taponamientos parciales y rápidas reducciones en la permeabilidad. En estos casos, es más adecuado usar apuntalantes más pequeños que resistan la invasión de finos.

Aunque estos apuntalantes pequeños ofrecen una conductividad inicial baja, el promedio de conductividad a lo largo de la vida del pozo es mayor comparada con las altas productividades iniciales que proporcionan los apuntalantes de mayor tamaño (lo que normalmente se convierte en una rápida declinación).

Los apuntalantes de tamaño grande pueden ser menos efectivos en pozos profundos porque son más susceptibles de ser aplastados, ya que los esfuerzos

de cierre son mayores (a medida que el tamaño de grano se incrementa, disminuye su resistencia).

Los apuntalantes grandes presentan un mayor problema en su colocación por dos razones: se requiere una fractura ancha para los granos mayores y el ritmo de colocación de las partículas aumenta con el incremento del tamaño. Si la distribución del tamaño de los granos es tal que el rango de medición contiene un alto porcentaje de granos pequeños, la permeabilidad empacada con el apuntalante (y su conductividad) se reducirán en comparación con la empacada con granos más pequeños.

A medida que el esfuerzo de cierre se hace mayor, es decir, aumenta el esfuerzo horizontal mínimo, ocurre una reducción significativa de la conductividad de la fractura lograda con la colocación de un determinado apuntalante.

La esfericidad y la redondez del apuntalante tienen un efecto significativo en la conductividad de la fractura. La esfericidad es una medida, la redondez de un grano de apuntalante es una medida de la forma relativa de las esquinas de un grano o de su curvatura.

Si los granos son redondos y más o menos del mismo tamaño, los esfuerzos sobre él se distribuyen más uniformemente, resultando en mayores cargas antes de que el grano se fracture.

Los granos angulosos fallan en esfuerzos de cierre bajos, produciendo finos que reducen la conductividad de fractura. Las normas API recomiendan un límite para la arena. En ambos parámetros es de 0.6.

La densidad del apuntalante influye en su transporte, porque el ritmo de colocación aumenta linealmente con la densidad. Así, apuntalantes de alta densidad son más difíciles de suspender en el fluido fracturante y transportarlos a la fractura.

Esto puede mejorarse utilizando fluidos altamente viscosos o incrementando el gasto de inyección para reducir el tiempo de tratamiento y el tiempo de suspensión.

TIPO DE ARENA	RESISTENCIA (PSI)	MALLA	NOMBRE COMERCIAL
Cuarcítica	Hasta 4000	20/40; 16/30; 12/20	OTAWA, UNIMIN, VOCA
Sintética	Hasta 8000	20/40; 12/20	ECONOPROP,
Sintética	Hasta 10000	20/40; 16/20	NAPLITE, CARBOLITE
Sintética	Hasta 12000	20/40; 16/30	CARBOPROP,
Sintética	Hasta 14000	20/40	CARBOHSP,
Cuarcítica curable	Hasta 5000	20/40; 16/30	SUPER LC, ACFRAC
Cuarcítica curable	Hasta 6000	20/40; 16/30	SUPER DC, ACFRAC
Sintética curable	Hasta 10000	20/40	MAGNAPROP,
Sintética curable	Hasta 12000	20/40	DAYNAPROP,
Sintética curable cubierta con resina	Hasta 14000	20/40	HYPERPROP, CERAMEX P

La Tabla presenta los apuntalantes más comúnmente utilizados en México y algunas de sus características.

3.9. METODOLOGÍA DEL DISEÑO

El diseño de un tratamiento involucra un proceso de optimización que permite balancear la predicción del incremento de producción con su costo asociado. El costo del trabajo depende del tipo y volumen de fluidos de fractura, del uso de agentes gelatinizantes y del control de pérdida de filtrado, tipo y cantidad de agente sustentante y nivel de potencia requerida. Cada fracturamiento requiere diferentes diseños hasta obtener la mejor propuesta a sus objetivos

Para la realización de un trabajo de fracturamiento, debe contarse con una cantidad de información previa y con una serie de herramientas como:

- Registros eléctricos.
- Análisis pre y postfractura de pozos vecinos

- Estudios de laboratorio sobre propiedades de la formación
- Características del fluido de fractura y del apuntalante
- Resultados del análisis de la presión transitoria del yacimiento para estimar su permeabilidad y daño.
- Simuladores del comportamiento de la producción del yacimiento
- Modelos para el diseño de fracturas hidráulicas
- Análisis de pruebas de micro y mini frac
- Análisis post fractura de pozos vecinos.

3.10. CONSIDERACIONES DEL DISEÑO

El diseño de un trabajo de fracturamiento es exclusivo para un determinado pozo y no debe ser aplicado a otro, pues el éxito logrado en el primero muy probablemente no se repetirá en el segundo.

Se requiere de un conocimiento detallado de la geología del yacimiento específico, su mecanismo de producción y características de los fluidos de yacimiento. El análisis petrográfico de la roca de yacimiento es un factor clave de éxito, por lo que deben considerarse los siguientes parámetros de diseño:

▪ LITOLOGÍA Y MINERALOGÍA DE LA FORMACIÓN.

Analizar los valores de porosidad y permeabilidad para determinar la conductividad y longitud de fractura. Así mismo, la resistencia de la roca gobierna el espesor de fractura y el tipo y procedimiento de colocación del agente sustentante.

▪ FLUIDOS Y ENERGÍA DEL YACIMIENTO.

La viscosidad del crudo, su tendencia a formar emulsiones, el contenido de asfaltenos y las características de deformación de parafinas deben considerarse en la selección y modificación del fluido de fractura. Debe tenerse conocimiento sobre la presión de yacimiento, ya que es la responsable de la expulsión del fluido de fractura después de terminado el tratamiento

▪ CONFIGURACIÓN FÍSICA DEL POZO.

Los pozos a los que se les vaya a hacer un trabajo de fracturamiento deben contar con un ciertas características en su terminación y sistema de conexiones, que deben ser previstas con anticipación y tomadas en cuenta para que permita la ejecución del trabajo con seguridad y el retorno del pozo a producción después del tratamiento. Si se va a hacer un trabajo de un pozo viejo, deberá modificarse de acuerdo con las limitaciones impuestas por las condiciones de terminación de dicho pozo.

▪ SELECCIÓN DE UN FLUIDO DE FRACTURA

Existe una amplia gama de fluidos de fractura para responder a la gran variedad de condiciones de un pozo. Estos fluidos han sido diseñados para diferentes niveles de pH, amplias variaciones de temperatura y, en fin, para las características prevalecientes de un proceso de fracturamiento.

▪ TEMPERATURA DE FONDO DEL POZO.

Es la consideración más importante en la selección del fluido. Se relaciona con el tiempo de bombeo, la pérdida por filtrado y la limpieza de la formación, una vez extraído el fluido.

Debido a la fuerte dependencia de la estabilidad del fluido con la temperatura, si el fluido no mantiene la viscosidad a la temperatura de fondo del pozo, se da una fuerte pérdida de fluido por filtrado a la formación y la posibilidad de que se produzca un arenamiento, por la incapacidad de suspensión del agente transportador, con lo cual no podría ser arrastrado al interior de la fractura, taponando el pozo.

▪ CAPACIDAD DE TRANSPORTE DEL SUSTENTANTE.

En la selección de un fluido de fractura, se debe evaluar la capacidad de suspensión del fluido a la temperatura de fondo de pozo para garantizar el transporte del apuntalante al interior de la fractura y reducir la posibilidad de arenamiento.

Se puede decir que la selección del fluido de fractura estará basada en la compatibilidad con los fluidos y propiedades de la roca del pozo, en la capacidad del fluido para transmitir la presión hidráulica dentro de la fractura, extender la fractura dentro de la formación, crear suficiente anchura de la fractura como para permitir la colocación del agente apuntalante dentro de la fractura, controlar su depositación y, finalmente, asegurar la limpieza del pozo después de la fractura.

CAPÍTULO 4

FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO MULTITAPAS.

En la actualidad las estrategias utilizadas para la explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales se encuentran en los pozos de alto ángulo, alcance extendido, y los pozos con múltiples zonas, las mejoras de la tecnología permiten cada vez perforar distancias más grandes en pozos horizontales, al mismo tiempo llegar a la zona de mayor drene.

El mayor contacto con la formación es esencial para los pozos de largo alcance ya que aumenta significativamente la producción comparado a un pozo vertical y si bien los pozos de alcance extendido desempeñan un rol significativo en el mejoramiento del contacto con la formación, puede incrementarse aún más con las fracturas hidráulicas. A continuación en la fig.4.1 se muestra la diferencia del contacto en cuatro casos.

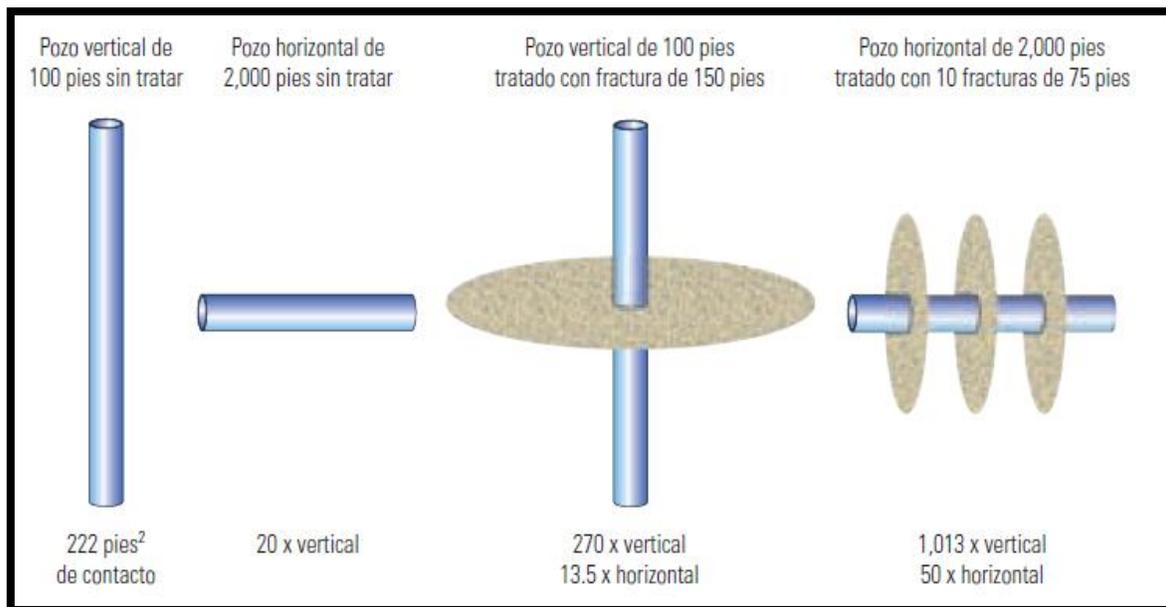


Fig. 4.1 Mejoramiento del contacto con la formación en pozos verticales y horizontales. Recuperado de [El tratamiento correcto para el yacimiento correcto. Bader al-Matar, Byung O. Lee, et al. (2008).]

El primer caso es un pozo vertical de 8 ½ pulgadas de diámetro y 100 pies de espesor, es aproximadamente 222 pies² de contacto con la formación. Un pozo horizontal con el mismo diámetro con 2000 pies de largo dentro de la formación aumenta 20 veces más que el pozo vertical de 100 pies. Una longitud de fractura de 150 pies en el pozo vertical del primer caso aumenta el contacto con la formación 13.5 veces más con respecto al pozo horizontal de 2000 pies.

Y cuando el pozo horizontal de 2000 pies es tratado con 10 fracturas de 75 pies de longitud cada una, el contacto con la formación aumenta hasta, 1013 veces más con respecto al pozo vertical sin tratar y 50 veces más con respecto al pozo horizontal sin tratar. Pero a pesar de ello mucho de los tratamientos no proveen los beneficios económicos o los incrementos de producción esperados. Esto varía dependiendo de la terminación en cada yacimiento.

Para maximizar la producción este tipo de pozos son terminados tradicionalmente en pozos en agujero abierto, eso va dependiendo de las consideraciones de operación que se realizara en un futuro, es decir no es conveniente terminar en agujero descubierto si es que se tiene planeado, realizar otro tratamiento posterior a un tiempo de producción.

En una terminación en agujero descubierto es casi imposible efectuar un tratamiento de estimulación efectivo a lo largo del pozo horizontal utilizando los métodos tradicionales de bombeo forzado. Esto se debe a que es difícil colocar los fluidos y ácidos de fracturamiento en forma precisa dentro de la formación, solo se tratan las secciones del talón del pozo y no se estimula bien las secciones medias e inferiores.

Cuando se opta terminar los pozos horizontales con liners cementados, las zonas individuales pueden ser aisladas y tratadas con mayor facilidad, pero esto implica varios viajes para cada zona y por lo tanto hay un incremento en los costos y mayores tiempos de operación que a menudo sobrepasa el valor de producción.

En la figura.4.2 la estimulación de fracturamiento en un pozo horizontal en agujero descubierto de la formación Barnett Shale, monitoreado por dos pozos

Tener bien monitoreada la fractura permite al ingeniero dirigirla correctamente, es decir si en una operación de múltiples zonas existe una actividad microsísmica involuntaria en lo que sería una zona no deseada, se podrá prevenir y redirigir la fractura.

4.2. DIVERGENCIA

Es la técnica utilizada en tratamientos de inyección, como estimulación matricial, para asegurar una distribución uniforme del fluido de tratamiento a través del intervalo de tratamiento. Los fluidos inyectados tienden a seguir la ruta de menor resistencia, lo que posiblemente genere que las áreas menos permeables reciban un tratamiento inadecuado.

Al utilizar algún medio de desviación, se puede concentrar el tratamiento en las áreas que más lo necesitan. Para que sea efectivo, el efecto de divergencia debe ser temporal para permitir que se restaure la productividad total del pozo cuando se complete el tratamiento. Hay dos categorías principales de desviación: divergencia química y divergencia mecánica.

4.2.1. DIVERGENCIA MECÁNICA

Uso de dispositivos mecánicos, como selladores de esfera, empacadores y conjuntos de empacadores dobles, para desviar los tratamientos del yacimiento a la zona objetivo.

Los selladores de esfera y los agentes divergentes de partículas sólidas incorporados al fluido de tratamiento forman un tapón temporal en los disparos o perforaciones que aceptan la mayor parte del flujo de fluidos, por lo que desvían el fluido de tratamiento remanente hacia las zonas menos permeables.

Empacadores y los conjuntos de empacadores dobles funcionan al efectuar varios tratamientos cortos en un intervalo más largo para asegurar un tratamiento uniforme sobre toda la zona.

4.2.2. DIVERGENCIA QUÍMICA

Uso de un agente químico para lograr una divergencia durante la estimulación matricial o tratamientos inyectados similares.

Divergente químico: Agente químico utilizado en tratamientos de estimulación para asegurar una inyección uniforme en el área que se va a tratar. Los divergentes químicos funcionan mediante la creación de un efecto de bloqueo temporal que se limpia con seguridad luego del tratamiento, lo que permite mejorar la productividad en todo el intervalo tratado.

En la acidificación matricial en pozos de inyección, se utiliza ácido benzoico como divergente químico, mientras que, en pozos de producción, se utilizan resinas solubles en petróleo.

Ambos compuestos son ligeramente solubles o inertes en un medio ácido [HCl], pero después de funcionar como divergente se disuelven con inyección de agua o producción de petróleo, respectivamente. A las espumas estables y viscosas generadas en la matriz de la roca también se las considera divergentes químicos.

4.3. TIPOS DE SISTEMAS DE FRACTURAMIENTO MULTITAPAS.

En la actualidad existen diversos diseños para abordar cada uno de los pozos con el tratamiento correcto para el fracturamiento y terminación de pozos. Por ejemplo existen:

- **Sistemas convencionales:** Requieren viajes independientes en el pozo para disparar una zona independiente y luego estimularla y aislarla en un segundo viaje, repitiendo el proceso para cada zona.
- **Sistemas de intervención:** Disparan y estimulan por fracturamiento y aíslan numerosas zonas en un solo viaje.
- **Sistemas permanentes:** Estimulan por fracturamiento y aíslan múltiples zonas en una operación de bombeo utilizando arreglos que forman parte de la terminación.

- **Sistemas dinámicos:** Utilizan un material divergente degradable para taponar y aislar sucesivamente los disparos tratados y desviar los tratamientos de estimulación hacia otros intervalos en una operación continua.

4.3.1. SISTEMAS CONVENCIONALES REVESTIDOS

En los pozos entubados, se accede al yacimiento a través de los disparos creados mediante herramientas operadas con cable, chorro abrasivo o camisas de deslizamiento instaladas en la herramienta de servicio.

Cuando existen múltiples intervalos abiertos dentro de una sola zona, la divergencia del fluido de un intervalo a otro para tratar cada uno puede efectuarse a través de los disparos de entrada limitada, las esferas selladoras, los divergentes químicos, los tapones puente compuestos y los tapones de arena.

4.3.1.1. DISPAROS DE ENTRADA LIMITADA

La entrada limitada se crea mediante la reducción del número de disparos a través de ciertas secciones para incrementar la fricción de los disparos abiertos. Esto produce la divergencia de los fluidos desde una zona que, debido a la alta permeabilidad o a otros factores, puede haber absorbido la mayor parte del tratamiento a expensas de otros intervalos o zonas.

Para aplicaciones de liner cementado o revestido se hacían con entrada limitada y después con la colocación de tapones puente compuestos en la tubería flexible seguido por la perforación y entonces la estimulación de pozos.

4.3.1.2. TAPONES PUENTE COMPUESTOS

Son barreras de aislamiento en la tubería de revestimiento colocadas por encima de la zona tratada y posteriormente reperforadas, con la herramienta de servicio.

Además el tratamiento de la formación inferior y su contraflujo a veces puede medirse en semanas; en ciertos casos es tiempo suficiente para que los fluidos dejen residuos en los espacios porosos produciendo un daño significativo en la formación. Existen diferentes tipos dependiendo la función que realizan:

- Bridge Plug; es un tapón sólido que sella a presión por encima y debajo de la herramienta, es decir no permite el paso del fluido a través del tapón en ninguna dirección, estos tapones deben ser molidos para una producción futura (figura 4.3).

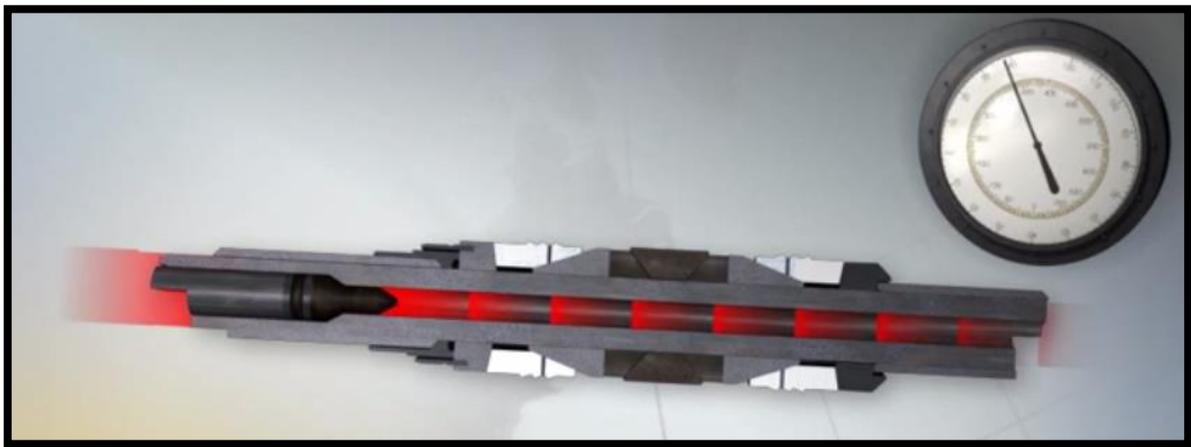


Figura 4.3. Bridge plug. Recuperado de
[<http://www.youtube.com/watch?v=oPgZnZqp87k>]

- Poppet Style Frac Plug; es un tapón que contiene una válvula check en su interior, sellando con presión por encima de la herramienta (figura 4.4) pero existe flujo a través de la herramienta por debajo si es que no se tiene

presión por encima de la herramienta. Este tipo de tapón permite la estimulación y a su vez el contraflujo del yacimiento hacia la superficie (figura 4.5)

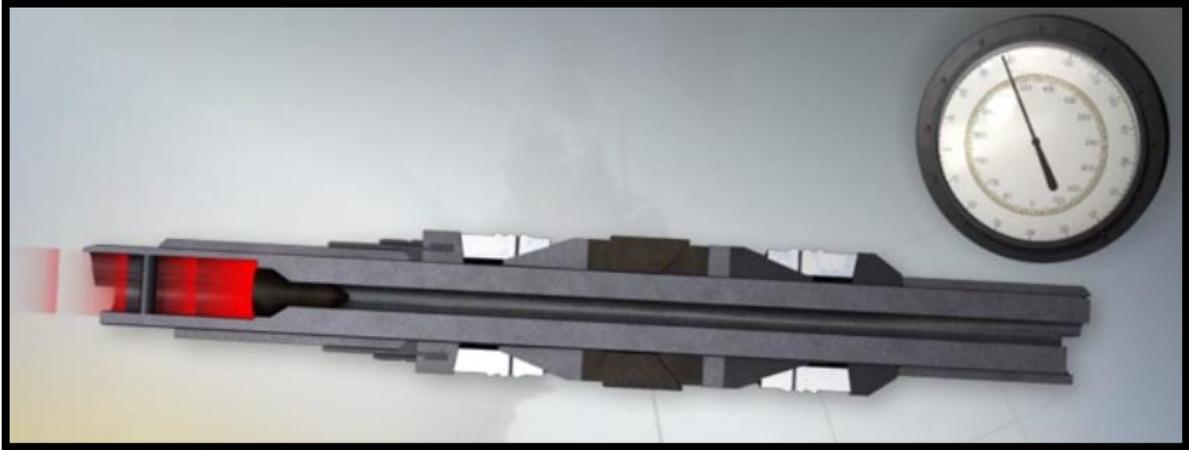


Figura 4.4. Proppet style frac plug. Recuperado de [\[http://www.youtube.com/watch?v=oPgZnZqp87k\]](http://www.youtube.com/watch?v=oPgZnZqp87k)

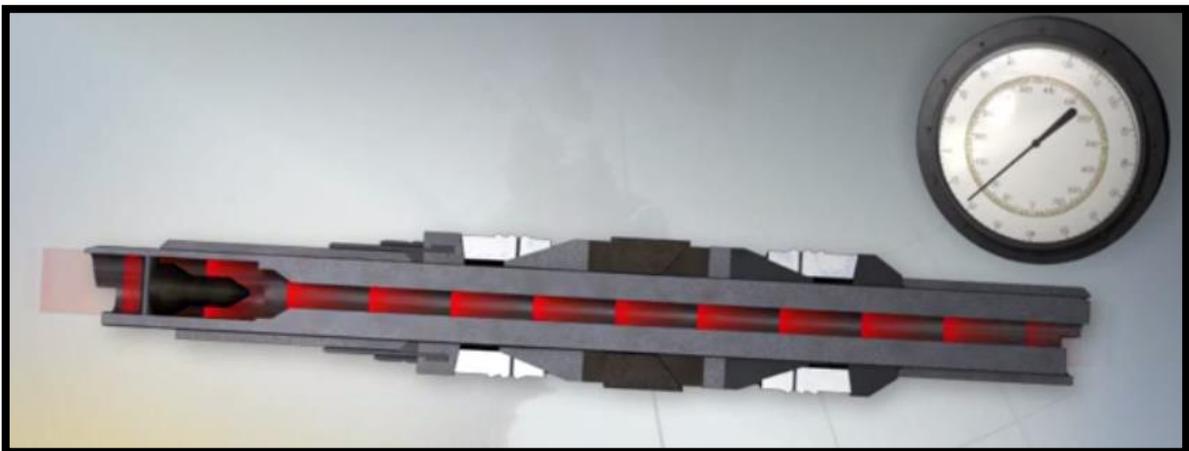


Figura 4.5. Contraflujo Proppet style frac plug. Recuperado de [\[http://www.youtube.com/watch?v=oPgZnZqp87k\]](http://www.youtube.com/watch?v=oPgZnZqp87k)

- Ball Frac Plug; este tipo de tapón utiliza una esfera dejando caer desde la superficie que sirve como válvula check de igual forma dándole un sello por encima de la herramienta pero también permitiendo el flujo a través de la herramienta desde abajo (figura 4.6).

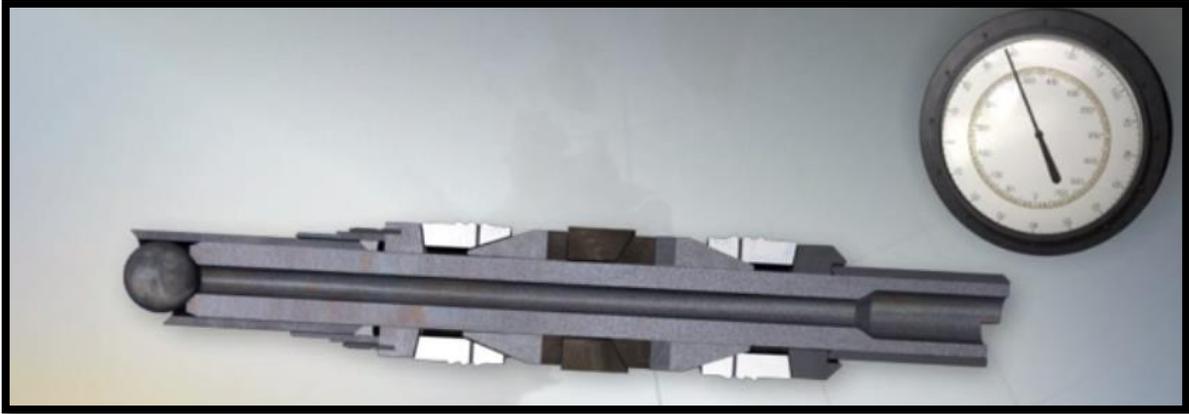


Figura 4.6. Ball Frac Plug. Recuperado de
[\[http://www.youtube.com/watch?v=oPgZnZqp87k\]](http://www.youtube.com/watch?v=oPgZnZqp87k)

4.3.1.3. SISTEMAS CONVENCIONALES AGUJERO ABIERTO

Antes esta operación se aplicaba con la técnica bullheading en etapas, en un intento para generar múltiples fracturas, esto proporciona en casos principales para estimular ciertas secciones del pozo dejando muchas secciones sin estimular.

En los pozos terminados en agujero abierto y en formaciones no consolidadas, las operaciones de fracturamiento convencionales pueden incluir la instalación de la sarta de terminación, por lo general un liner ranurado o disparado, para garantizar la integridad del pozo.

Como sucede en las terminaciones cementadas, una vez que la sarta de terminación fue colocada, se puede intentar lograr la divergencia: con la técnica de entrada limitada, esferas selladoras, o la divergencia química.

Forzamiento (Bullheading): Es una técnica habitual de control de pozos en procesos de reparación. El método funciona cuando no hay obstrucciones en la tubería y se puede lograr la inyectividad de un fluido a la formación sin exceder ningún límite de presión.

En este procedimiento, los fluidos del pozo se bombean nuevamente al yacimiento, desplazando la tubería o revestidor con una cantidad suficiente de fluido de control.

4.3.2. SISTEMAS DE INTERVENCIÓN DE FRACTURAMIENTO EN MULTITAPAS

Como ya se había dicho anteriormente los sistemas de intervención, son sistemas multietapas que disparan y estimulan por fracturamiento y aíslan numerosas zonas en un solo viaje.

Es obviamente, una práctica más costosa que el sistema convencional pero, en una evaluación económica en algunos casos podría llegar ser más redituable ya que la estimulación por zonas es mucho mejor tratado que el anterior proceso, esto se resume a mayores tasas de producción y menores tiempos de operación.

4.3.2.1 SISTEMAS DE DISPAROS ABRASIVOS Y FRACTURAMIENTO

Permite la colocación precisa de los tratamientos de fracturamiento por la tubería de revestimiento o el espacio anular existente entre la herramienta de servicio y la tubería de revestimiento. Reduce la caída de presión en la región vecina al pozo lo que produce entre el pozo y el yacimiento, disminuye los arenamientos en la región cuando el apuntalante deja de ingresar en la formación y se acumula dentro de la tubería de revestimiento.

Esta técnica es adecuada para formaciones que requieren alta presión de inicio de la fractura y donde se requiera que sea una colocación precisa del tratamiento para que sea exitosa la operación.

El sistema se basa en una técnica que se tiene para el corte de la tubería de revestimiento y tubos en el fondo del pozo; con una lechada que contiene solidos abrasivos se bombea a altas presiones diferenciales a través de una pistola de servicio hidráulico de corte de tuberías y disparos, operada con una herramienta de servicio.

El fluido de abrasión a alta presión penetra sobre la tubería de revestimiento, el cemento y por ultimo penetra profundamente la formación. El material abrasivo suele ser arena de fracturamiento malla 20/40 o 100, compatible con las pistolas de chorro diseñadas específicamente para este propósito.

Las pistolas de chorro pueden utilizarse también con tapones puente para dar aislamiento de zonas a tratar. Este sistema se ha tratado en un yacimiento que tienen areniscas gasíferas muy delgadas que alternan con areniscas acuíferas, con niveles de agotamiento variables, los tratamientos incluyen CO₂ para aportar mayor energía. El resultado fue menor producción de agua y mayor producción de gas.

En la figura 4.7 se muestra una operación de disparo abrasivo y fracturamiento que después de efectuada la correlación de la profundidad, se bombea una lechada abrasiva a través de los orificios de salida. La corriente de fluido a alta velocidad atraviesa el revestimiento al igual que el cemento para perforar a la formación (extremo izquierdo).

Después se bombea el tratamiento de fracturamiento y se sube el equipo de perforación hacia la siguiente zona (centro izquierda).

Ya concluido el primer tratamiento, se puede colocar un tapón de arena con fines de aislamiento y perforar la zona siguiente (centro derecha). Todo esto se puede realizar en una sola operación, una vez tratadas las zonas los tapones de arena se retiran por circulación inversa (extremo derecho).

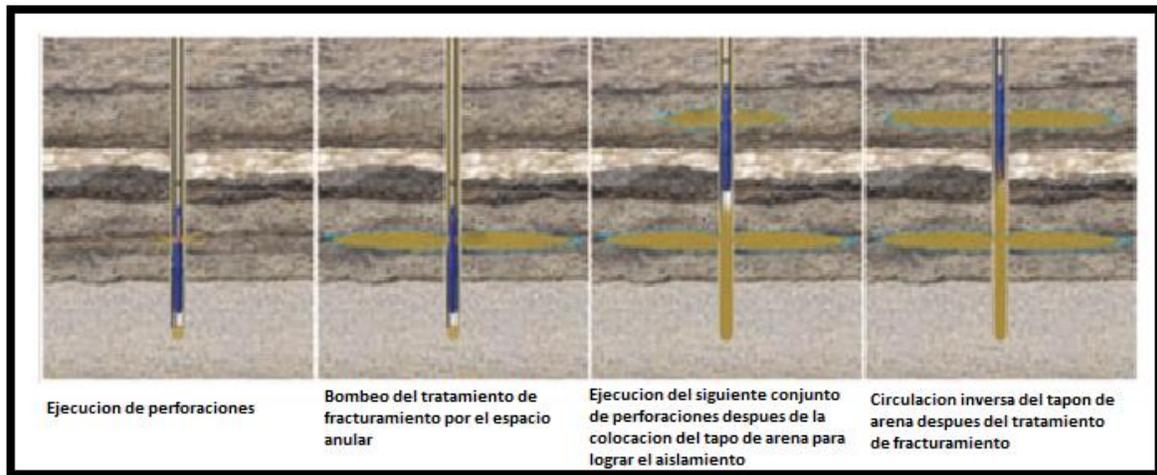


Figura 4.7. Sistema de disparos abrasivos. Recuperdo de [El tratamiento correcto para el yacimiento correcto. Bader al-Matar, Byung O. Lee, et al. (2008).]

4.3.2.2. SISTEMA DE ESTIMULACIÓN CON ESFERAS SELLADORAS

Consiste en tratar las zonas inmediatamente de efectuar los disparos sin extraer las pistolas del pozo en una misma operación, está diseñado este sistema para poder efectuar tratamientos de alto régimen de inyección por la tubería de revestimiento, mientras el arreglo de pistolas de disparos permanece en el pozo.

Se necesita tener varios arreglos de disparos para más de una detonación (el número de etapas que se vayan a estimular es el número de detonaciones que se necesitaran). Las pistolas son posicionadas en el intervalo que se vaya a estimular, se detonan y posteriormente se trata la zona la cual se disparó. Al término del tratamiento de la primera zona se bombean las esferas selladoras en el pozo con un fluido divergente que incluye fibras. Las esferas selladoras taponean los disparos que se habían realizado en la primer zona, el hecho de que incremente la presión de bombeo indica que las esferas han realizado su función y se puede proseguir para el siguiente intervalo, mientras las pistolas son posicionadas en el segundo intervalo para disparar y estimular.

Este sistema garantiza que ninguna zona sea tratada de manera deficiente, porque permite la colocación precisa de los tratamientos, además que pone el contraflujo de inmediato y de ese modo se evita los riesgos que se tienen con el fresado de tapones puente compuestos y los fluidos que pueden dañar a la formación si se tienen mucho tiempo en contacto con esta.

En la figura 4.8 se muestra el sistema en operación, como es que se detonan los disparos, es tratada la zona, las esferas selladoras se arrojan hasta que se alojan en los disparos y se reitera la operación con el segundo detonante.

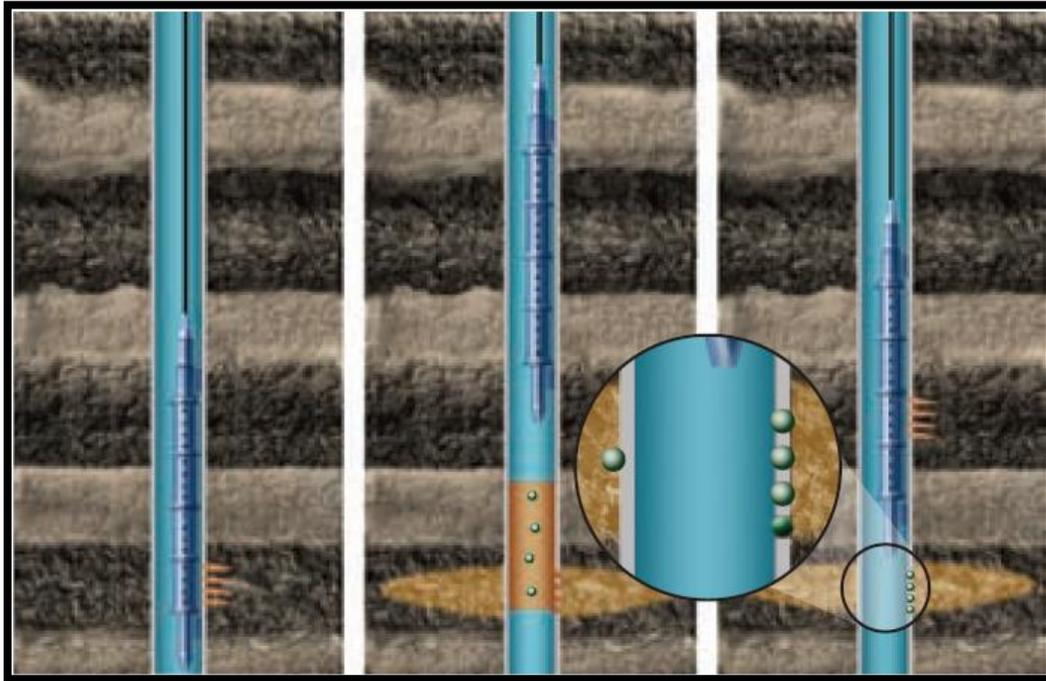


Figura 4.8. Operación del sistema de estimulación con esferas selladoras.
Recuperado de [*El tratamiento correcto para el yacimiento correcto*. Bader al-Matar, Byung O. Lee, et al. (2008).]

4.3.2.3. TUBERIA FLEXIBLE CON EMPACADORES PARA AGUJERO DESCUBIERTO REMOVIBLES

Si bien las técnicas con esferas selladoras y de entrada limitada permite el ahorro de los viajes y los costos que se requieren, estos métodos tienen una desventaja que es que dejan algunos pozos sin tratar por consecuencia de la diferencia entre los gradientes de fractura de cada zona atravesadas por los pozos.

Una solución, consiste en aislar y estimular cada zona en forma individual con un tratamiento especial para cada zona en forma individual. Esto debe de ser sin sacrificar las eficiencias que se tienen con los anteriores métodos. Se ha desarrollado un sistema el cual aíslan las zonas entre las capas impermeables mediante el empleo de empacadores para agujero descubierto, que pueden colocarse y removerse varias veces.

Antes de bajar la herramienta con el equipo de empacadores para aislar y tratar cada zona, se deben disparar los intervalos bajando las cargas con la tubería flexible acompañadas con un sistema de registros para correlacionar bien las zonas y se detonan en una sola operación todos los intervalos de interés.

Los empacadores son activados hidráulicamente, de modo que al estar posicionados, en una operación de bombeo se fijan y aíslan la zona figura 4.9. El fluido de estimulación se bombea luego por la sarta de producción a través del empalme del empacador para el tratamiento dentro del intervalo aislado, a continuación el apuntalante residual se remueve por circulación inversa y el empacador se desplace a la zona siguiente.

El objetivo es minimizar el costo de fracturamiento de los activos maduros sino también hacerlo protegiendo la tubería de revestimiento degradada de las altas presiones de tratamiento y los fluidos abrasivos cargados con apuntalante. Una de las ventajas principales también es el operar con la herramienta de servicio para tratar los intervalos, procedimiento que conlleva muchos inconvenientes.

Este sistema se ha aplicado en un campo que contiene espesores de areniscas que oscilan entre 1.5 y 18.3 m., donde antes se había aplicado tapones puente y no habían sido bien estimuladas las zonas debido a los diferentes gradientes de fractura.

Con el arreglo de los empacadores todo el pozo fue exitosamente estimulado, las tasas de producción promedio tratados con este sistema superan en más de 2 veces las obtenidas con las terminaciones estándar.

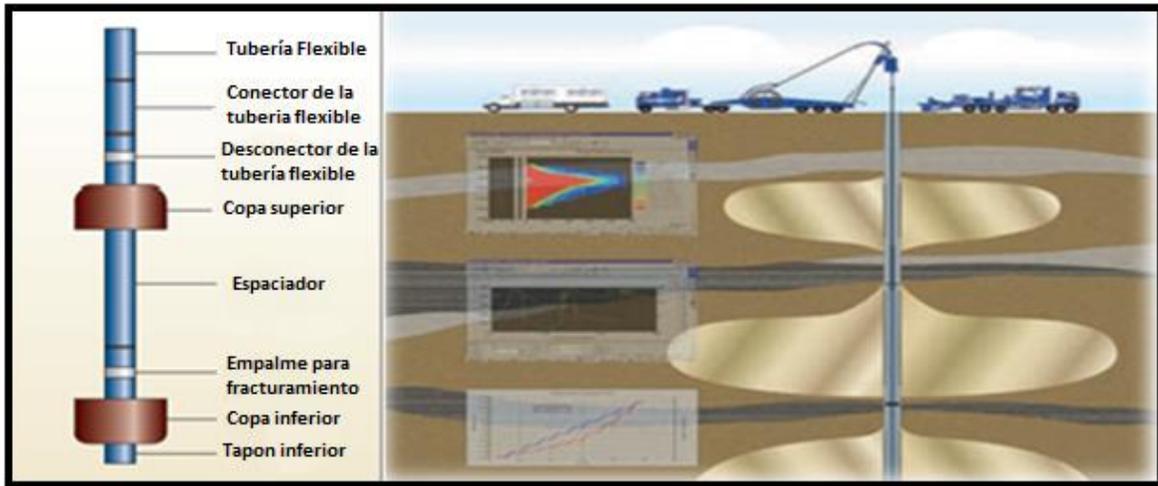


Figura 4.9. Arreglo de tubería flexible con empacadores. Recuperado de [El tratamiento correcto para el yacimiento correcto. Bader al-Matar, Byung O. Lee, et al. (2008).]

4.4. SISTEMAS PERMANENTES

Una solución para minimizar el número de intervenciones o herramientas introducidas en los pozos horizontales y de alto ángulo, es utilizando equipo que forman parte del diseño de terminación permanente utilizando tubería de revestimiento convencional con camisas deslizables.

En terminaciones en agujero abierto el sistema incluye empacadores para agujero descubierto operado hidráulicamente para crear un sello contra la pared del pozo.

En pozos cementados en agujero descubierto, las zonas tratadas se comunican a través de las camisas de deslizamiento que son abiertas con unas canicas especiales y los empacadores proveen aislamiento entre zonas de diferentes presiones de tratamiento.

Las soluciones permanentes reducen el riesgo de las operaciones de los viajes para colocar y remover los taponos puente e incrementan la eficiencia del tratamiento ya que permite que el operador diseñe cada tratamiento de cada zona, además incrementa el número de zonas que pueden ser tratadas.

Si se pensara en volver a refracturar un pozo terminado de manera convencional, en el que todos los disparos se dejan abiertos, se tendría que hacer

con la herramienta de servicio. Además del costo del equipo de terminación y reparación requerido para efectuar este procedimiento y el riesgo involucrado, los tratamientos de fracturamiento hidráulico a través de una herramienta de servicio, introducen fuerzas de fricción adicionales que limitan la tasa de flujo durante el tratamiento de modo que no se lograra el diseño óptimo.

Los servicios de fracturamiento y terminación de múltiples zonas incorporan tecnologías, utilizando empacadores para agujero descubierto que son operados con la tubería de revestimiento convencional para segmentar el yacimiento que incluyen camisas activadas por esferas colocadas entre cada conjunto de empacadores.

Estos sistemas pueden tratar las zonas aisladas a través de orificios de fracturamiento o a través de boquillas de chorros, estos sistemas se pueden localizar entre los empacadores y detrás de las camisas de deslizamiento activadas por las esferas. Esto para permitir la colocación precisa del fluido, la cobertura zonal completa y una mayor conductividad efectiva de la fractura.

COMPONENTES PARA EL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO MULTIETAPAS

Se buscaron soluciones para la cual se pudiera realizar la desviación mecánica para resistir altas presiones y altas temperaturas, los resultados desarrollados fueron los siguientes:

Varios diseños mecánicos fueron probados en las formaciones de Norte America. Los empacadores que fueron requeridos deberían de acoplarse a agujeros irregulares incluyendo ovalaciones y desgastes.

Se han desarrollado dos sistemas para agujero abierto, uno para estimulación acida y el segundo para fracturamiento acido o con sustentante. Cada diseño se modela para abrir en momentos específicos y una vez abierto resistir los fluidos de fracturamiento abrasivos por periodos de tiempo extensos.

CAMISAS DESLIZABLES

Las camisas deslizables son accesorios que se instalan en las lingadas de tubería de producción para tener un flujo que conecte el espacio anular con el espacio interno de la tubería de producción. Estas camisas se instalan con su mecanismo cerrado y abren para realizar una operación específica.

CAMISA DESLIZABLES EN LA TUBERIA FLEXIBLE

Este sistema contiene válvulas para abrir los puertos de fractura similar al de las esferas (figura 4.10)

El sistema tiene tres diferencias comparado con el de esferas selladoras:

- Las válvulas son abiertas con un mecanismo subsuperficial (BHA), accionada dentro de la tubería flexible.
- No hay restricción dentro del diámetro a lo largo de la longitud del pozo horizontal.
- Puede ser cementada dentro del pozo, y no requiere empacadores de agujero abierto para aislar la zona así reduce complejidad y costos de terminación.

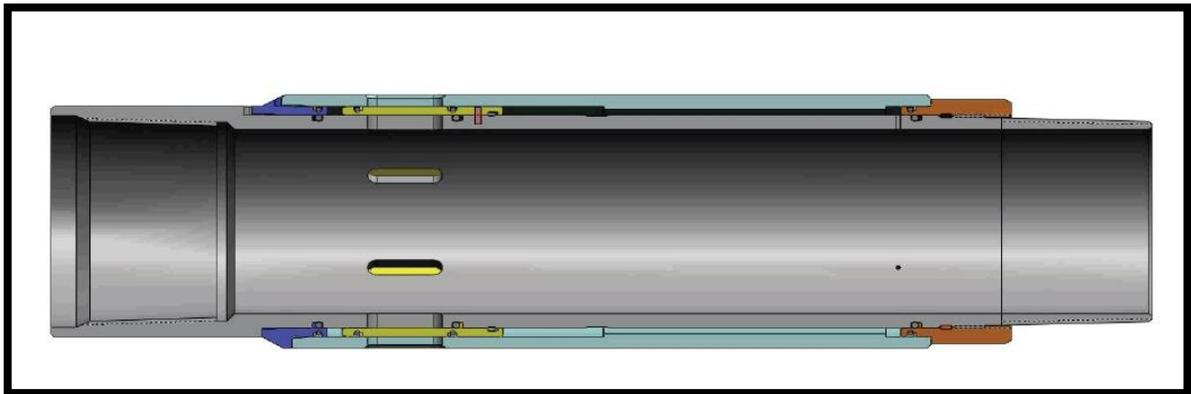


Figura 4.10. Ensamble de Fracturamiento de camisas deslizables en la tubería flexible. Recuperado de [Cased-Hole Multistage Fracturing: A new Coiled-tubing-enabled completion. Ravensberg J. & Baker Hughes. (2011).]

CAMISA HIDRÁULICA FRACPORT

Es un orificio de flujo activado hidráulicamente utilizado en el extremo del pozo en todas las aplicaciones de sistemas de estimulación por fractura. Las camisas en el frac port hidráulico se abren a una presión específica permitiendo la comunicación entre la sarta de herramientas y el espacio anular. La configuración

singular de la camisa garantiza una apertura completa para el fracturamiento efectivo en el extremo del pozo (figura 4.11).

El FRACT PORT fue diseñado para abrir selectivamente en un momento específico y una vez abierto resistir los fluidos abrasivos para extensos periodos de tiempo, el desarrollo de estos asientos, también se pueden activar por medio de una esfera.

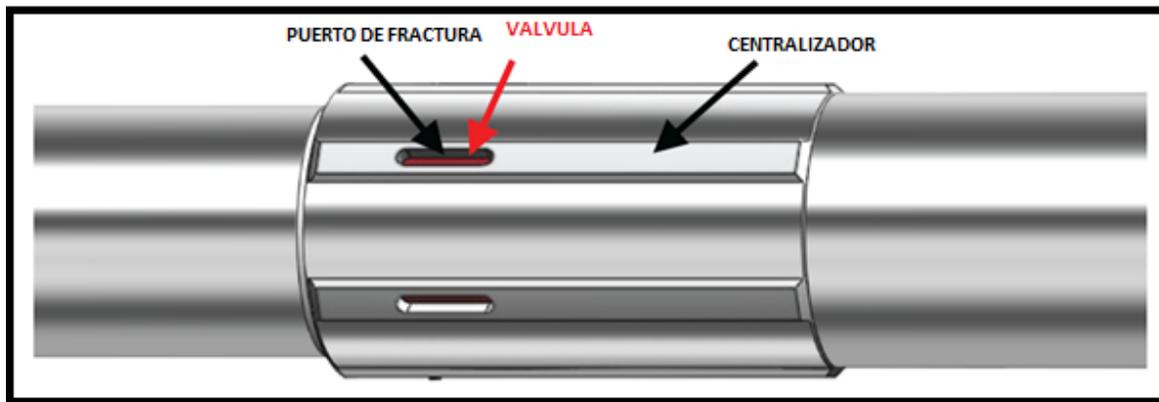


Figura 4.11. Camisa Hidraulica Fracport. Recuperado de [Cased-Hole Multistage Fracturing: A new Coiled-tubing-enable completion. Ravensberg J. & baker hughs. (2011).]

CAMISA MECÁNICA ACCIONADA POR ESFERAS SELLADORAS

Para poder eliminar la tubería flexible, línea de acero y otras intervenciones de pozo para la apertura de la camisa se determinó que la iniciación de la apertura de la camisa debería de ser realizado con esferas que serían arrojadas desde la superficie desde la operación de bombeo.

Las esferas se alojan en un asiento dentro de la camisa la cual se desliza permitiendo el paso del fluido a la formación pero al mismo tiempo proveer un sello sobre el asiento para prevenir el tratamiento para los intervalos anteriores.

BOQUILLA RAPIDJET

Es un ensamble que se corre entre múltiples empacaduras en el sistema rapidstim. El ensamble contiene una boquilla inyectora cuyo diámetro se selecciona antes del trabajo en función de los caudales y caídas de presión a través del sistema de estimulación. Una vez calculado el diámetro de la boquilla, la estimulación se puede distribuir de manera igual a lo largo del espacio entre empacaduras (figura 4.12).

Las estimulaciones se pueden ejecutar sobre la marcha y la transición de una zona a otra se realiza lanzando esferas o dardos. Las variaciones en el sistema rapidstim permiten re-entrar en el sistema para correr registros de producción y aislar zonas cuando sea necesaria.



Figura 4.12. Boquilla Rapid jet. Recuperado de [Packers Plus. (2012). <http://www.packersplus.com/media/spanish/PP%20BRO%20RapidSTIM%20INT-ESP>]

EMPACADOR ROCKSEAL

Es una empacadura de cuerpo sólido y elemento de empaque doble que combina la fuerza de sello de un elemento de empaque mecánico con la fuerza de asentamiento de un cilindro de doble pistón y un sistema de aseguramiento mecánico en el cuerpo.

La empacadura tiene un elastómero de diseño especial, con la sección transversal lo más grande posible con el fin de proporcionar excelentes relaciones de expansión para poder asentarla en hoyos de diámetro grande (figura 4.13).

La empaadura está diseñada con mecanismos que previenen el asentamiento prematuro, lo que permite hacer pasar la herramienta por puntos apretados en el pozo sin que la empaadura se asiente prematuramente o se corte.



Figura 4.13. Empacador Rockseal. Recuperado de [Packers Plus. (2012). <http://www.packersplus.com/media/spanish/PP%20BRO%20RapidSTIM%20INT-ESP>]

EMPACADURA (PACKER) ROCKSEAL IIS

El empaador RockSEAL IIS es un empaador recuperable para agujero abierto, con un solo elemento de empaque, agarre doble y colocación hidráulica. El empaador conserva el sistema mecánico y el elemento de empaque, además de un mecanismo adicional de anclaje.

Su diseño para agujero abierto con cuñas de anclaje, permite que el empaador sea utilizado para anclar el sistema RapidSTIM en los puntos de unión del pozo con los laterales o en áreas a lo largo del sistema que requieran estabilidad. El empaador se corre típicamente junto con la empaador de doble sello (figura 4.14).



Figura 4.14. Empacadura (packer) RockSEAL IIS. Recuperado de [Packers Plus.(2012). <http://www.packersplus.com/media/spanish/PP%20BRO%20RapidSTM%20INT-ESP>]

4.4.1. SISTEMA PERMANENTE CON ORIFICIOS DE FRACTURAMIENTO

Este sistema incorpora empacadores de agujero descubierto que son operados con la tubería de revestimiento convencional para segmentar el yacimiento, que incluyen camisas que son abiertas con esferas y estas son colocadas entre cada conjunto de empacadores. Los orificios de fracturamiento se encuentran ubicados entre los empacadores detrás de las camisas de deslizamiento (figura 4.15).

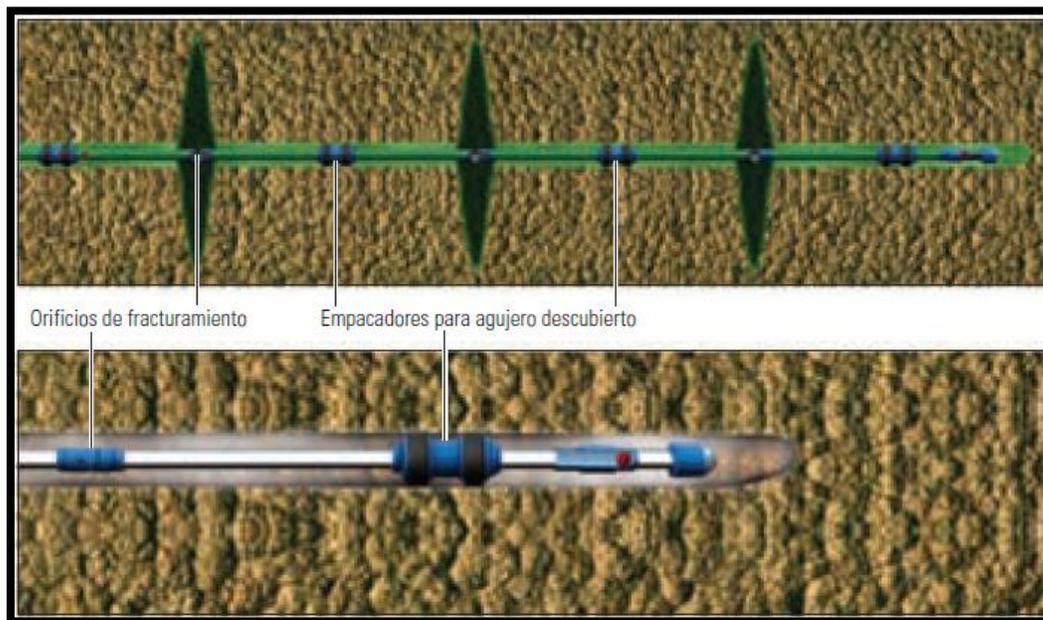


Figura 4.15. Sistema Permanente con Orificios de Fracturamiento.
Recuperado de [*El tratamiento correcto para el yacimiento correcto*. Bader al-Matar, Byung O. Lee, et al. (2008).]

Se instala desde un taladro, las herramientas se colocan a ciertas distancias en un liner de producción esto permite que el sistema sea adaptado al programa de estimulación deseado.

La sección vertical y el talón del agujero es entubada y cementada, la sección horizontal se deja en agujero descubierto y el sistema es instalado hasta la profundidad total deseada. Teniendo en cuenta que el sistema está compuesto por empacadores y entre estos las camisas deslizables (figura 4.16).

El fluido de terminación es circulado por el interior del sistema y retorna por el espacio anular, a continuación se lanza una esfera por el interior del sistema que se aloja hasta la punta del pozo para cerrar el flujo hacia el espacio anular.

Se incrementa la presión hidráulica dentro del sistema, esta presión se utiliza para asentar la empacadura del liner que se encuentra colgada en el talón del pozo, se sigue aumentando la presión hasta asentar los empacadores de agujero descubierto. La sarta de trabajo es remplazada por la sarta de fracturamiento.

El equipo de fracturamiento es instalado en la localización, para cada etapa del pozo la esfera es bombeada con el fluido de estimulación, cada esfera abre un puerto, permitiendo que los fluidos de estimulación salgan de entre los poros.

Múltiples estimulaciones son bombeadas dentro del pozo mediante el empleo de incrementar gradualmente el tamaño de las esferas para secuencialmente abrir los puertos de las estimulaciones. Las esferas más pequeñas son usadas para la primera etapa de la punta del pozo y la más grande es usada en la etapa superior del talón del puerto.

LIMITACIONES:

- Limitación física en el número eficiente de los diferentes tamaños de las esferas (limita el número de etapas por pozo).
- Hay restricciones para pozos de producción baja.
- Encontrar un yacimiento pobre, limita el número total de etapas.
- La arena es perjudicial resultando una operación de limpieza antes de estimular para que el trabajo continúe.

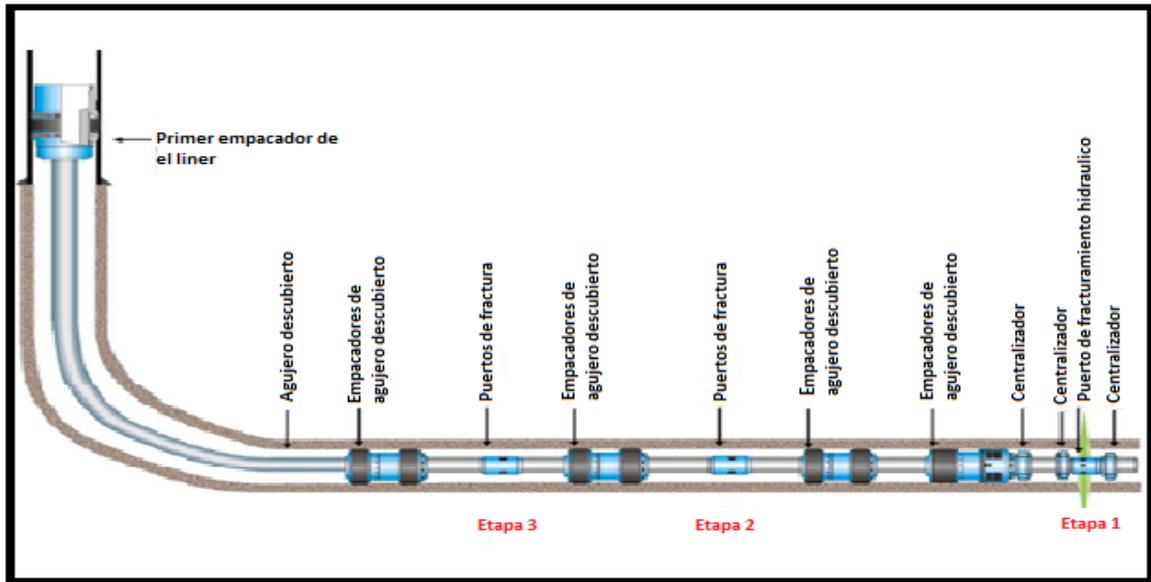


Figura 4.16. Estado mecánico de sistema permanente de fracturamiento. Recuperado de [Effective open hole horizontal completion System for multistage fracturing and stimulation Athans J. & Packers plus energy Services. (2008).]

4.4.2. ENSAMBLE DE FRACTURAMIENTO DE CAMISAS DESLIZABLES EN LA TUBERIA FLEXIBLE

Comienza con la TF y el BHA localizado en el fondo del pozo, un collar localizador mecánico que contiene el BHA es usado para medir la profundidad de la TF con un previo registro de la profundidad tal como se muestra en la figura 4.17.

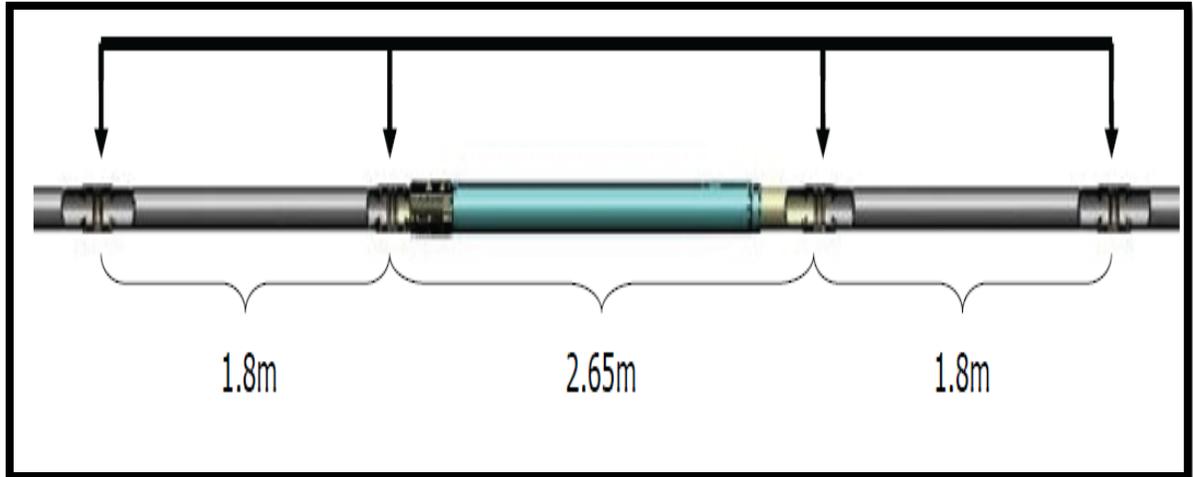


Figura 4.17. Collar localizador Mecánico. Recuperado de [Cased-Hole Multistage Fracturing: A new Coiled-tubing-enable completion. Ravensberg J. & baker hughs. (2011).]

El BHA está contenido en el pozo es posicionado en lo más bajo del ensamble de las camisas deslizables en las TF. Después se ancla el empacador del BHA que son fijados y la presión en el pozo sobre el empacador se incrementa, esto crea una diferencia de presión a través del empacador, la diferencia de presión también actúa sobre la válvula que contiene el ensamble de la camisa deslizable en la TF.

Una vez que la presión diferencial alcanza la presión de 2900.754psi la válvula de la camisa se abre y una vez abierta el BHA queda fijado en la posición y las operaciones de fractura y estimulación empiezan (figura 4.18).

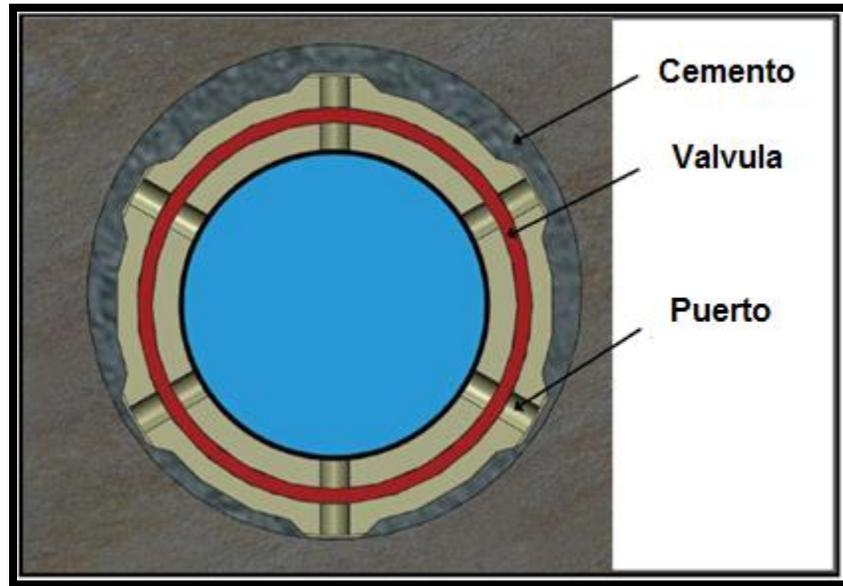


Figura 4.18. Localización de los puertos del ensamblaje de fracturamiento.
Recupear de [*Cased-Hole Multistage Fracturing: A new Coiled-tubing-enable completion*. Ravensberg J. & baker hughs. (2011).]

El fluido de estimulación es bombeado por el espacio anular del pozo saliendo a través de los puertos de la terminación localizados encima del empacador. Una vez que los fluidos fracturantes son bombeados el BHA se descoloca (Desfija) y se mueve al próximo montaje y el proceso se repite.

EL BHA es importante para abrir las válvulas los beneficios con los que cuenta son:

- a) Para tratamientos corrosivos
- b) Uso eficiente de fluidos
- c) Agujero cementado o revestido
- d) Gran número de etapas
- e) Monitoreo en tiempo real
- f) Terminación completa del agujero
- g) La TF es usada para mover rápidamente el BHA desde una etapa a otra.

4.4.3. BENEFICIOS DE LOS SISTEMAS PERMANENTES

Esta terminación bien ejecutada permite dos aspectos fundamentales para la industria: el éxito mecánico en la construcción y terminación del pozo y el éxito volumétrico.

El sistema de aislamiento de terminación de varias etapas en un solo viaje ofrece tres beneficios claves. En primer lugar, los empacadores de agujero descubierto, que proporcionan el aislamiento a lo largo de la longitud de la sección horizontal del pozo. Esta característica elimina la necesidad de cemento.

En segundo lugar, ya que las camisas de presión o canica proporcionan el acceso al agujero descubierto, eliminan los disparos y el uso de tapones y permiten realizar la fractura hidráulica para cada sección las cuales pueden ser bombeadas consecutivamente en el mismo día.

Esto elimina la necesidad de transporte de múltiples equipos de bombeo y de línea, y además permite la producción del pozo. Por último, el tercer beneficio es la mayor producción y esto es resultado de las múltiples fracturas.

Desde hace cuatro años Baker Hughes impulsó la instalación de esta tecnología en la Región Norte de México completando con éxito siete pozos en los campos Corralillo, Presidente Alemán y Soledad.

4.5. SISTEMAS DINÁMICOS QUE UTILIZAN UN MATERIAL DEGRADABLE.

También este tipo de sistemas que brindan un aislamiento dinámico y mecánico se pueden lograr completándolos con una divergencia química. Se utiliza un ácido clorhídrico concentrado para que pueda penetrar zonas de alta temperatura ya que el HCL estándar reacciona tan rápido a altas temperaturas que es imposible que penetre.

También se llega a utilizar un ácido divergente viscoelástico (VIDA), para asegurar la cobertura completa de cada zona. Cuando se consume este ácido desarrolla rápidamente un alto grado de viscosidad en sitio y se vuelve auto-divergente.

El incremento de viscosidad sirve como una barrera para reducir el desarrollo de agujeros de gusanos dominantes en la formación y permite el movimiento de los fluidos para estimular otras zonas sin tratar. Al hacerlo garantiza el tratamiento a través de toda la zona objetivo.

La experiencia en el uso de esta técnica ha demostrado que suele ser más efectiva esta técnica por fracturamiento hidráulico en las formaciones de lutita con gas. En casi todos los pozos perforados de lutita con gas deben ser fracturados hidráulicamente para producir cantidades significativas de gas.

Muchos de los pozos de gas lutita nuevos y más profundos son horizontales y su fracturamiento puede representar una porción considerable de los costos de terminación. Debido a los costos de fracturamiento multietapas, los pozos horizontales de gas de lutita han sido limitados de entre dos y cuatro grupos de disparos por cada 152 metros.

Si se combina el monitoreo de la fractura en tiempo real la propagación de la fractura puede controlarse, si la fractura se está desviando de curso amenazando por ejemplo en desviarse para una zona de agua, los ingenieros pueden bombear un agente divergente químico para el fracturamiento hidráulico de múltiples etapas, con el fin de redirigirla.

El fluido constituye una combinación de materiales degradables que pueden bloquear temporalmente las fracturas, producir la divergencia del flujo del fluido e inducir la creación de fracturas locales y el pozo.

4.6. TÉCNICAS DE FRACTURAMIENTO

4.6.1. FRACTURAMIENTO SIMULTÁNEO

Los fracturamientos simultáneos consisten en la estimulación de las etapas de dos o más pozos horizontales al mismo tiempo, utilizando el mismo set de fracturas.

El fracturamiento tipo cierre (zipper frac) es el fracturamiento alternado de una etapa de fracturamiento en un pozo y otra etapa en el otro utilizando el mismo set de fracturas.

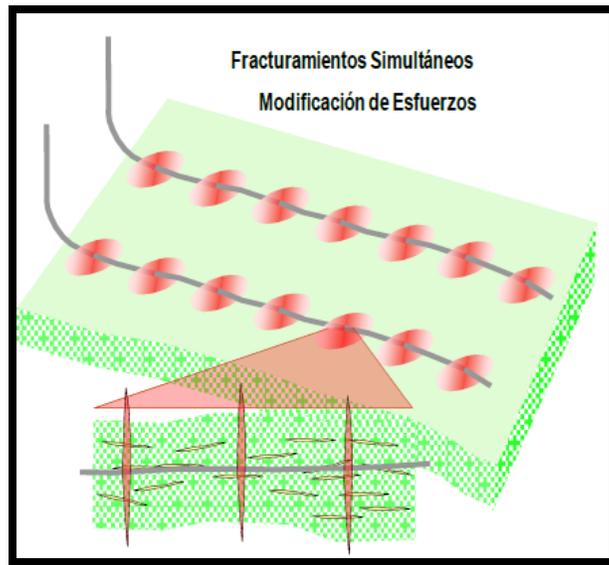


Figura 4.19. Fracturamientos Simultáneos modificación de esfuerzos.
Recuperado de [*Retos y avances en el desarrollo y operación de un yacimiento no convencional, "Chicontepepec".*Narváez A.. (2012).]

4.6.2. FRATURAMIENTO SECUENCIAL

En el fracturamiento secuencial se estimula todas las etapas de uno de los pozos e inmediatamente las etapas del otro en un periodo de tiempo lo suficientemente corto para aprovechar los efectos de la modificación de esfuerzos.

Los requerimientos de los candidatos para operaciones simultaneas o secuenciales no están bien definidos. La mayoría de las compañías que han usado este proceso en lutitas han presentado buenas respuestas de producción

sin embargo, las distancias entre los pares de pozos están en el orden de 300 m o menos con casos extremos con 450 m de separación.

Para el diseño de la perforación, y terminación de estos pozos se tomaron en cuenta los siguientes aspectos:

- Orientación de los pozos
- Espaciamiento entre pozos
- Espaciamiento entre fracturas.

En cuanto a la orientación de los pozos se dispone de información microsismica, registros y núcleos, registradas en varios pozos a lo largo del canal de Chicontepec, indicando la dirección preferencial de los esfuerzos.

Para el espaciamiento de los pozos horizontales se consideró la propagación de las fracturas obtenido del modelo geomecanico donde se realiza un modelo de elementos finitos para determinar el inicio y propagación de las fracturas.

Finalmente se realizó un modelo de simulación para estimar la producción vs número de fracturas así como los parámetros económicos del valor presente neto y déficit de inversión

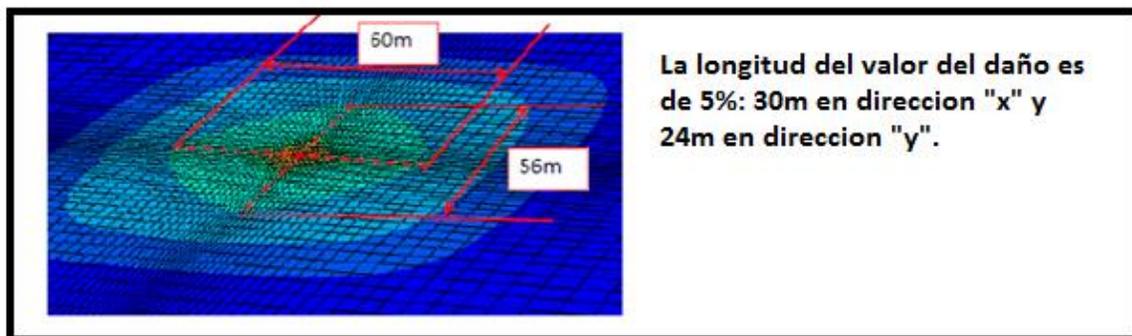


Figura 4.19. Espaciamiento de pozos horizontales. Recuperado de [Retos y avances en el desarrollo y operación de un yacimiento no convencional, "Chicontepec".Narvárez A.. (2012).].

CAPÍTULO 5

CASO PRÁCTICO EN EL ÁREA DE CHICONTEPEC

El Activo Aceite Terciario del Golfo se encuentra en el Paleocanal de Chicontepec, (figura 5.1) donde se tiene una importante secuencia geológica con gran potencial de contener hidrocarburos. En el 2007, se define la creación del activo integral Aceite Terciario del Golfo para atender el desarrollo del paleocanal.

El Paleocanal de Chicontepec se encuentra geográficamente en el Centro-Oeste de la República Mexicana, en parte de los estados de Veracruz, Puebla e Hidalgo, a 250 km al noreste de la Ciudad de México y a 5 km al occidente de Poza Rica Veracruz, entre las coordenadas 20° 27" y 20°58" de latitud norte, 97° 19" y 98° 10" de longitud oeste entre los municipios de Papantla y Chicontepec. Es parte de la Provincia petrolera denominada Tampico-Misantla y cubre una superficie aproximada de 11,300 km².

Se ha registrado un continuo crecimiento en producción de hidrocarburos, al pasar de 63 mil barriles diarios en enero de 2012 a 79 mil barriles a fines del año. Esta cuenca presenta características petrofísicas complejas en su litología, es por eso la necesidad de contar con altas tecnologías que maximicen los gastos de producción y los factores de recuperación, también que mantengan la presión de los pozos, reduzcan el daño a la formación y alarguen la vida productiva del yacimiento.

La cuenca de Chicontepec tiene 29 campos que contienen aceite de 18 a 45 ° API, Proyecto Aceite Terciario del Golfo (PATG) debido a su gran extensión y con base al conocimiento geológico y a la infraestructura existente se han documentado en 8 sectores que conforman lo que se conoce como "Paleocanal de Chicontepec" (figura 5.2).

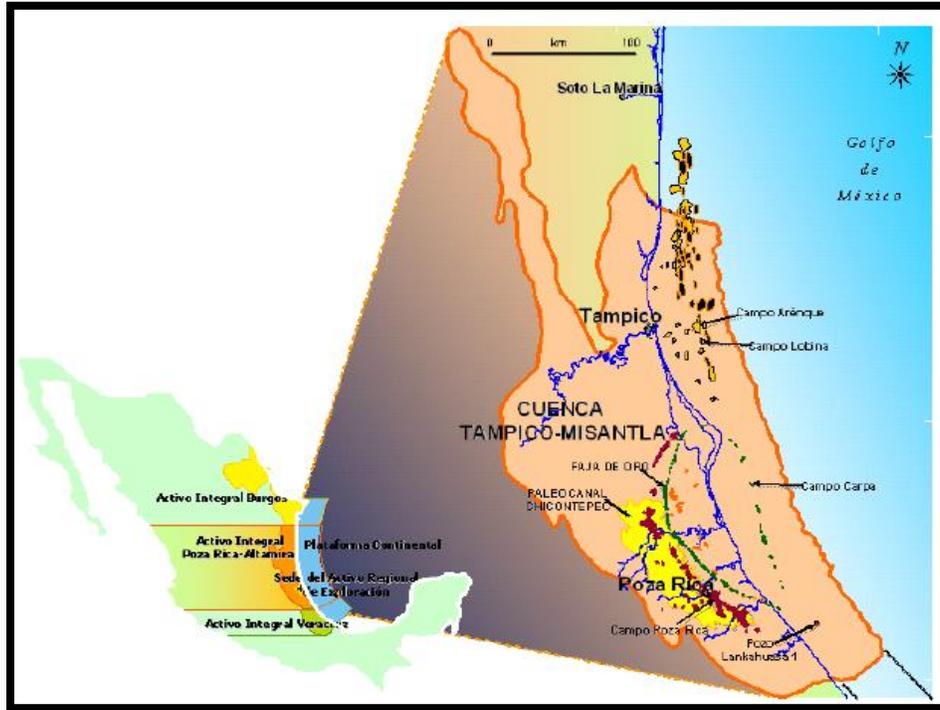


Figura 5.1. Ubicación del paleocanal de Chicontepec. Recuperado de [Generalidades del Proyecto Aceite Terciario del Golfo. PEMEX (2013)]

Las características que presenta el Activo integral de Aceite Terciario del Golfo se presentan en la siguiente tabla (*Generalidades del Proyecto Aceite Terciario del Golfo. PEMEX (2013)*):

Propiedades	ATG
Campos productores	29
Año de inicio de explotación	1952
Área (km ²)	3875
Temperatura promedio (Fahrenheit)	167
Litología	Areniscas laminadas
Porosidad (%)	5 – 10
Permeabilidad efectiva (mD)	0.01 – 15
Permeabilidad (mD)	0.1 – 10
P. yac. Inicial (lb/in ²)	3228
Densidad (API)	18 – 45
Pozos operando (2010)	1533
Vol. Original (MMSTB)	≈140 900

Los yacimientos están constituidos por areniscas y lutitas de la edad del Eoceno Inferior- Paleoceno Superior que comprenden una columna de 2,000 m. de espesor bruto, extendida en una superficie aproximada de 625 Km².

El principal mecanismo de producción del yacimiento es el de empuje por gas disuelto, con presión muy cercana a la de burbujeo, por lo cual rápidamente se incrementa la relación gas-aceite al declinar la presión, ocasionando una fuerte reducción de la producción de aceite inicial; se estima que su Volumen Original in situ es de 140 900 MMSTB.

Actualmente el Paleocanal de Chicontepec representa más del 29% de las reservas probadas de hidrocarburos del país y el 81% de las de la región norte. Es uno de los sectores petroleros más importantes de México y por lo tanto uno de los mayores retos para Petróleos Mexicanos.

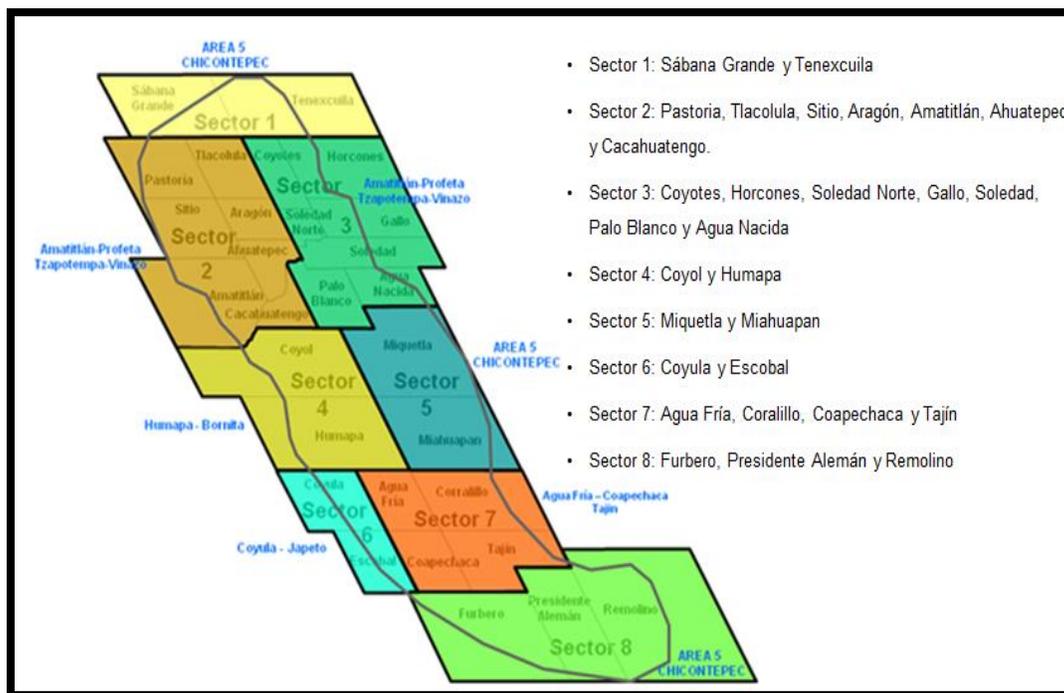


Figura 5.2. Ubicación de los 8 sectores del proyecto ATG. Recuperado de [Generalidades del Proyecto Aceite Terciario del Golfo. PEMEX (2013)]

Como ya se ha mencionado, los yacimientos pertenecientes a los campos de Chicontepec son considerados no convencionales por su alta complejidad y alto grado de heterogeneidad, esto provoca dudas sobre su continuidad hidráulica.

Las formaciones productoras están compuestas por una serie de capas de diversos espesores y características petrofísicas contrastantes, frecuentemente imperceptibles por los registros de pozo.

La permeabilidad en zonas productoras oscila entre 0.3-20 mD y la porosidad oscila entre 7 -15%, se aprecia un alto contenido de arcillas y efectos de diagénesis en la roca, factores que afectan la capacidad del medio poroso para permitir el flujo a través de él.

Debido a las diferencias que existen a lo largo del Paleocanal de Chicontepec de las propiedades de la roca y del fluido, no existe una opción única a implementar para el desarrollo todos los yacimientos de Chicontepec, razón por la cual se han implementado una serie de pruebas piloto en áreas específicas, para determinar una mejor opción para el incremento en el factor de recuperación obtenido mediante mecanismos primarios. Estas pruebas se han enfocado a la inyección de agua, microorganismos, dióxido de carbono y vapor.

La cuenca presenta características petrofísicas complejas en su litología, es por eso la necesidad de contar con altas tecnologías que maximicen los gastos de producción y los factores de recuperación; también que mantengan la presión de los pozos, reduzcan el daño a la formación y alarguen la vida productiva del yacimiento.

5.1. ACCIONES LLEVADAS ACABO EL PROYECTO AIATG

Dentro de las estrategias fundamentales del activo se encuentra en mantener la producción base, mediante la operación eficiente de los pozos existentes e incrementarla con la reincorporación de los pozos cerrados que se han dado por la baja producción; también se considera la perforación de nuevos pozos en las zonas de mayor productividad y bajo riesgo.

Antes de implementar las mejoras operativas se tenían factores de declinación mensual entre el 8 y 10% y actualmente oscila entre el 2 y 4%. Por otra parte, es importante considerar la búsqueda de nuevas y mejores tecnologías.

A continuación se muestra la figura 5.3 donde se evidencia la evolución de la producción del Paleocanal de Chicontepec:

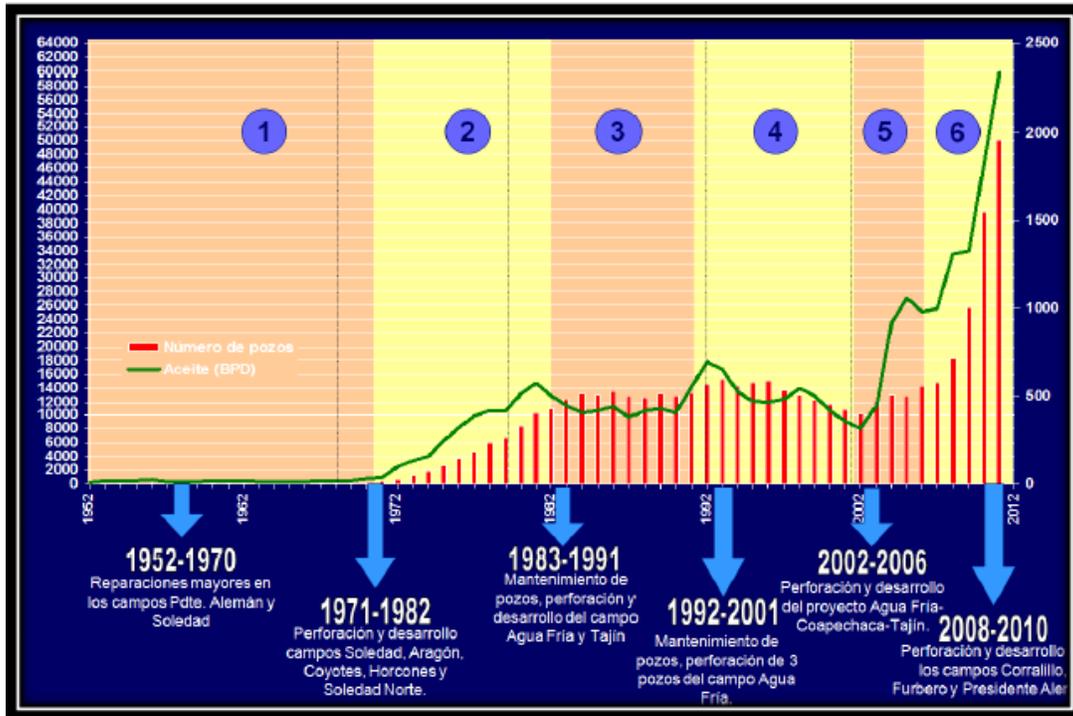


Figura 5.3. Comportamiento histórico de producción del Paleocanal de Chicontepec. Recuperado de [Terminación con Multifracturas en Pozos de Máximo Contacto con el yacimiento Estrada Aguilar E. (2012)].

- POZOS ESTRATEGICOS

A la fecha en el activo se han perforado 101 pozos estratégicos o de extensión, este tipo de pozos forman parte de la estrategia de explotación de los campos y se perforan en las zonas de mayor incertidumbre. En la figura 5.4 se muestra la estrategia de perforación de pozos del 2007 al 2011.

Los objetivos de los pozos estratégicos están enfocados en lo siguiente:

- a) Reclasificación del tipo de reservas.

- b) Direccionar la estrategia de explotación e incrementar el conocimiento de las características estáticas y dinámicas del yacimiento.
- c) Durante su perforación y terminación se adquiere la siguiente información:
 - Muestras de canal
 - Registro continuo de hidrocarburos
 - Núcleos
 - Registros geofísicos especiales
 - Pruebas de presión-producción
 - Muestras de aceite para análisis PVT
 - Muestras de agua de formación para análisis Stiff

- SÍSMICA

Con el objeto de interpretar la presencia y distribución de los cuerpos arenosos de la formación Chicontepec, en 1997, se adquirieron 1,202 km de información sísmica 2D con esta información se identificaron las áreas o campos con mayor potencial o índice de hidrocarburos (figura 5.4). En consecuencia y con la finalidad de minimizar el riesgo y sustentar un plan de desarrollo de sus reservas se vio la necesidad de adquirir sísmica tridimensional, en el área con reserva posible (3P).

El objetivo de interpretar los horizontes productores que oscilan en un rango de profundidad entre los 700 y 2000 metros se llevó a cabo como complemento a la sísmica 3D convencional una prueba tecnológica de sísmica multicomponente.

Esta técnica conocida como 3D3C, aprovecha las ondas sísmicas convertidas (las ondas P descendentes que se convierten en ondas S reflejadas ascendentes), con lo cual se logra un mejoramiento en la imagen estructural, una estimación en la litología, un análisis de anisotropía, una mejor descripción de los fluidos y el monitoreo de patrones de fracturamiento.

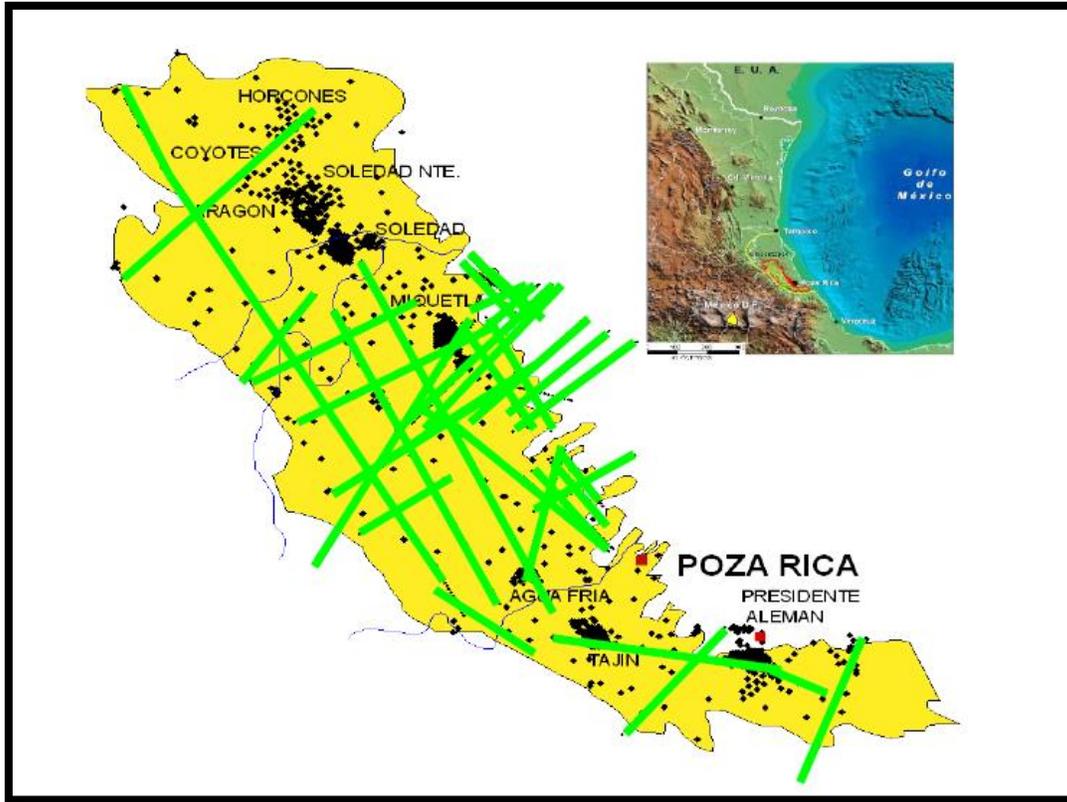


Figura 5.4. Distribución de líneas sísmicas 2D adquiridas con objetivo Terciario (Fm. Chicontepec). Recuperado de [Retos y avances en el desarrollo y operación de un yacimiento no convencional, "Chicontepec".Narváz A.. (2012).]

- REGISTROS EN LA CUENCA DE CHICONTEPEC.

Los registros son la representación gráfica de lo que constituye una medición indirecta de las distintas propiedades de las unidades de roca a travessadas por los pozos perforados.

En el desarrollo del campo Chicontepec, la perforación de pozos se lleva a cabo por macroperas con un pozo vertical y 11 a 18 direccionales. Normalmente después del tubo conductor de 16", se utilizan tres etapas de tubería de revestimiento.

La siguiente tabla muestra un set típico de registros para un pozo vertical, estratégico u horizontal.

Etapa	Intervalo (m.d.b.m.r.)		Registros Geofisicos
	De	a	
1°	50	500	INDUCCION/SP/RG/SONICO DE POROSIDAD
2°	500	1860	REGISTROS BASICOS: AREGLO INDUCTIVO LITODENSIDAD NEUTRON REGISTROS ESPECIALES: RAYOS GAMA ESPECTRAL SONICO DIPOLAR MINERALOGICO IMÁGENES RESONANCIA MAGNETICA REGISTRO DE PRESIONES TIPO SFT
3°	1860	3137	REGISTROS BASICOS: AREGLO INDUCTIVO LITODENSIDAD NEUTRON REGISTROS ESPECIALES: RAYOS GAMA ESPECTRAL SONICO DIPOLAR MINERALOGICO IMÁGENES RESONANCIA MAGNETICA REGISTRO DE PRESIONES TIPO SFT

- TOMA DE INFORMACIÓN

Dada la profundidad de los yacimientos petroleros, y debido que la única conexión directa con ellos para conocer su comportamiento y evaluar la correcta explotación de estos es a través del pozo, la toma de información es un aspecto fundamental para el mejor y óptimo desarrollo de los campos.

Las pruebas y/o registros que comúnmente se realizan para la evaluación de los yacimientos de Chicontepec son:

- a) Registro de producción.
- b) Pruebas de presión.
- c) Registros de inyección.
- d) Registros de temperatura.
- e) Registros de presión de fondo fluyendo y cerrando.
- f) Registro de presión y temperatura por estaciones.
- g) Muestreo de fluido.
- h) Muestreo PVT.
- i) Muestreo en superficie.
- j) Compatibilidad de agua.
- k) Pruebas de miscibilidad.

- PETROFÍSICA

Para el desarrollo de un modelado petrofísico es primordial analizar integralmente toda la información disponible

La metodología de análisis petrofísico conlleva una secuencia de trabajo, donde cada etapa es un insumo para la siguiente. A continuación se indica dicha metodología que se utiliza en el activo por los petrofísicos.

- Determinación de la resistividad de agua de formación (r_w)
- Determinación del exponente de cementación (m)
- Determinación del exponente de saturación (n)
- Determinación de volumen de arcilla (v_{cl})
- Determinación de la porosidad efectiva ($phie$)
- Cálculo de saturación de agua (sw)
- Cálculo de la permeabilidad (k)
- Cálculo de espesor neto impregnado (net pay)
- Determinación de tipos de roca

- JERARQUIZACIÓN DE LAS LOCALIZACIONES DE LA CUENCA DE CHICONTEPEC

Se elaboró en la coordinación de diseño de explotación del activo, una matriz de evaluación de las localizaciones a perforar con esta se pretende conocer la incertidumbre y el riesgo de cada localización programada, se involucran variables geológicas y de yacimientos necesarios para evaluar un área, como lo son:

- ✓ Control estratigráfico (continuidad de cuerpos arenosos).
- ✓ Calidad del yacimiento (ϕ , k , S_w , net pay).
- ✓ Numero de horizontes con areniscas.
- ✓ Intervalos potenciales a probar.
- ✓ Gastos iniciales esperados (bpd).

5.2. POZOS MULTIFRACTURADOS

Para evaluar el desarrollo de los multifracturamientos se utilizan trazadores radioactivos adicionados en los fluidos fracturantes que sustentan la arena y posteriormente se adquiere un registro rayos gamma espectral, el cual brinda información de donde penetra el apuntalante, así como el ancho de las fracturas.

De igual manera se adquiere posteriormente un registro PLT para obtener información de cuales intervalos son los que están realmente aportando producción. Dos ejemplos de este tipo de monitoreo se pueden observar en la siguiente figura 5.5 el cual muestra el pozo Corralillo-629 y Tajin-178.

Se obtuvo éxito del primer caso en la mayoría de los intervalos disparados, en el segundo caso con 5 intervalos de los cuales 3 fueron fracturados exitosamente, uno parcialmente y uno no admitió.

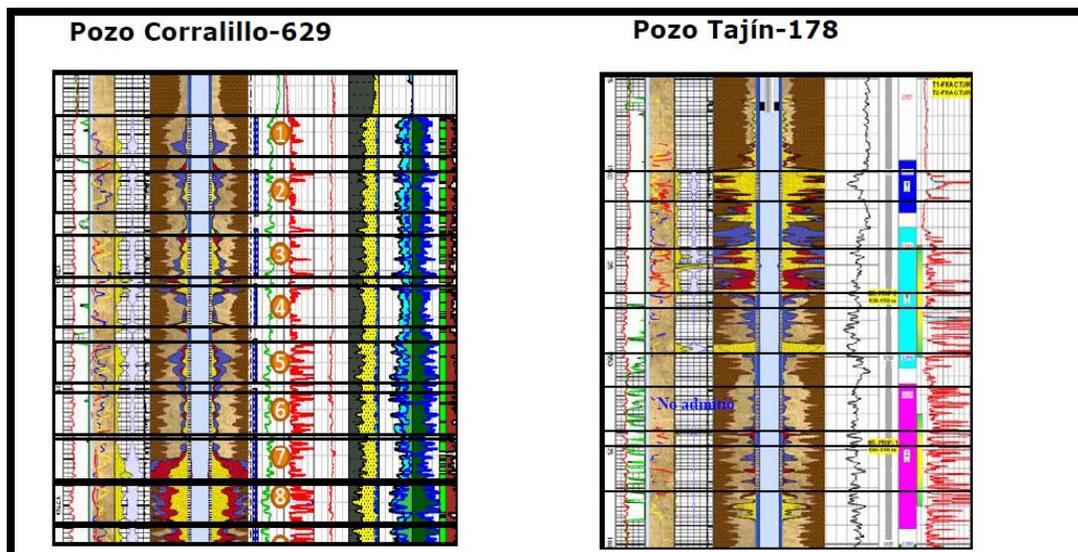


Figura 5.5. Ejemplos de pozos multifracturados. Recuperado de [Retos y avances en el desarrollo y operación de un yacimiento no convencional, "Chicontepec". Narváez A.. (2012).]

5.3. POZO HUMAPA

5.3.1. ASPECTOS GEOLÓGICOS Y ESTRATIGRÁFICOS DEL POZO HUMAPA

El pozo de interés que se evaluó pertenece al campo Humapa el cual corresponde al proyecto "Activo Integral Aceite Terciario del Golfo" ubicado en la parte central de la Cuenca de Chicontepec.

Las rocas generadoras corresponden al Jurásico Superior, y están representadas por lutitas carbonosas de ambiente transicional marino-lacustre de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta.

Las rocas almacenadoras son areniscas de grano fino, medio a grueso con porciones de aspecto conglomerático con fragmentos de calizas del Paleoceno-Eoceno Inferior de la Formación Chicontepec Superior.

La roca sello es de tipo intraformacional y corresponde a lutitas con intercalaciones de areniscas de grano fino, las cuales están bien cementadas y forman parte del grupo Chicontepec. Las trampas son estratigráficas y de tipo

combinado, asociadas a los bloques dislocados por fallas laterales y a la ocurrencia de paleocanales en el subsuelo.

La migración de la Cuenca de Chicontepec se dio desde el Jurásico Superior hasta las secuencias del Paleoceno- Eoceno principalmente en una sola dirección a través de las zonas de fallas y fracturas asociadas.

5.3.2. NOMBRE DEL POZO:

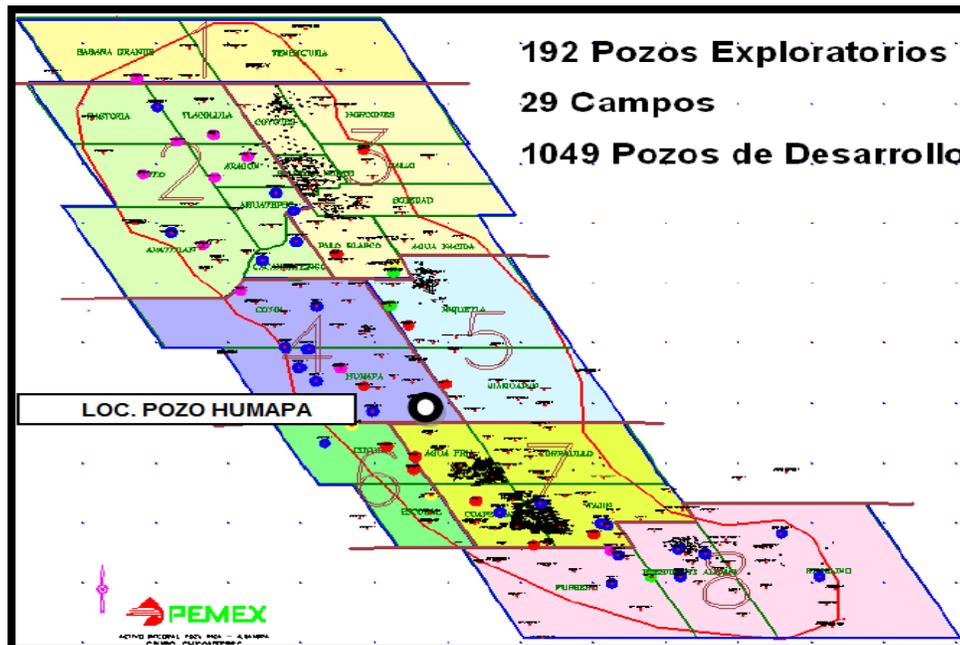
NOMBRE:	HUMAPA	CLASIFICACIÓN:	DESARROLLO	POZO TIPO:	E4 HORIZONTAL
---------	--------	----------------	------------	------------	---------------

5.3.3. OBJETIVO Y ALCANCE

Evaluar los desarrollos arenosos identificados en la Formación Chicontepec Canal del Eoceno Inferior – Medio En el campo Humapa, a Través de una Terminación de Pozos Horizontales. En este Pozo se Realizaran 10 etapas de Fracturas.

5.3.4. UBICACIÓN DEL POZO

La ubicación del pozo Humapa está en el sector número 4 (figura 5.6). Dentro del Campo Humapa; la localización a perforar se encuentra en la porción SE.



5.6. UBICACIÓN DEL POZO HUMAPA. Recuperado de [Programa de terminación Humapa PEMEX. (2013).]

5.3.5. TIPO DE TERMINACIÓN

Tubería de explotación
Liner 4 1/2" n-80 13.5# con camisas y empacadores hinchables

5.3.6. RESÚMEN DE LA PERFORACIÓN

La perforación del pozo Humapa se llevó a cabo, con un tiempo de 52 días para llegar hasta la profundidad de 2,609m. Se terminó con lodo de emulsión inversa de 1.37gr/cc y con Liner de 4 1/2" 13.5 lb/pie N-80 con 10 camisas y 18 empacadores hinchables, se asentó liner a 2608 m. El pozo terminó con una inclinación máxima de 84° 32' @ 1851m.

5.3.6.1. REGISTROS DE LA ZONA DE INTERÉS.

Etapa	Intervalo (m.d.b.m.r.)		Registros Geofisicos
	de	A	
8 1/2"	539	1577	DOBLE INDUCTIVO (DIL) RAYOS GAMMA (GR) SONICO DE POROSIDAD (BHC)
6 1/2"	1577	2600	INDUCTIVO ALTA RESOLUCION (AIT) LITODENSIDAD (LDL) NEUTRON COMPENSADO (CNL) SONICO DE POROSIDAD (BHC) RESONANCIA MAGNETICA (CMR) IMÁGENES MICRORRESISTIVAS EN LODO NO CONDUCTIVO (OBMI) SONICO DIPOLAR MODO ASINOTROPICO (DSI) RAYOS GAMMA (GR)

5.3.6.2. INFORMACIÓN DEL YACIMIENTO

Nombre del pozo	HUMAPA
Formación (arena)	C-50,C-55,C-60
Presión de Yacimiento Estimada	2800 psi
Temperatura Estática del Yacimiento	81°C
Fluido Esperado del Yacimiento	Aceite
Porosidad Promedio	5%
Permeabilidad Promedio	0.1md
Saturación de Agua	80%
Gradiente de Fractura	0.8
Gradiente de Cierre	72%
Máxima Presión Esperada	1100psi
Máxima Presión de Tratamiento	3000psi
Profundidad Interior	2595.7m
Línea de Producción	4 1/2" 13.5 lb/ft N-80 HYD513
Factor de Capacidad del Liner	0.0489bls/m
Revestidor Intermedio	7" 26lb/ft P-110 HYD513
Factor de Capacidad del Revestidor Intermedio	0.1255 bls/m
Capacidad Total del Pozo	235bls
Registro de Desviación:	
Severidad Máxima	4.47
Máxima Desviación	84° 32´
MD	1690.66m
TVD	2609m

5.3.7. OBJETIVO PROGRAMADO Y ALCANZADO

Objetivo Programado	Evaluar los desarrollos arenosos identificados en la formación en la formación de Chicontepec Canal del Eoceno Inferior - Medio, a través de una terminación de sus mejores cuerpos
Objetivo Alcanzado	Se perforo el pozo Humapa 1793 hasta una profundidad de 2,609 MD/ 1691 TVD.

5.3.8. PROFUNDIDAD PROGRAMADA Y REAL

	Profundidad Vertical (m.v.b.n.m.)	Profundidad Vertical (m.v.b.m.r.)	Profundidad Desarrollada (m.d.b.m.r.)
Profundidad total Programada	-1478.51	1690	2609
Profundidad total Real	-1478.51	1690	2609

5.3.9. SITUACIÓN ESTRUCTURAL

Geológicamente Humapa se localiza entre la porción sur de la Cuenca de Chicontepec y al occidente de la Plataforma de Tuxpan (figura 5.7); esta cuenca se originó en el Paleoceno, al inicio de los levantamientos de la Sierra Madre Oriental (Orogenia Laramide) y fue afectada en su margen oriental y suroriental por una depresión de considerable magnitud, denominada Antefosa de Chicontepec.

La sedimentación del Paleógeno se compone de turbiditas de ambiente nerítico externo a batial, formando complejos de abanicos y canales, constituida por arenas lenticulares con intercalaciones de lutitas. El Modelo Geológico está definido como una serie de eventos de múltiples episodios de depositación de abanicos submarinos, erosión y relleno.

Con la perforación y terminación de la localización Humapa, se pretende corroborar la existencia de los paquetes arenosos con potencial petrolero, evaluar el área para extender el desarrollo hacia el suroeste y sureste del campo Humapa, confirmar, actualizar y/o reclasificar la reserva.

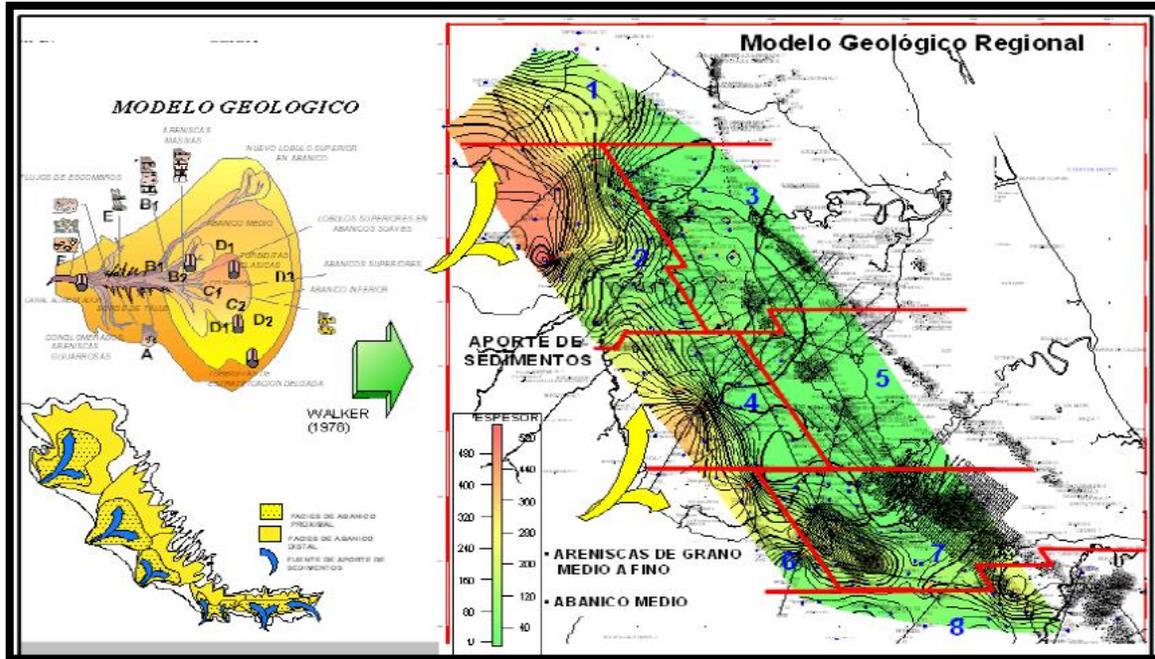


Figura 5.7. Modelo Geológico Regional de Chicontepec. Recuperado de [Programa de terminación Humapa,PEMEX. (2013).]

5.3.10. COLUMNA GEOLOGICA PROBABLE

FORMACIÓN	Programado			Real		
	Prof. Vertical (m.v.b.m.r.)	Prof. Vertical (m.v.b.m.r.)	Prof. Vertical (m.v.b.m.r.)	Prof. Vertical (m.v.b.m.r.)	Prof. Des. (m.d.b.m.r.)	Espesor (m)
E.M. Guayabal	Aflora	Aflora	Aflora	Aflora	Aflora	955
Discordancia. "C"	1000	955	955	955	967	735
Profundidad Total	1690	1690	1690	1691	2609	

5.3.11. ESTADO MECANICO ACTUAL

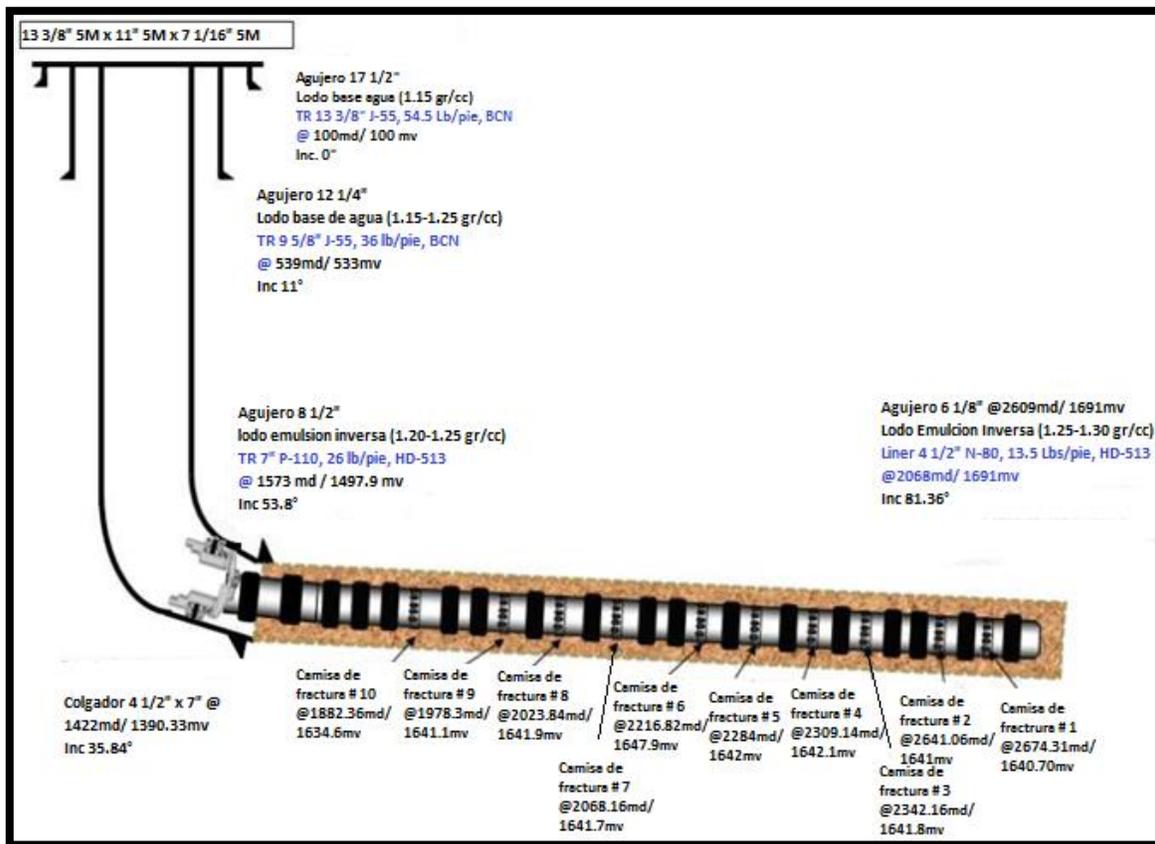


Figura 5.8.Estado mecánico de pozo Humapa. Recuperado de [Programa de terminación Humapa,PEMEX. (2013).]

Después de haber llegado al objetivo 2609m se bajó ensamble de liner con zapata flotadora y camisa flotadora; posteriormente con el arreglo de camisa, empacador y tubería (figura 5.8); se bajó con un soltador de liner o stinger (que es un dispositivo para guiar y bajar tubería al fondo) y la tubería de producción el cual lleva un conjunto colgador para que el liner quede anclado a la tubería de 7 pulgadas, se dejó caer una esfera selladora asentándose en la boca del liner para represar a 4000 lb de presión y dejar anclado el liner, en seguida se represionó a más de 4600 lb rompiendo el asiento de la esfera selladora, permitiendo el flujo por el espacio anular, se bombeó un bache de diesel para que permanezca en el interior del liner y en espacio anular de este para activar los empacadores hinchables dejando salmuera a partir de la boca del liner hacia superficie.

Empacador- Colgador de liner 4 1/2" x 7"
10 camisas tipo Falcon
18 Empacadores SwellRigth Packer

POSICIÓN DE LAS CAMISAS DE FRACTURA				
NUMERO DE CAMISA	Prof. MD	Prof. MV	Diametro camisa (pg)	DI del asiento de la camisa (pg)
10	1882.35	1600.63	3.5	3.261
9	1976.3	1612.11	3.24	3.019
8	2023.64	1617.89	3	2.794
7	2058.15	1622.1	2.775	2.585
6	2216.62	1641.45	2.565	2.386
5	2264.03	1647.24	2.365	2.2
4	2309.14	1652.75	2.18	2.026
3	2342.16	1656.78	2.01	1.871
2	2541.05	1681.06	1.85	1.719
1	2574.81	1685.18	1.7	1.58

5.3.12. PROCESAMIENTOS DE LOS REGISTROS Y SELECCIÓN DE LAS ETAPAS DE FRACTURAS.

Se procesaron los registros eléctricos del pozo Humapa tomados en la etapa de 6 1/8" con el objeto de definir las propiedades de la roca, niveles de esfuerzo, perfil de fragilidad, así como las propiedades petrofísicas de las arenas de interés, para las 10 etapas de fracturamiento. Recuperado de [PEMEX. (2013). *Programa de terminación Humapa.*]

Las siguientes figuras muestran los registros procesados tomados en agujero descubierto de las zonas de interés donde se puede observar las curvas de resistividad, porosidad saturación de fluidos índice de permeabilidad, propiedades mecánicas de la roca e índice de fragilidad. Se muestran también las tablas con las profundidades de asiento de la bola, su diámetro y diámetro de la bola.

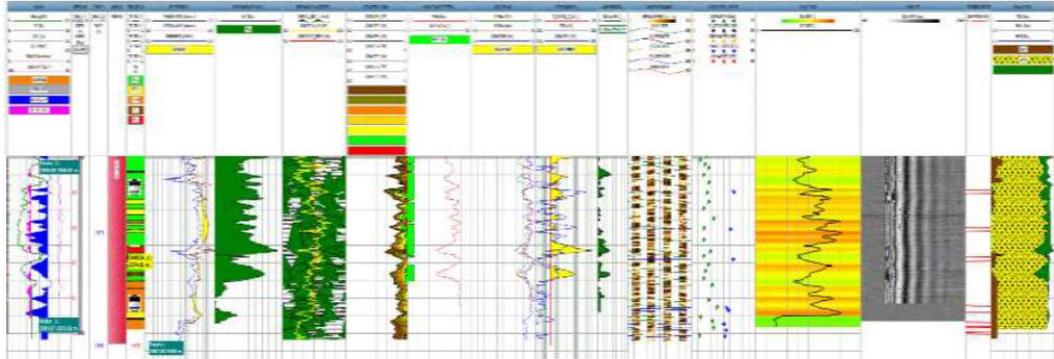
EVALUACIÓN DE INTERVALOS

A continuación se muestran diez intervalos que se proponen como los de mayor interés (recuperado de PEMEX. (2013). *Programa de terminación Humapa.*):

Intervalo propuesto 1

INTERVALO	YACIMIENTO	ϕ (%)	Sw (%)	K (mD)
2577	C-55	15	18	0.51

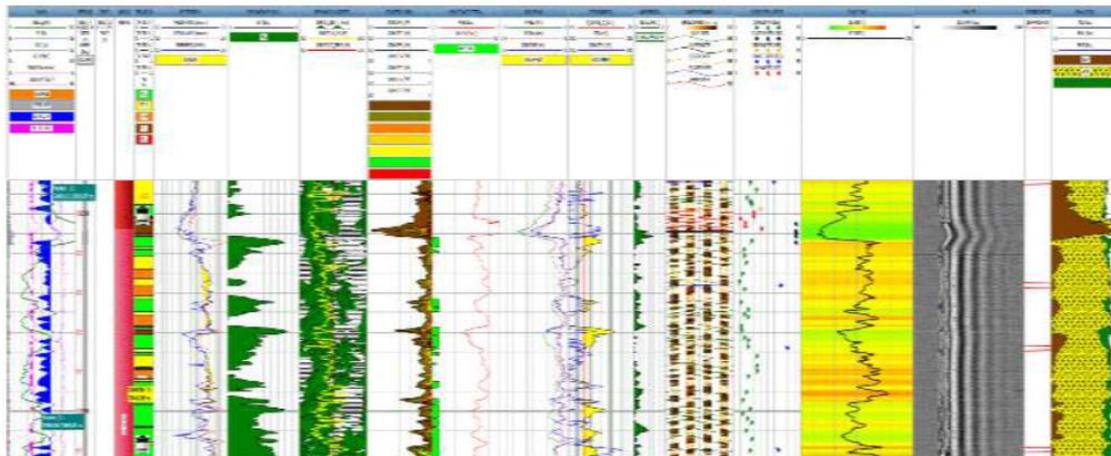
Profundidad de Asentamiento de la Bola (m)	Diámetro de Asentamiento de la Bola (in)	Diámetro de la Bola (in)
2574.49	1.580	1.7



Intervalo propuesto 2

INTERVALO	YACIMIENTO	ϕ (%)	Sw (%)	K (mD)
2535	C-50	7	31	0.23

Profundidad de Asentamiento de la Bola (m)	Diámetro de Asentamiento de la Bola (in)	Diámetro de la Bola (in)
2540.73	1.719	1.85



Intervalo propuesto 3

INTERVALO	YACIMIENTO	ϕ (%)	Sw (%)	K (mD)
2343	C-50	11	21	0.18

Profundidad de Asentamiento de la Bola (m)	Diámetro de Asentamiento de la Bola (in)	Diámetro de la Bola (in)
2341.84	1.871	2.01



Intervalo propuesto 4

INTERVALO	YACIMIENTO	ϕ (%)	Sw (%)	K (mD)
2305	C-50	10	14	0.48

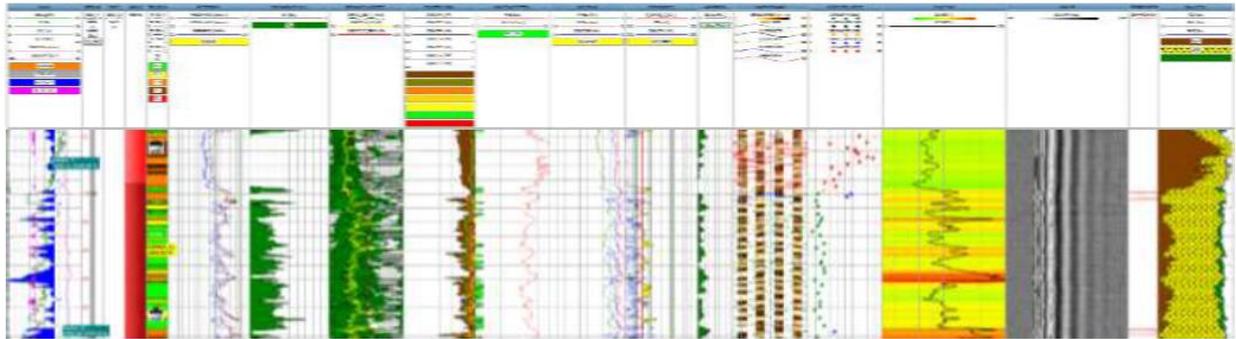
Profundidad de Asentamiento de la Bola (m)	Diámetro de Asentamiento de la Bola (in)	Diámetro de la Bola (in)
2308.82	2.028	2.18



Intervalo propuesto 5

INTERVALO	YACIMIENTO	ϕ (%)	Sw (%)	K (mD)
2272	C-50	10	7	0.59

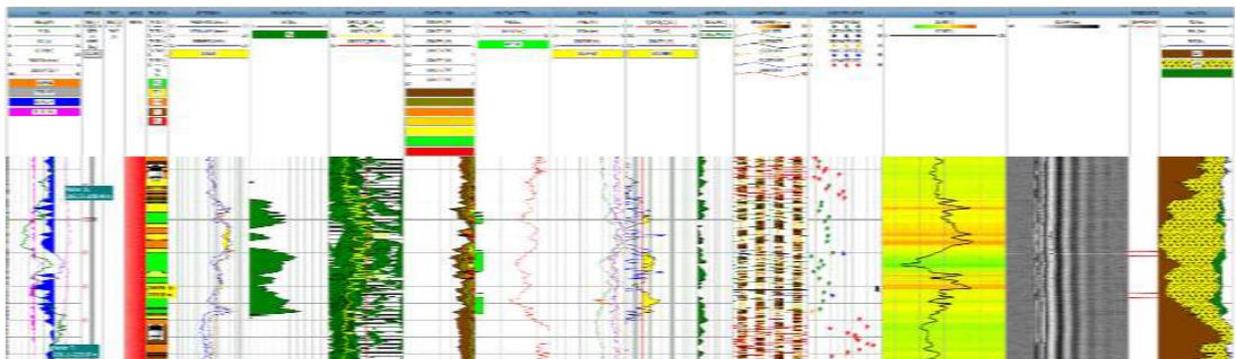
Profundidad de Asentamiento de la Bola (m)	Diámetro de Asentamiento de la Bola (in)	Diámetro de la Bola (in)
2263.71	2.200	2.365



Intervalo propuesto 6

INTERVALO	YACIMIENTO	ϕ (%)	Sw (%)	K (mD)
2212	C-50	14	13	0.24

Profundidad de Asentamiento de la Bola (m)	Diámetro de Asentamiento de la Bola (in)	Diámetro de la Bola (in)
2216.3	2.386	2.565



Intervalo propuesto 7

INTERVALO	YACIMIENTO	ϕ (%)	Sw (%)	K (mD)
2060	C-50	6	15	0.03

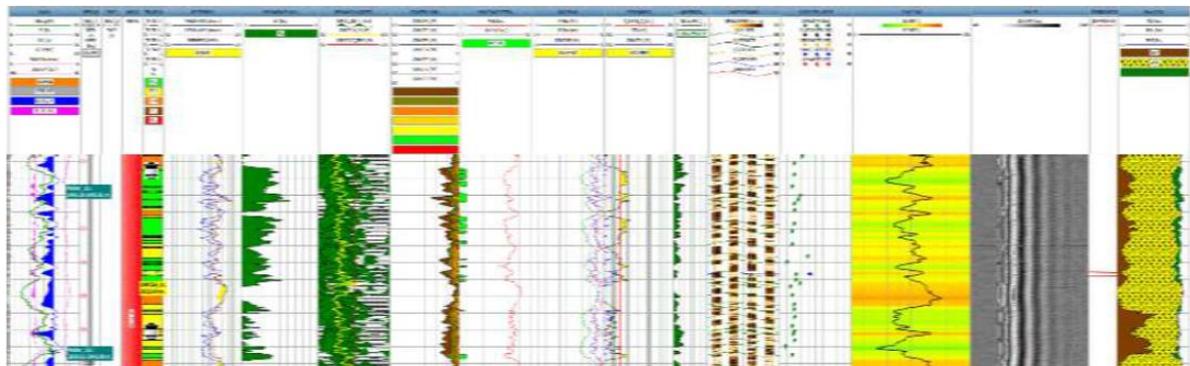
Profundidad de Asentamiento de la Bola (m)	Diámetro de Asentamiento de la Bola (in)	Diámetro de la Bola (in)
2057.83	2.585	2.775



Intervalo propuesto 8

INTERVALO	YACIMIENTO	ϕ (%)	Sw (%)	K (mD)
2023	C-50	9	39	0.55

Profundidad de Asentamiento de la Bola (m)	Diámetro de Asentamiento de la Bola (in)	Diámetro de la Bola (in)
2023.32	2.794	3.00



Intervalo propuesto 9

INTERVALO	YACIMIENTO	ϕ (%)	Sw (%)	K (mD)
1973	C-50	7	6	0.34

Profundidad de Asentamiento de la Bola (m)	Diámetro de Asentamiento de la Bola (in)	Diámetro de la Bola (in)
1975.98	3.019	3.24



Intervalo propuesto 10

INTERVALO	YACIMIENTO	ϕ (%)	Sw (%)	K (mD)
1883	C-50	9	14	0.06

Profundidad de Asentamiento de la Bola (m)	Diámetro de Asentamiento de la Bola (in)	Diámetro de la Bola (in)
1882.03	3.261	3.5



5.3.13. INFORMACIÓN DE LOS INTERVALOS PROGRAMADOS.

Intervalo (m.d.b.m.r.)	Formacion	Litologia (%)	Porosidad (%)	Permeabilidad (md)	Saturacion de Agua (%)
2577	C-55	57	15	0.51	18
2535	C-50	26	7	0.23	31
2343	C-50	51	11	0.18	21
2305	C-50	63	10	0.48	14
2272	C-50	62	10	0.59	7
2212	C-50	60	14	0.24	13
2060	C-50	45	6	0.03	15
2023	C-50	26	9	0.55	39
1973	C-50	52	7	0.34	6
1883	C-50	56	9	0.06	14

5.3.14. FLUIDOS DE TERMINACIÓN.

De acuerdo al estudio y análisis realizado por yacimientos y producción se estima que la presión máxima del yacimiento sea de 196.9 kg/cm² (2,800 psi). El fluido de control deberá ser de características que no dañen la formación, de acuerdo a las presiones de los pozos de correlación y por antecedentes de la perforación del pozo, se concluye que el límite máximo de 196.9 kg/cm² sería la presión a controlar, utilizando un fluido de control de 1.17 gr/cc de densidad cumpliríamos con dicho objetivo

5.3.15. TIPO DE FRACTURA.

Fracturamiento apuntalado con aceite cíclico y arena de resistencia hasta 8,000 psi del tipo EconoProp malla 20/40.

EFFECTUAR DFIT- PRUEBA DE INYECCIÓN.

DFIT: Es una prueba de Inyección de Diagnóstico de Fractura (Diagnostic Fluid Injection Test), consiste en la inyección de un pequeño volumen de fluido a bajo gasto seguido de un largo periodo de observación.

Esencialmente es un tratamiento de ruptura previo al tratamiento principal de fracturamiento en el cual el declinamiento de la presión es monitoreado y analizado. Este análisis permitirá:

- Identificar los diferentes tipos de pérdidas de filtrados (leakoff):
 - ✓ Normal.
 - ✓ Recesión de la Altura de la Fractura.
 - ✓ Extensión de la Fractura.
- Identificar el esfuerzo de cierre y estimar la presión de poro.
- Determinar la presión de poro y la permeabilidad con los datos después del cierre usando el análisis de flujo pseudolineal y pseudoradial.

PASOS A SEGUIR PARA LA PRUEBA DFIT.

- Verificar admisión del pozo a través de la zapata. Desplazar la capacidad del pozo con salmuera de 1.02 gr/cc (237 Bls) a bajo gasto (5-15 bpm).
- Establecida la comunicación con el pozo, lanzar la primera bola de 1.70" OD y bombearla con 235 Bls de desplazamiento hacia su respectivo asiento (2574.49 m), con un gasto promedio de 40 bpm (40 bls antes de la llegada de la bola al asiento bajar el gasto a 10 bpm) y observar ruptura de pines y apertura de camisa de la etapa N° 1. Continuar inyectando a la formación aproximadamente 45 bls de salmuera de 1.02 gr/cc.
- Detener el bombeo y observar declinamiento de presión del pozo. Monitorear declinamiento y efectuar análisis de la prueba.

INSTALACIÓN DE ARREGLO PARA BOMBEO DE ESFERAS.

- a) Verificar y confirmar el tamaño de cada una de las esferas requeridas, usando el medidor adecuado con el objetivo de confirmar el uso correcto de cada una de estas. Utilizando el dispositivo de medida de las esferas de

acuerdo al orden de las etapas durante el proceso de verificación o confirmación.

- b) Verificar el correcto acomodo de las esferas desde abajo hacia arriba con las canicas requeridas, con la participación de los ingenieros responsables de PEMEX.
- c) Armar el arreglo de válvulas para el bombeo de las canicas.
- d) Verificar que las líneas de tratamiento y válvulas se encuentren en posición correcta en el momento de iniciar el bombeo.
- e) Efectuar prueba de presión al arreglo de válvulas con una presión encima de la máxima presión esperada del tratamiento.
- f) Después de instalar el arreglo de las conexiones superficiales, realizar prueba de presión al conjunto de conexiones superficiales, cerrando válvula maestra inferior, con una presión acorde a la que se piensa manejar, se recomienda una presión en baja de 500 psi por 5 minutos, y una presión máxima en alta de 9,000 psi, por 15 minutos.

A continuación se muestra la distribución de las esferas en la siguiente tabla.

N° de Etapa	Diametro de asiento (in)	Diametro de la bola (in)	Profundidad (MD)	Maximo Qdespl (BPM)	Vol. Maximo p/bombear a 10 bpm (bls)	Desplaz. (Bls)
1	1.7	1.58	2574.81	45	40	234.93
2	1.85	1.719	2541.05	45	40	233.28
3	2.01	1.871	2342.16	45	40	223.54
4	2.18	2.028	2309.14	45	40	221.92
5	2.365	2.2	2264.03	45	40	219.71
6	2.565	2.386	2216.62	45	40	217.39
7	2.775	2.585	2058.15	45	40	209.63
8	3	2.794	2023.64	45	40	207.94
9	3.24	3.019	1976.3	45	40	205.62
10	3.5	3.261	1882.35	45	40	201.02

OPERACIÓN DE FRACTURAMIENTO.

a) Verificar las presiones de TR y TP. Desfogar y observar. Antes de iniciar el bombeo, presionar y mantener 1,500 psi en el anular 9 5/8" X 7".

b) Con la camisa N°1 abierta proceder a realizar la primera de las multifracturas de acuerdo al programa definido.

Continuar con el multifracturamiento soltando las siguientes esferas, correspondiente a cada etapa, abrir camisa y realizar la operación de fractura.

NOTAS:

- a. Se estima realizar tres (3) fracturas por día para un consumo diario de apuntalante de aproximadamente 7,100 sacos, 6,000 Bls de ACL y 5,800 Bls de agua.

Cuando se lancen las esferas se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Bajar el gasto de inyección a 25 bpm, 20 bls antes de que la esfera pase a través de la primera camisa en la distribución de arriba hacia abajo (Camisa 10 ubicada a 1882.35 MD).
- Bajar el gasto de inyección a 10 bpm, 30 bls antes de completar el volumen calculado de desplazamiento de la esfera correspondiente.
- Terminadas todas las etapas, desinstalar del cabezal del pozo el arreglo del equipo para el fracturamiento hidráulico.
- Cerrar válvulas Frac Stack.
- Descargar presión de las líneas de bombeo hacia las presas de retorno. Verificar la no existencia de presión en los instrumentos de medición.
- Desinstalar equipos de fractura.

MOLIENDA DE ASIENTOS, LIMPIEZA DE POZO.

- Instalar BOP BX-155 15 K + lubricadores BX-154 10K + stripper + cabeza inyectora.

- Realizar prueba de presión, primero realizar una prueba de baja presión con 300 psi, y mantenerla durante 5 min, posteriormente realizar la de alta presión incrementando la misma hasta llegar a 4,500 psi, manteniéndola durante 5 min: asegurar de no tener fugas, en caso de presentarse alguna, corregirla y reanudar pruebas, hasta obtener una prueba positiva.
- Bajar con tubería flexible de 1 3/4" + ensamble de seguridad + conector tipo slip external + válvula de presión dual back + martillo de impacto HZ + Desconector hidráulico + herramienta reductora de fricción XRT + motor titán + molino de 3 3/4", realizar pull test cada 500 m hasta tocar resistencia (cima del 1er asiento a 1882.03 m), y proceder a la molienda de los asientos de las camisas circular con agua gel hasta obtener retornos limpios en superficie.
 - a) Durante la limpieza debe existir circulación continua. En caso de perder circulación subir la tubería flexible hasta tener circulación nuevamente. Trabajar estrangulador superficial continuamente para evitar pérdida de circulación.
 - b) Observando retornos limpios en superficie levantar tubería flexible con bombeo de agua gel hasta posicionarse a la profundidad de 500 m, esperar 1.5 hrs por precipitación de sólidos, bajar tubería flexible hasta calibrar PI del pozo, registrando nuevamente la profundidad de calibración.
 - c) Observar presión del pozo, en caso de que no manifieste, inducirlo con nitrógeno.
 - Sacar la tubería flexible a superficie.
 - Armar herramienta soltadora y Tapón Fastdrill para Liner de 4 1/2", bajar y anclar tapón a 1450 m a fin de aislar el pozo o los intervalos abiertos. Antes de realizar para escariar la TR de 4 1/2" alrededor de la profundidad que se asentará el tapón Fastdrill.

- Verificar anclaje, realizar prueba de presión en positivo con 5000 psi, si es OK, desfogar presión en TR a presas metálicas a través de equipo de limpieza superficial hasta cero psi.
- Sacar tubería flexible y herramienta soltadora de tapón a Fastdrill a superficie.
- Desinstalar BOP BX-155 15 K + lubricadores BX-154 10 K + stripper + cabeza inyectora.
- Desmantelar unidad de tubería flexible.

MOLIENDA DE TAPÓN, LIMPIEZA Y EVALUACIÓN DEL POZO.

- Realizar junta de seguridad y armar Unidad de Tubería Flexible.
- Instalar BOP 10K + lubricadores BX-154 10K + stripper + cabeza inyectora y probar con 5000 psi.
- Bajar tubería flexible de 1 3/4", con conector EZ 2 3/8" + Válvula doble flapper 2 1/8" + martillo 2 1/8" + Desconector hidráulico 2 1/8" + sub de circulación 2 1/8" + titán motor 2 1/8" + ampliadora con aletas 3.625" + molino piloto 2 3/4" hasta 1450m, moler tapón Fastdrill para liner de 4 1/2" y verificar intervalos productores libres (P.I. a 2574m). Circular hasta retornos limpios.
- Sacar unidad de tubería flexible a superficie y desmantelar al 100%.
- Realizar limpieza superficial de pozo y evaluar intervalos productores.
- Con equipo de limpieza superficial de pozo completo y alineado a presas metálicas, abrir pozo, realizar limpieza de flujo y evaluar potencial del mismo por estranguladores de diferentes diámetros.
- Levantar acta y entregar pozo a Producción.

Todo el proceso se describe en el diagrama de flujo de la figura 5.9.

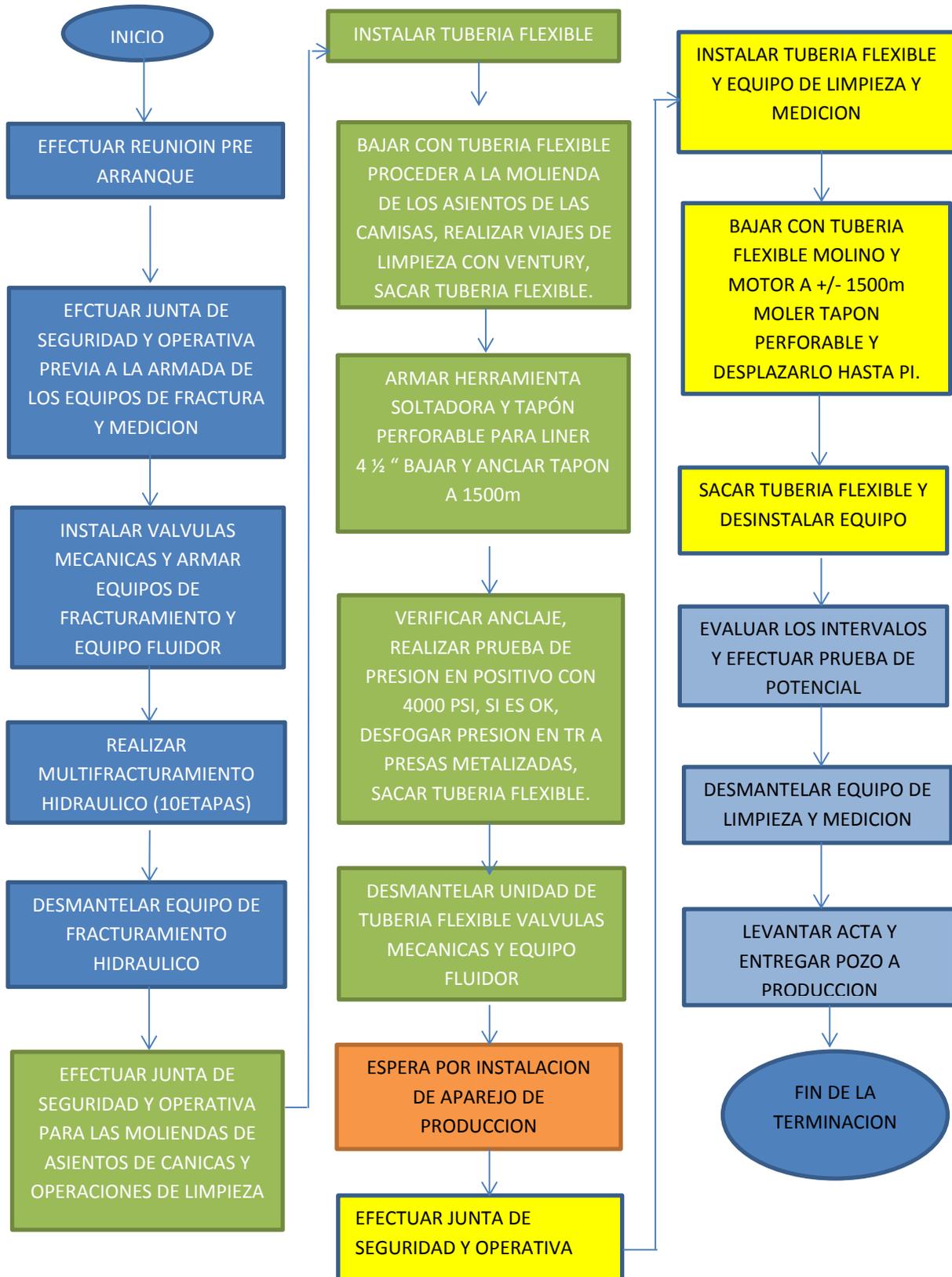


Figura 5.9. Flujo de Programa de Trabajo para los Trabajos de Terminación.
 Recuperado de [PEMEX. (2013). *Programa de terminación Humapa*.

PROGRAMA DE BOMBEO DE DESPLAZAMIENTO PARA APERTURA DE LA CAMISA.

1. Se bombea el colchón y arena de fractura.
2. Iniciar el desplazamiento bombeando 30 barriles de gel activado.
3. Se lanzan las esferas y a partir de este momento se empezara a contabilizar el desplazamiento hasta el asiento.
4. Entre 40 y 50 barriles antes de que lleguen las esferas al asiento se baja el gasto de 10 bpm con el objetivo de tener al menos 4 min a un caudal suficientemente bajo (para que no se rompan o deformen las esferas al momento de llegar al asiento).
5. Cuando las bolas lleguen al asiento, es decir bombeando alrededor de 30 barriles de sobre desplazamiento de la arena de fractura se debería ver el incremento de presión efecto de la apertura de la camisa para comenzar con la siguiente etapa.
6. Si no se observa el incremento de presión se lanza la otra esfera para abrir la siguiente camisa.
7. Este procedimiento se realiza en todas las etapas.
8. Se bombea el colchón y arena de fractura.
9. Iniciar el desplazamiento bombeando 30 barriles de gel activado.
10. Se lanzan las esferas y a partir de este momento se empezara a contabilizar el desplazamiento hasta el asiento.
11. Entre 40 y 50 barriles antes de que lleguen las esferas al asiento se baja el gasto de 10 bpm con el objetivo de tener al menos 4 min a un caudal suficientemente bajo (para que no se rompan o deformen las esferas al momento de llegar al asiento).
12. Cuando las bolas lleguen al asiento, es decir bombeando alrededor de 30 barriles de sobre desplazamiento de la arena de fractura se debería ver el incremento de presión efecto de la apertura de la camisa para comenzar con la siguiente etapa.
13. Si no se observa el incremento de presión se lanza la otra esfera para abrir la siguiente camisa.

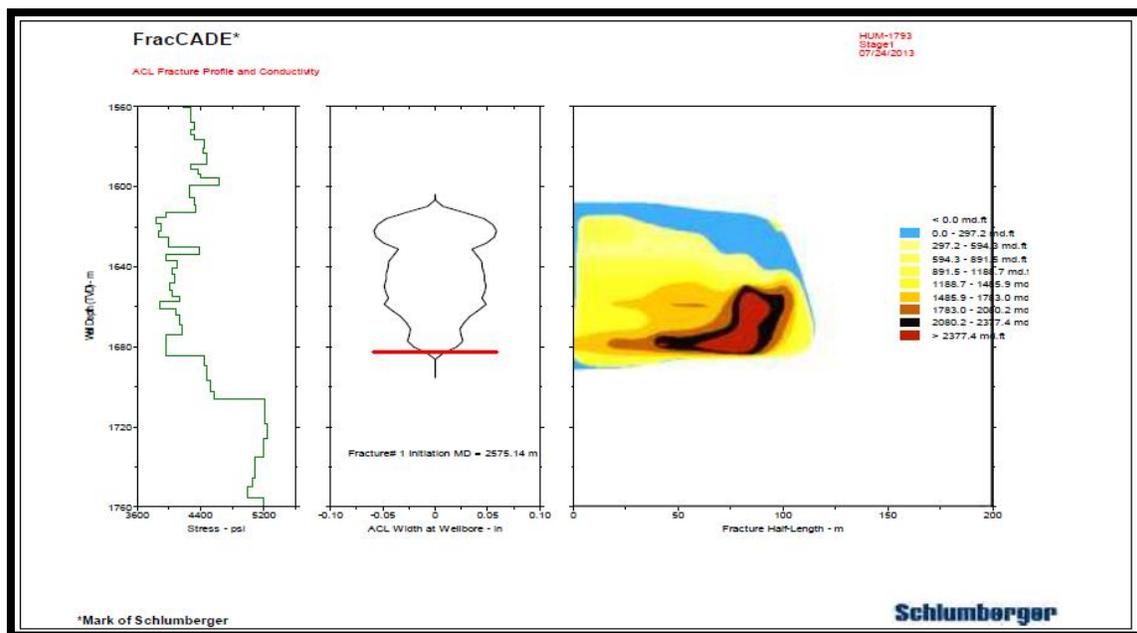
14. Este procedimiento se realiza en todas las etapas.

NOTA: el sobre desplazamiento tiene un efecto negativo en la producción del pozo, sin embargo es necesario en este caso debido al tipo de terminación que tiene el pozo.

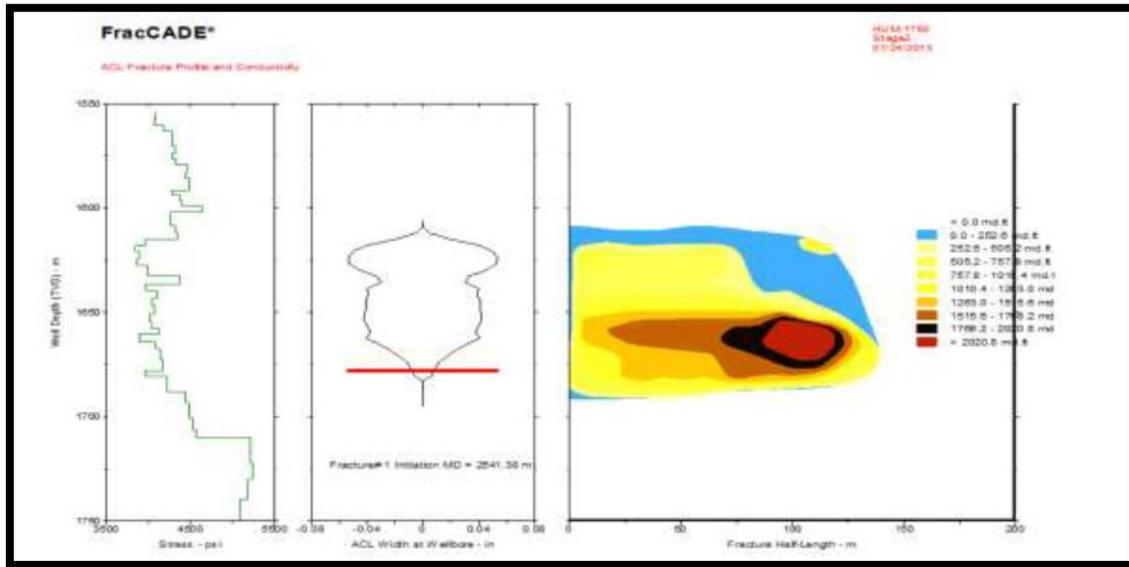
5.3.16. GEOMETRÍA DE FRACTURA.

A continuación se muestran los gráficos de las diez fases de fracturamiento realizadas: (Recuperado de programa FraCADE, Schlumberger del pozo Humapa.)

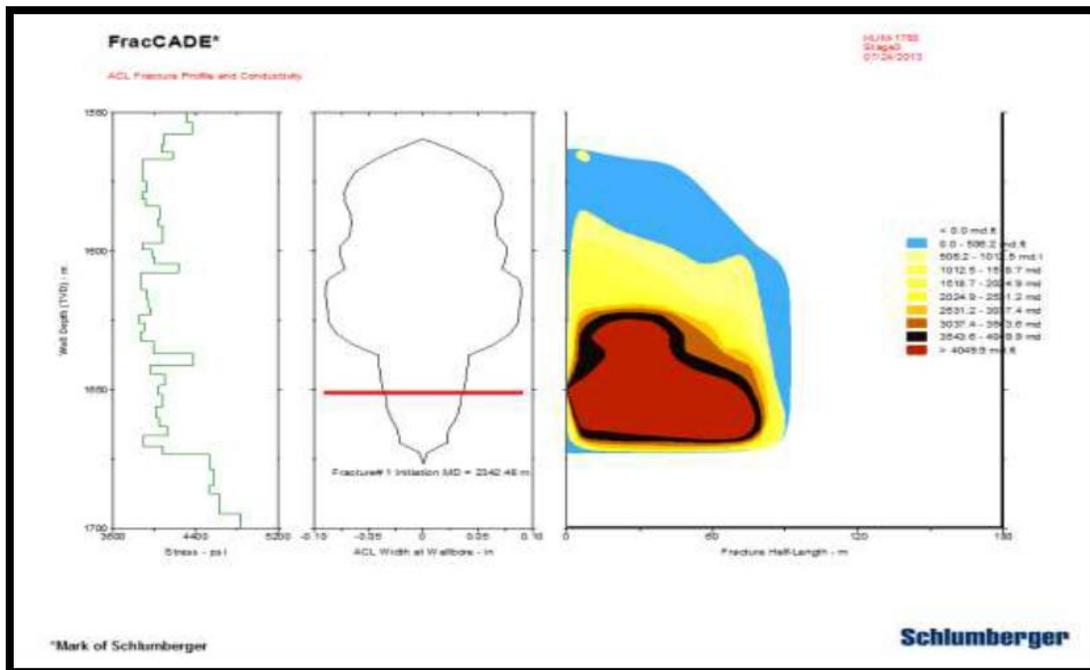
PRIMERA FRACTURA



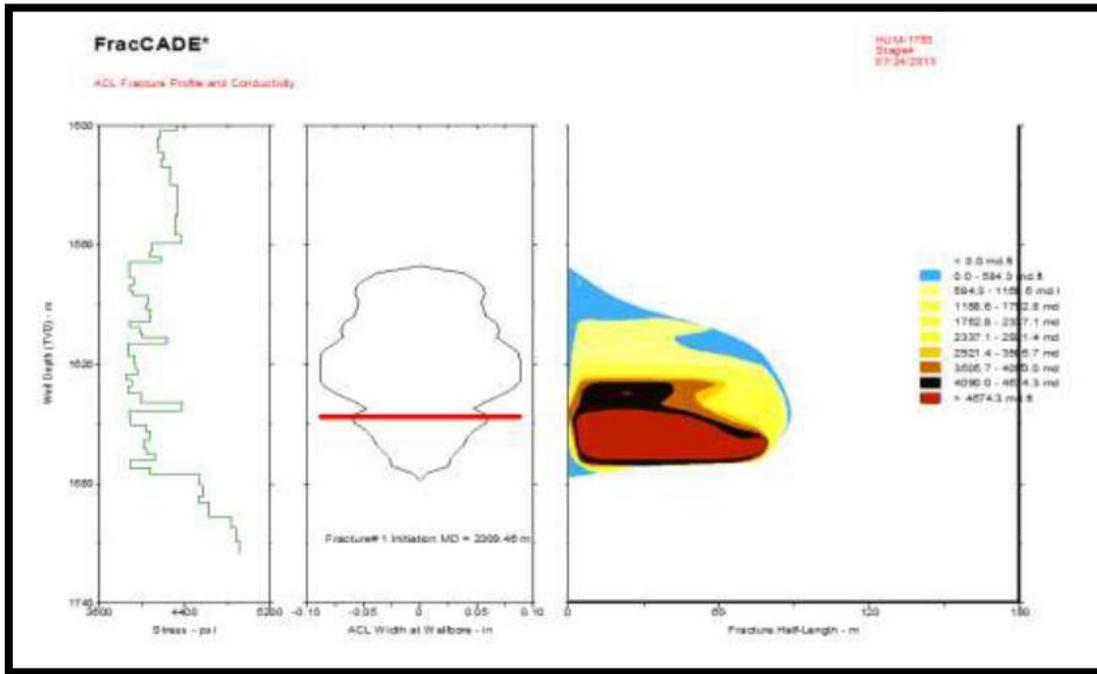
SEGUNDA FRACTURA



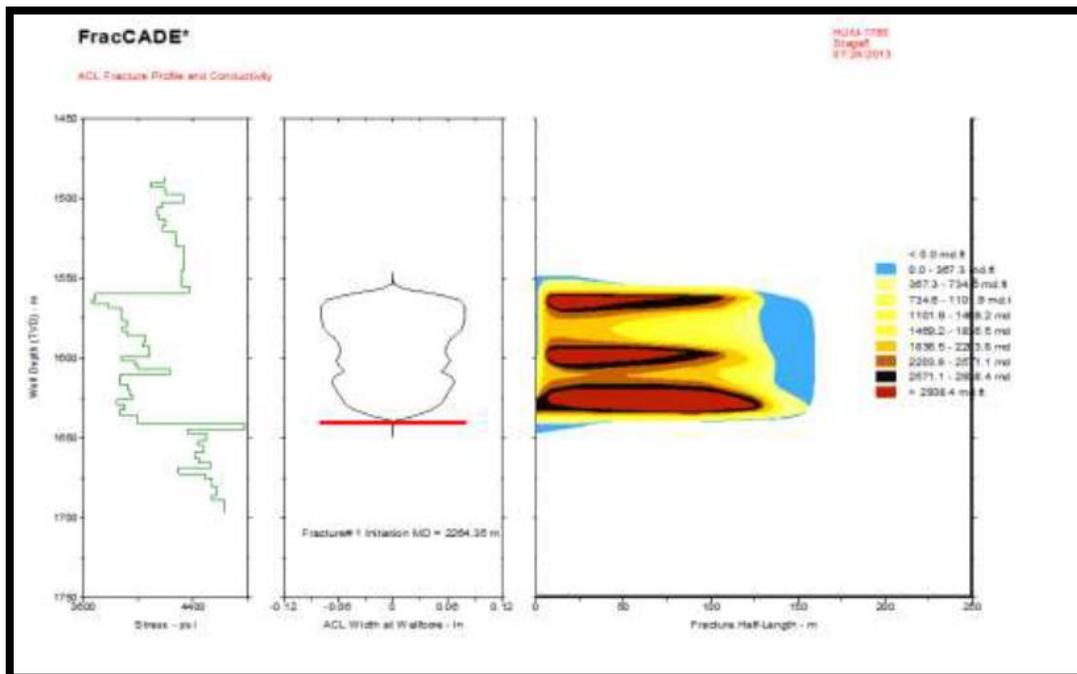
TERCER FRACTURA



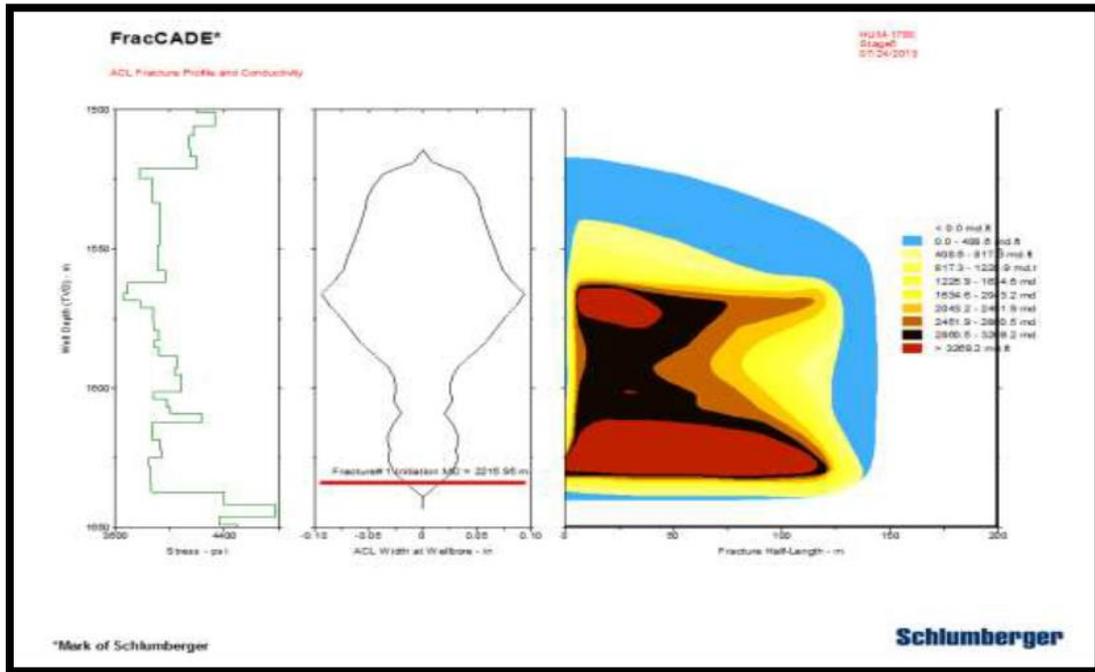
CUARTA FRACTURA



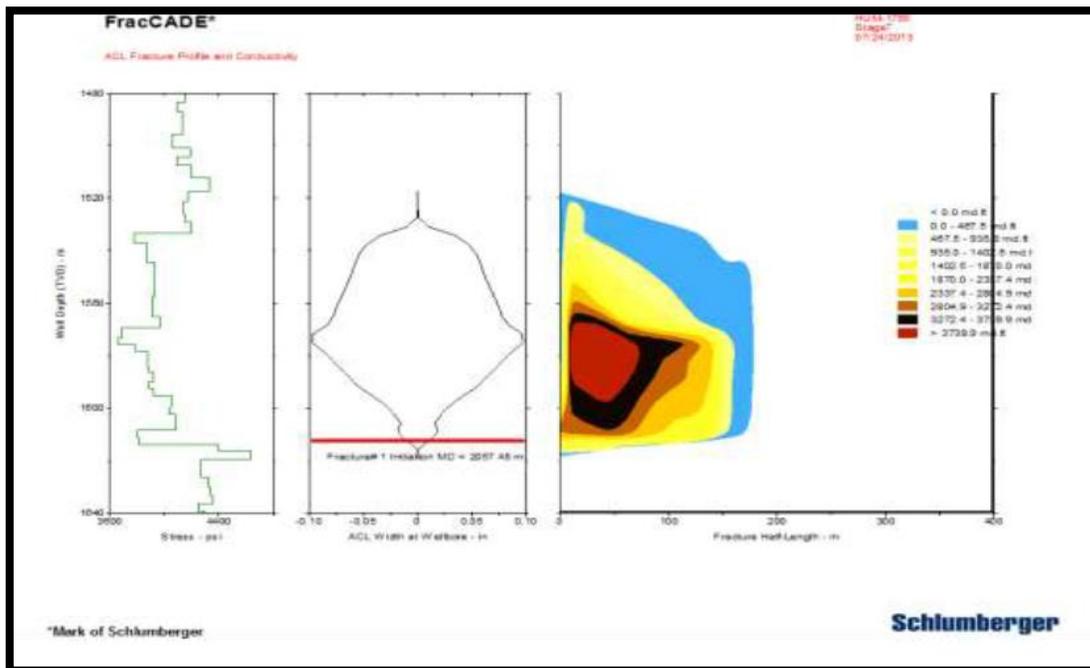
QUINTA FRACTURA



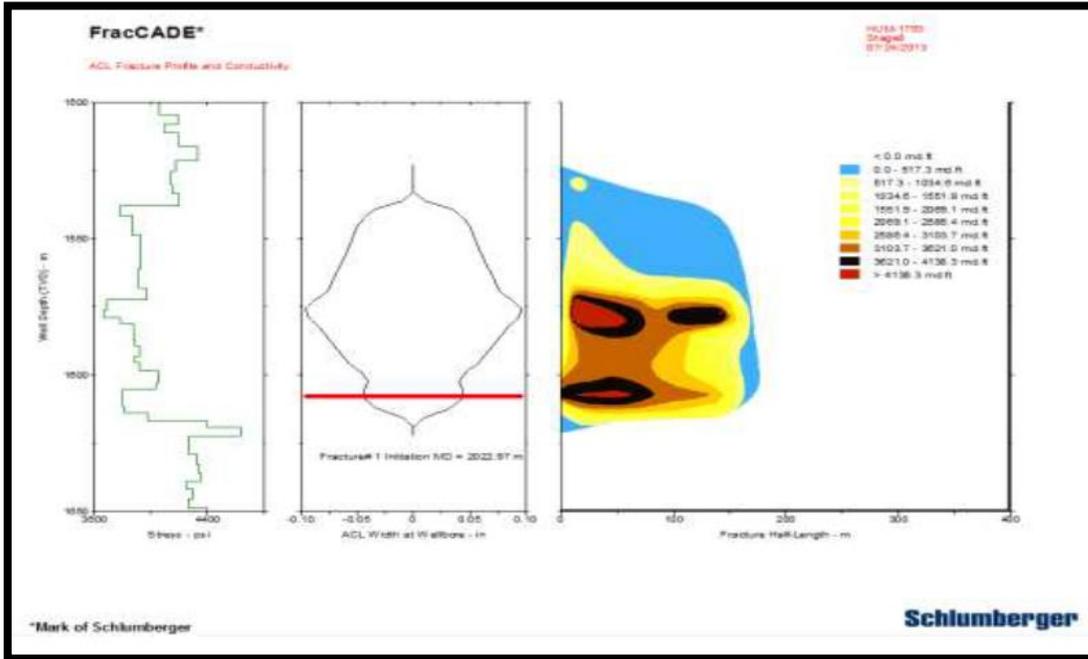
SEXTA FRACTURA



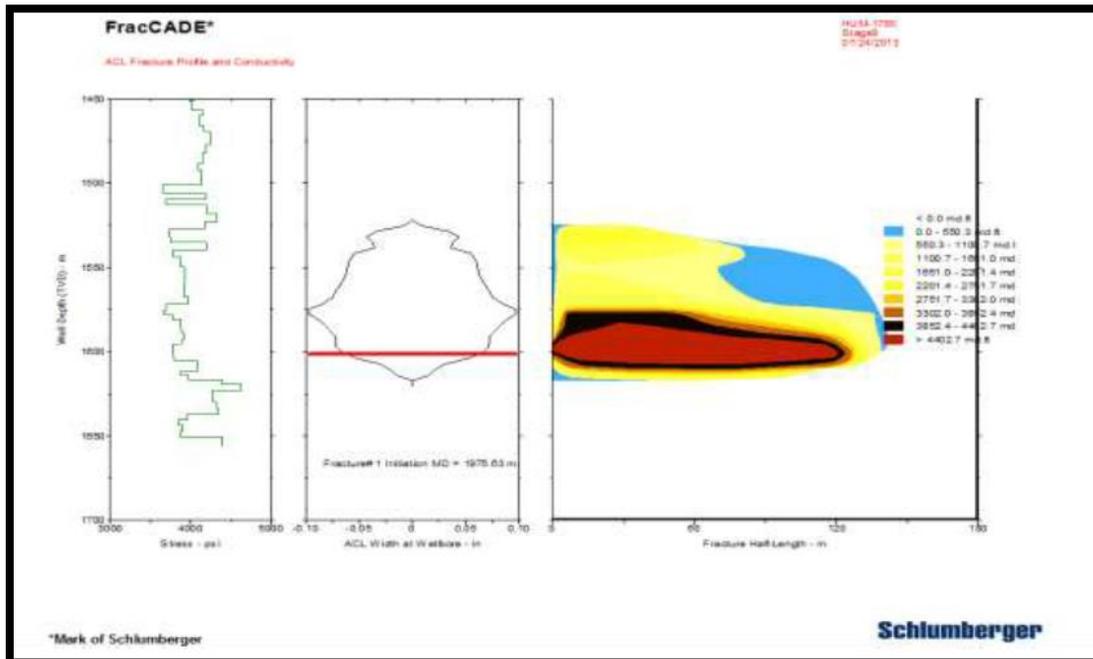
SÉPTIMA FRACTURA



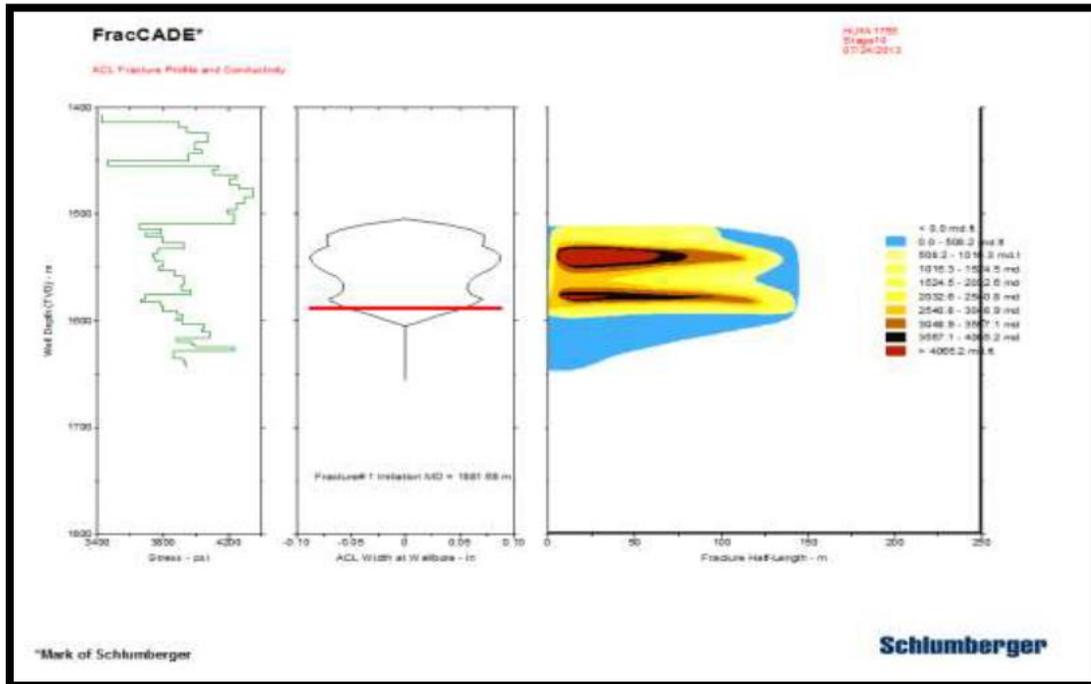
OCTAVA FRACTURA



NOVENA FRACTURA



DÉCIMA FRACTURA



5.3.17. RESÚMEN DE REPORTE DE EVENTOS Y ACTIVIDADES OPERATIVAS

A continuación se resume el reporte de eventos y actividades operativas las cuales se realizan para entender cada una de las operaciones, como se realizan y su objetivo, se omite algunos eventos ya que suelen ser repetitivos y se enfoca más en la operación de esta terminación.

Es una terminación de tipo sistemas permanentes con orificios de fracturamiento, que se encuentran alojados entre los empacadores y detrás de las camisas de deslizamiento, se activan a través de esferas. Cada esfera tiene un diámetro determinado que van de menor a mayor ubicadas desde la punta hasta el fondo del pozo, las cuales se alojaran dentro de los asientos de las camisas deslizables, se aumenta la presión para activar cada camisa y posteriormente se va estimulando y bombeando un isótopo radioactivo cada tercer etapa para medir la propagación de la fractura.

Este reporte comienza transportando las válvulas superficiales para conectar el equipo de fracturamiento, realizando las pruebas de líneas superficiales, prueba de inyección, recordando nuestro diagrama de flujo operativo de la figura 5.9

PRUEBAS DE ADMISIÓN Y DFIT

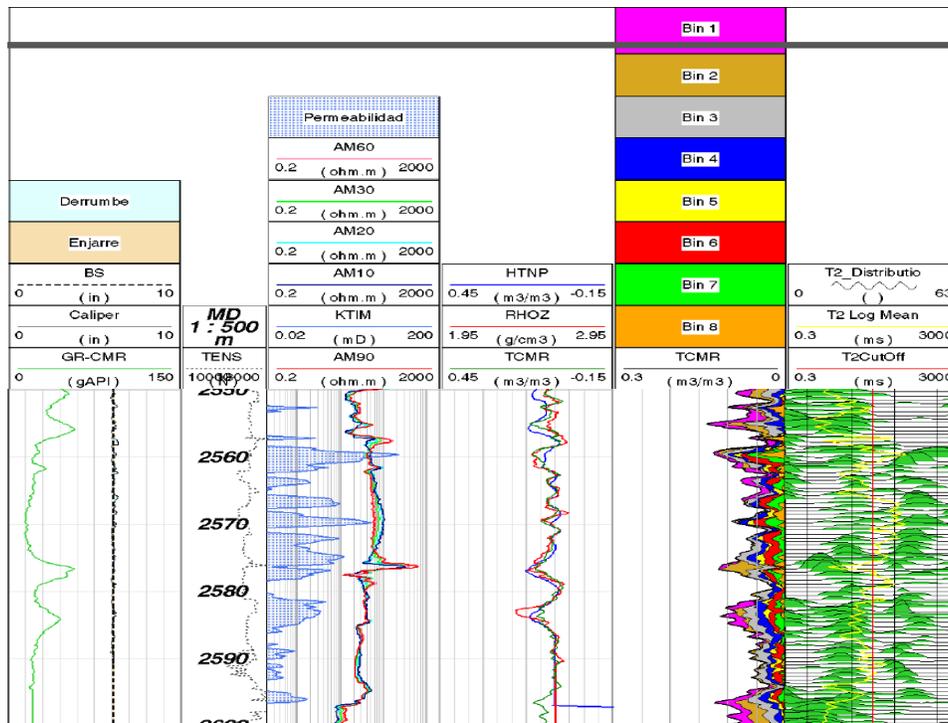
- Se realizó una prueba de líneas superficiales represionando hasta 5,000 psi para acondicionar el sistema para la prueba de admisión.
- La prueba de admisión se llevó a cabo con salmuera de 1.02 gr/cc, y se observó la admisión al llevar 4bls bombeados, con 2305 psi, $q= 1.1$ bpm, inyectó a formación 10 bls observando una presión de inyección promedio de 2000 psi. Vol. Total bombeado= 0.59 mgal.
- Para la DFIT se bombeo aceite cíclico con un gasto de 10bpm, observando una presión de admisión de 3153psi ACL hasta acumular un total de 67bls, lanza bola de 1.7", y desplazó la misma con 212bls de ACL, a un gasto de 10-20bpm, con una presión de 3897-2347psi, observando la apertura de la primer camisa con un incremento de la presión de 4647psi, posterior a la apertura se observó una presión de admisión de 2100psi a 10bpm, y se incrementó el gasto gradualmente hasta alcanzar 40bpm, con una presión máxima de admisión de 4989psi, bombeándose 177bls de ACL a través de la primer camisa, se paró bombeo, observando un ISIP de 1772psi y un gradiente de fractura de 0.72psi/ft. Aceite cíclico total usado= 19.15mgal.
- Se monitorearon las presiones posteriores a la prueba de inyección.

FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

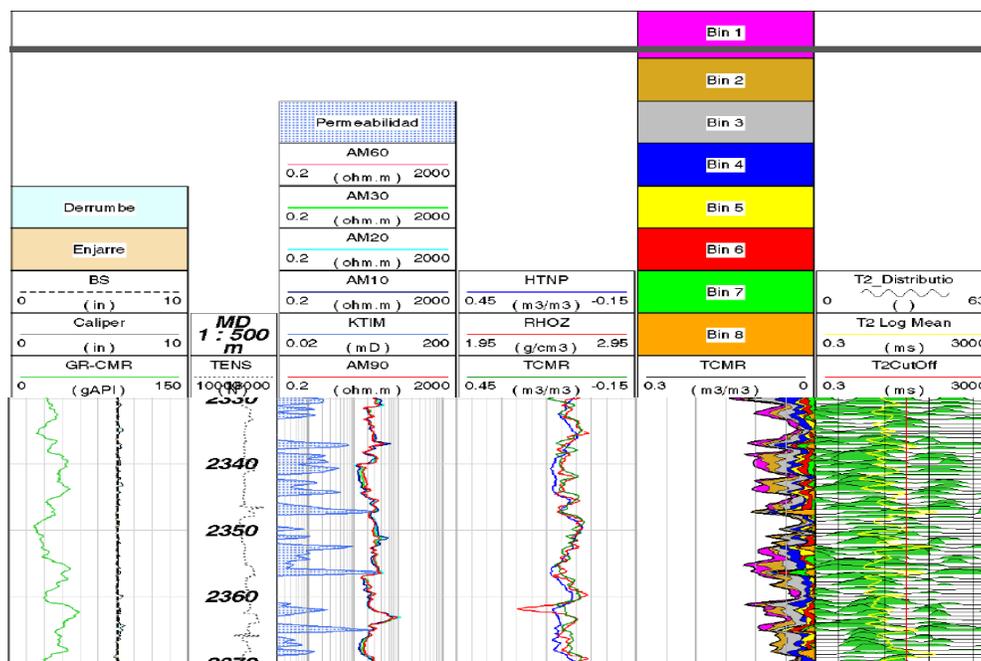
La operación de fracturamiento se reitera para cada etapa variando los parámetros de fractura, a continuación se muestran 3 etapas y solo se muestra los parámetros de las demás etapas:

- Se instaló el equipo de fracturamiento y se efectuó el fracturamiento hidráulico con carga polimérica, con apuntalante sintético malla 20/40

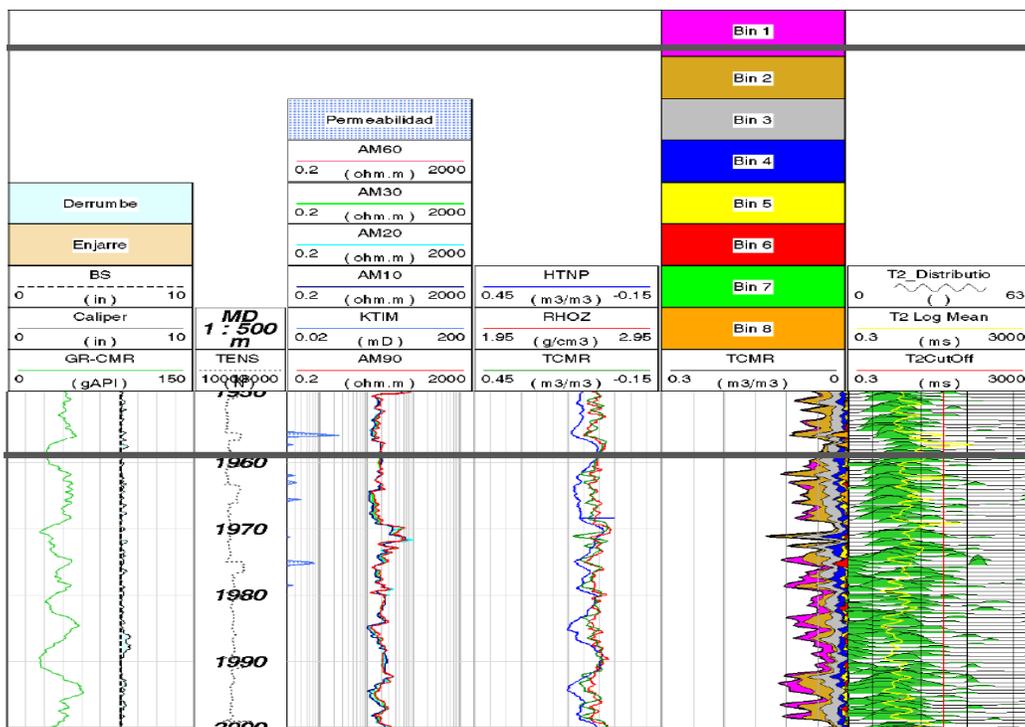
econoprop, versaprop g2, a la primer etapa correspondiente a la camisa ubicada a 2574.8-2575.5m, bombeando 2113 gal (8 m³) de HCL al 15% previo al colchón, 24360 gal de ACL activado y 4523 gal de YF125LG como colchón, con 1470 sacos de econoprop 20/40, bombeados en etapas de 1 a 4 PPA, usando 64666 gal de YF125LG, y desplazando con 1237 gal de YFGO-ATG, se lanzó bola de 1.85" para abrir segunda camisa y se desplazó la misma con 9885 gal de ACL. Nota se bombearon 20 mci del el isótopo radioactivo escandio 46, como trazador en las etapas de 3 y 4 ppa de arena. Parámetros de la fractura: presión inicial=1500psi, gasto promedio de 40bpm, presión máxima=4864psi, presión mínima=3283psi, ISIP final= sin ISIP, porcentaje de arena en formación =100%, rompedor sólido para fluido base agua= 385 lb, rompedor líquido para fluido base agua= 400 gal, rompedor sólido para fluido base aceite= 110 lb. Volumen total inyectado= 106784 gal (acl= 35482 gal, gel= 69189 gal y HCL= 8 m³).



- Se efectuó fracturamiento hidráulico con carga polimérica, con apuntalante sintético malla 20/40 a la tercer etapa correspondiente a la camisa ubicada a 2342.2-2342.8m, bombeando 2113 gal (8 m³) de HCL al 15% previo al colchón, 19950 gal de HCL activado (YFGO-ATG) y 3721 gal de YF125LG como colchón, con 1725 sacos de econoprop 20/40, bombeados en etapas de 1 a 5 PPA, usando 63988 gal de YF125LG, y desplazando con 1202 gal de YFGO-ATG, se lanzó bola de 2.18" para abrir cuarta camisa y se desplazó la misma con 9406 gal de ACL. Nota se bombearon 25 mci del el isótopo radioactivo iridio 192 como trazador en las etapas de 4 y 5 PPA de arena. Parámetros de la fractura: gasto promedio de 40bpm, presión máxima=4974psi, presión mínima=2357psi, porcentaje de arena en formación =100%, rompedor sólido para fluido base agua= 400 lb, rompedor líquido para fluido base agua= 400 gal, rompedor sólido para fluido base aceite= 110 lb. Volumen total inyectado= 100380 gal ACL= 30558 gal, gel= 67709 gal y HCL= 8 m³).



- Se efectuó fracturamiento hidráulico con fluido base aceite cíclico, con apuntalante sintético malla 20/40, a la novena etapa correspondiente a la camisa ubicada a 1975.3-1975.9m, bombeando 2113 gal (8 m³) de HCL al 15% previo al colchón, 19550 gal de ACL activado (YFGO-ATG 80/20) como colchón, con 2350 sacos de econoprop 20/40, bombeados en etapas de 1 a 6 PPA, usando 70773 gal de YFGO-ATG 80/20, y desplazando con 1200 gal de YFGO-ATG, se lanzó bola de 3.50" para abrir décima camisa y se desplazó la misma con 8652 gal de ACL. Nota: se bombearon 31 mci del el isótopo radioactivo iridio 192 como trazador en las etapas de 5 y 6 PPA de arena. Parámetros de la fractura: gasto promedio de 50bpm, presión máxima=5732psi, presión mínima=2162psi, porcentaje de arena en formación =100%, rompedor sólido para fluido base aceite= 800 lb, volumen total inyectado= 102788 gal (ACL= 82110 gal, gel= 18565 gal y HCL= 8 m³).



INYECCIÓN DEL PRE COLCHÓN

Se bombea HCL para la limpieza de la formación ya que tiene un cementante que se comporta como carbonatos, esto incrementara la permeabilidad de la roca, se inyecta de entre 5-8 m³.

INYECCIÓN DEL COLCHÓN

Como colchón se bombea aceite cíclico activado ya que si se fracturara con un fluido base agua las arcillas de la formación reaccionarían y se dañaría la producción, se bombea con un viscosificante YF125LG para que el apuntalante quede en suspensión y se pueda transportar bien el agente apuntalante

AGENTE APUNTALANTE.

En este caso es el econoprop con un tamaño de malla 20/40 en etapas de 1 a 4 PPA es importante la dosificación del agente apuntalante porque se pudiera obturar la fractura (figura 5.10).



Figura 5.10. Apuntalante. Recuperado de [Programa de terminación Humapa PEMEX. (2013).]

DESPLAZAMIENTO

Se inyecta ACL (YFGO-ATG) como fluido limpio con la finalidad de desplazar la mezcla fluido/apuntalante que pueda quedar en la tubería de producción.

En seguida se reporta una tabla de todos los fluidos involucrados en la operación de fracturamiento de cada zona de interés :

Profundidad de la camisa (m)	Diametro de la esfera (in)	Porosidad promedio del intervalo (%)	Permeabilidad (mD)	Qprom (BPM)	Pmax (psi)	Pmin (psi)	Arena %	Rompedor solido para fluido base aceite (lb)	Rompedor solido para fluido base agua (lb)	Vol total inyectado (gal)	ACL (gal)	Gel (gal)	HCL (m3)
2574.8-2575.5	1.7	15	0.51	40	4864	3283	100	110	385	106784	35482	69189	8
2541.1-2541.7	1.85	7	0.23	40	4802	3083	100	110	385	106374	36884	67377	8
2342.2-2342.8	2.01	11	0.18	40	4374	2556	100	770 lb		120033	97080	21632	8
2309.1-2309.8	2.18	10	0.48	40	4347	2556	100	770 lb		120030	97050		5
2264.0-2264.7	2.565	10	0.59	50	6339	2505	100	800 lb		110849	89754	19824	5
2215.6-2216.3	2.565	14	0.24	50	5951	2882	100	800 lb		113731	92000	20410	5
2057-2057.8	2.775	6	0.03	50	5165	2370	100	800 lb		105315	84568	18634	8
2022.6-2023.3	3	9	0.55	50	5660	2522	100	800 lb		100684	80850	17721	8
1975.3-1975.9	3.24	7	0.34	50	5732	2162	100	800 lb		102788	82110	18565	8
1881.3-1882.0	3.5	9	0.06	50	5747	2236	100	650 lb		95706	76556	17027	8

MOLIENDA DE CAMISAS Y REMOCIÓN DE RESIDUOS.

Se acondicionó todo el equipo necesario para acceder a la molienda de las esferas selladoras que permanecían en los asientos de las camisas localizadas desde el talón hasta la punta del pozo horizontal, para abrir paso a los fluidos del yacimiento. Este sistema contó con una canasta venturi y un molino de 5 aletas de

3 5/8" que al momento de moler la esfera y el asiento la camisa la canasta venturi iba recolectando los recortes; después de cada molienda el arreglo se llevó a superficie para vaciar la canasta venturi y así repetir la operación para cada camisa que contenga la esfera selladora.

A continuación se presenta el resumen de la operación de las camisas 10 - 5 ya que el proceso es repetitivo.

- Se instaló equipo de tubería flexible de 2" con conector dimple (OD 2 7/8", l 0.17 m) y prueba con 40000 lb de tensión y 6000 psi de manera satisfactoria. Instala válvula check / desconector hidráulico (od 2 7/8 ", l 0.90 m), motor de fondo (OD 2 7/8", l 4.1 m), y canasta venturi (od 3 5/8", l 2.06 m). Prueba motor con 1.75 bpm - 1600 psi, 2 bpm - 2000 psi y con 2.5 bpm - 2900 psi. Con herramienta de fondo armada, conecta lubricadores y prueba líneas superficiales con 4500 psi de manera satisfactoria.
- Se abrió válvula de sondeo registrando presión de pozo de 1242 psi. Comenzó a bajar TF de 2" sin bombeo hasta la profundidad de 1685m, donde detecta resistencia franca, inicia bombeo de agua gelificada para vencer resistencia, con gasto de 1.5 bpm, P_{circ}=2048 psi, P_{pozo}=1274psi. Continua avanzando hasta la profundidad de 1882.35 m, donde detecta la camisa #10, incrementa gasto a 2.2 bpm, P_{circ}=3483 psi, P_{pozo}=1307 psi, para realizar molienda de la camisa #10. Trabaja misma y levanta TF a superficie con bombeo de agua gelificada a mismo gasto.
- Con TF en superficie Desmanteló canasta venturi, observando venturi con poca basura metálica. Instaló molino de 5 aletas de 3 5/8". Con tres presas metálicas de 30m³, 30m³ y 45m³ respectivamente.
- Se abrió válvula de sondeo registrando presión de pozo de 1130 psi. Comienza a bajar TF de 2", con molino de 3 5/8", sin bombeo hasta la profundidad de 1882.35m, para realizar molienda de las camisas #10 y #9.

Donde detecta resistencia franca, de camisa #10 y comienza bombeo para moler camisas a gasto de 2.2 bpm, $P_{circ}= 2314$ psi, $P_{pozo}= 1239$ psi. Muele camisas #10 y #9. Bajó TF a reconocer camisa #8 a la profundidad de 2023.64 m con bombeo a mismo gasto. Levanta TF a superficie con bombeo a mismo gasto, para repasar zona de camisas molidas.

- Con TF en superficie cerró válvula de sondeo, se desconectó lubricadores e instala canasta venturi 3 5/8", conecta lubricadores y se realizó prueba de presión en conexiones superficiales.

- Se abrió válvula de sondeo registrando presión de pozo de 1130 psi. Comenzó a bajar TF de 2" sin bombeo hasta la profundidad de 2023.64 m para realizar limpieza de residuos de camisas molidas. Inició bombeo de agua gelificada a gasto de 2.2 bpm, $P_{circ}=2436$ psi, $P_{pozo}=1135$ psi, observando circulación. En presas metálicas. Levantó TF a superficie con bombeo a mismo gasto. Se cerró válvula de sondeo, desconectó lubricadores y canasta venturi 3 5/8", observando canica y restos de asientos, instaló nuevamente canasta venturi de 3 5/8", conectó lubricadores y se realizó prueba de presión en conexiones superficiales.

- Se abrió válvula de sondeo registrando presión de pozo de 1130 psi. Comenzó a bajar TF de 2" sin bombeo hasta la profundidad de 2023.64 m para realizar limpieza de residuos de camisas molidas. Inició bombeo de agua gelificada a gasto de 2.2 bpm, $P_{circ}=2417$ psi, $P_{pozo}=1096$, observando circulación en presas metálicas. Levantó TF a superficie con bombeo a mismo gasto.

- Con tubería flexible (TF) en superficie se cerró válvula de sondeo se desconectó lubricadores y canasta venturi 3 5/8", observando canica y resto de asientos.

- Se instaló equipo de TF de 2" con conector dimple (OD 2 7/8", l 0.17 m), instalando válvula check / desconector hidráulico (OD 2 7/8 ", l 0.90 m),

motor de fondo (OD 2 7/8", l 4.1 m), y molino de 5 aletas (od 3 5/8", l 0.37 m). Con herramienta de fondo armada, conectó lubricadores y prueba líneas superficiales con 4500 psi de manera satisfactoria.

- Se abrió válvula de sondeo registrando presión de pozo de 1042 psi. Comenzó a bajar TF de 2", con molino de 3 5/8", sin bombeo hasta la profundidad de 2023.64m, para realizar molienda de las camisas #8 y #7. Detectando resistencia de camisa #8 y comenzó bombeo de agua gelificada para moler camisas a gasto de 2.2 bpm, Pcirc= 3044 psi, Ppozo= 1078 psi. Molió camisa #8 y repasó zona de camisa molida. Bajó TF a reconocer camisa #7 a la profundidad de 2058 m con bombeo a mismo gasto. Y molió camisa #7. Bajó TF a reconocer camisa #6 y no encuentra resistencia hasta la profundidad de 2264.03 m por encima de la camisa #5. Levantó TF a superficie con bombeo a mismo gasto.

- Con TF en superficie se cerró válvula de sondeo, desconectó lubricadores e instaló canasta venturi 3 5/8", conectó lubricadores y se realizó prueba de presión en conexiones superficiales.

ACONDICIONAMIENTO DE POZO PARA PRODUCCIÓN.

- Con URE se bajó y calibró con gr-ccl, 2 barras de peso, canasta y aro calibrador de 6.12" a la profundidad de 1410.46m. Tomó registro gr-ccl. Sacó sonda a superficie 100%.

- Se armó empacador de producción de 7" y se ancló con URE a 1409.46m.

- Se eliminó arreglo de dos válvulas y carrete de 7 1/16" e instaló BOP de 7 1/16", con RAMS para TP de 2 7/8". Probó funcionamiento de BOP, (abrir/cerrar), de manera satisfactoria.

- Metió zapata conectora, con TP de de 2 7/8", camisa deslizable cerrada, TP de 2 7/8", J-55. 6.5lb/pie.
- Se efectuó ajuste de TP e instaló bola colgadora.
- Eliminó BOP de 7 1/16 instala medio árbol de válvulas 7 1/16" x 2 9/16" x 2 1/16", serie 1500, de 5000 psi nuevo
- Abrió pozo con una presión de 1000 psi a través de estrangulador de 3mm y manifold de equipo de reparación alineado a presa trabajo, recuperando 4.5m³ de líquidos. Se cerró pozo con 1000 psi para dismantelar equipo de reparación.

Se omite el resto del reporte y a continuación se presenta una tabla con los datos de presión, diámetro del estrangulador y el fluido que se manifiesta:

PRESION POZO ABIERTO (psi)	PRESION POZO CERRADO (psi)	ESTRANGULADOR (mm)	RESIDUOS
400	380	3	agua-gel
380	700	3	agua-gel
500	400	3	ACL-arena
400	400	3	ACL-arena
900	900	3	ACL
900	900	3	ACL

- Se acondicionó pozo para bombeo de gel nitrogenado q=1 a 1.75 bpm y N₂ q=15 m³/mn pb=1300 a 3200 psi
- Continuó con bombeo de gel nitrogenado q=1 bpm y N₂ q=15 m³/mn pb=2400 psi
- Se recuperó TF de 1 1/2" a superficie con bombeo y cortó bombeo de ambos a 500 m.

- Abrió pozo con una presión de 900 psi a través de estrangulador de 3mm y manifold de equipo de fluidor, fluyendo gel nitrogenado con ACL

PRESION POZO ABIERTO (psi)	ESTRANGULADOR (mm)	RESIDUOS
900	3	gel nitrogenado-ACL
900	3	agua-ACL
900	4	agua-ACL
800	5	ACL-agua
830	5	ACL-agua
720	6	ACL-agua
700	6	ACL-agua
730	5	ACL-agua
720	5	ACL-agua
720	5	ACL-agua
710	5	ACL-agua
700	5	ACL-agua
680	5	ACL-agua
680	5	ACL-agua

- Se dio por terminadas las operaciones de terminación del pozo y se entregó alineando a batería con p=680 psi, un gasto de aceite de 403.2 bls/día y un gasto de agua de 172.8 bls/día.

RECOMENDACIONES

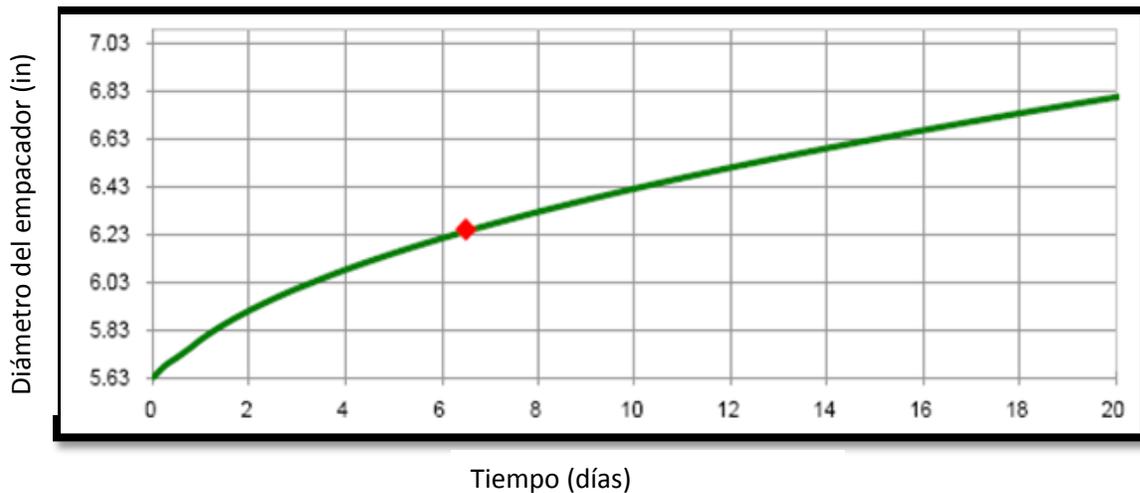
En las operaciones de la técnica de fracturamiento hidráulico multietapas hemos llegado a la conclusión de que las camisas deslizables y los empaques hinchables toman un papel muy importante en la ejecución de la técnica en agujero descubierto.

EMPACADORES HINCHABLES

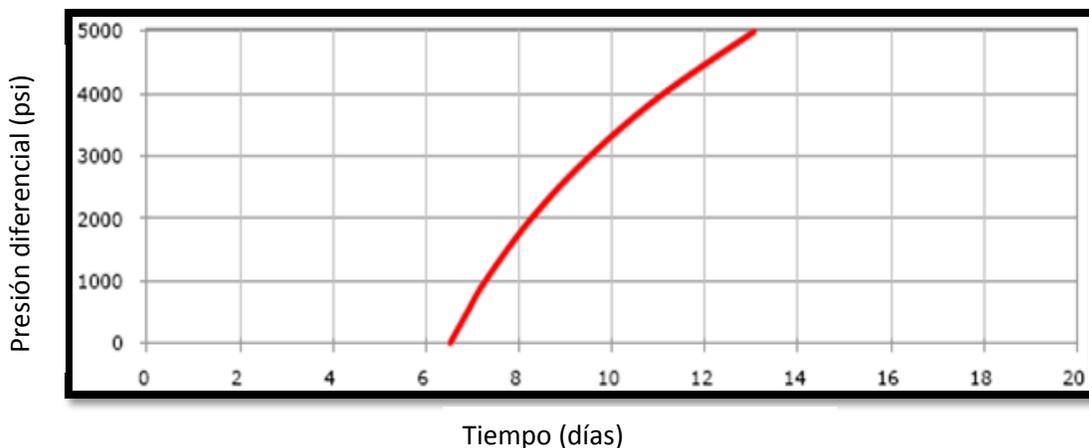
Los empaques van a realizar la tarea de aislar zonas de interés sin tener comunicación de flujo entre las etapas para poder realizar la técnica de fracturamiento, hay diferentes tipos de accionamiento para empaques en agujero descubierto, están los hinchables que se accionan por medio de aceite o agua, los

empaques hidráulicos que contienen uno o doble elemento de sello; y también existen los empaques híbridos que son una combinación de empaques hinchables e hidráulicos.

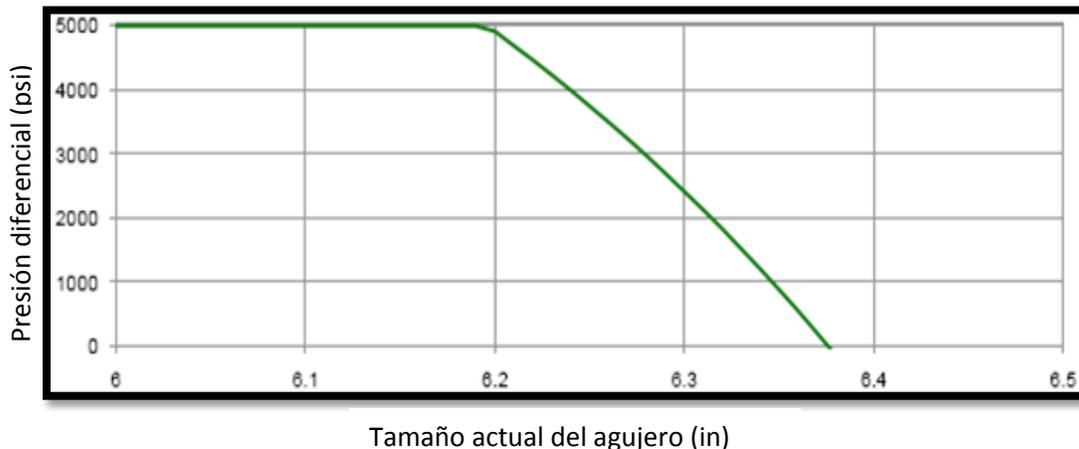
Los empaques hinchables tiene la ventaja que la longitud del sello que se refiere al área de contacto para formaciones altamente fracturadas, solo que su asentamiento efectivo es un 10% de su tamaño normal esto quiere decir que el diámetro del emparador solo se hinchara un 10% más de su tamaño, el tiempo de espera para su hinchamiento es de 15 a 20 días, soporta presiones por debajo de los 5000 psi para no dañar o romper el emparador.



En esta grafica se pone a prueba un emparador de 4.5(in) x 5.63(in) x 5(ft) donde explica que en 20 días se alcanzará un diámetro del emparador de 6.83 (in), el punto rojo indica el diámetro inicial del agujero y del emparador, después de alcanzar un hinchamiento máximo el emparador va a seguir hinchándose pero no va a aumentar la presión que soportara con el sello que son 5000 psi.

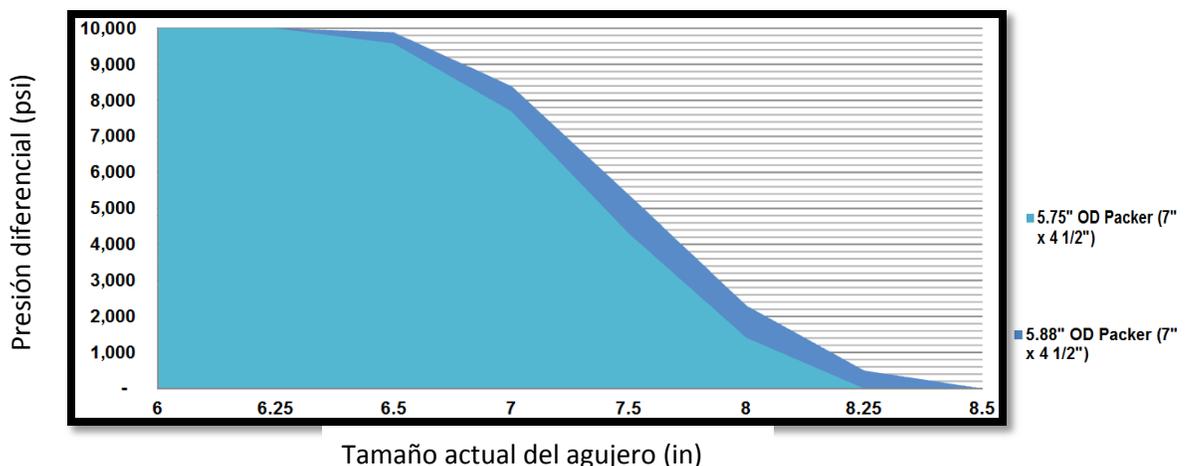


Después de que el empacador se hincho al diámetro del agujero (6 1/8") empieza a realizar su mecanismo de sello. La grafica muestra la relación que existe entre la diferencial de presión que aguanta el mecanismo de sello del empacador con respecto el tiempo. A medida que pasan los días aumenta la presión diferencial que puede soportar el empacador hasta alcanzar los 5000 psi.



De acuerdo al rango del tamaño del agujero de 6 a 6.128 in el empacador va a soportar la presión de 5000 psi, esto quiere decir que el aislamiento del empacador será efectivo en este rango, conforme el tamaño del agujero aumente su efectividad va a disminuir, es necesario saber el tamaño del agujero para poder asentar los empacadores a la medida para realizar una exitosa operación. Nunca se tendrá un agujero regular ya que se presentan cavernas que llegan aumentar el diámetro del agujero.

A diferencia de los empacadores hinchables, el asentamiento de los empacadores hidráulicos es inmediato y no hay que espera para fracturar, su rango de asentamiento efectivo es un 50% por encima de su tamaño normal, el costo es menor que el empacador hinchable, pero la desventaja son las fuerzas de formación esto quiere decir que si la formación es deleznable el empacador no puede ser tan efectivo, también que la presión que usas para empacar puede dañar la formación.



CAMISAS DESLIZABLES

En cuanto al tiempo en que se tarda en moler todos los asientos de las camisas deslizables para poner al pozo a producir fueron 8 días, los cuales se pueden optimizarse.

Existen componentes que no requieren una molienda de asientos y esferas selladoras para dejar el pozo produciendo ya que estas pueden ser recuperadas tanto las esferas como las camisas en un solo viaje con tubería flexible.



Figura 5.11. Recuperación de arreglo de camisas y tapones.
Recuperado de [Multizone isolation system. (2013) Surestack]

En la punta de los asientos se tiene unas cuñas iguales a las que se enganchan en la base del siguiente asiento, se va anclando asiento por asiento, al anclar el primero se levanta para verificar que se haya enganchado y se vuelve a bajar para recuperar las demás. Se recomienda recuperar 10 camisas por viaje, pero se ha logrado recuperar hasta 18 asientos.

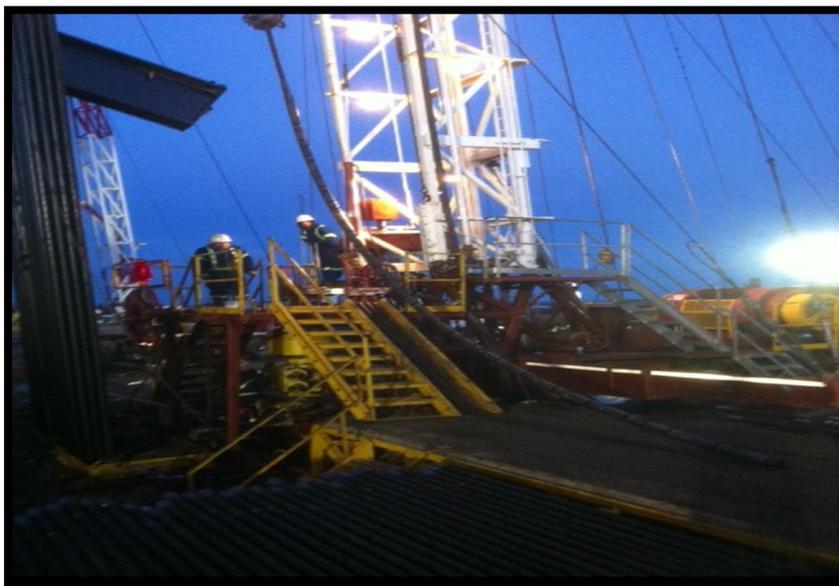




Figura 5.12. Recuperación de arreglo de camisas y tapones.
Recuperado de [Multizone isolation system. (2013) Surestack]

Esta tecnología se aplicó en un pozo de Canadá en donde se recuperaron 18 asientos de camisas de un pozo de 24 etapas y la operación fue todo un éxito.

CONCLUSIONES

Con respecto a los pozos horizontales sin lugar a duda tienen una mayor superficie de contacto entre el pozo y yacimiento, por lo tanto tienen un incremento de productividad y mayor eficiencia en el barrido, la cuestión es que no cualquier yacimiento que requiera una perforación horizontal es candidato a la aplicación de la técnica de fracturamiento hidráulico multietapas.

Es de fundamental importancia tener bien caracterizado el yacimiento para poder aplicar la mejor ingeniería posible y no requerir de gastos innecesarios, y tener producciones que ni siquiera podrían cubrir los costos de la operación.

En México la explotación de Chicontepec es compleja por las propiedades geológicas del yacimiento. El crudo se encuentra disperso en lentes estratigráficos de poca extensión que no están comunicados entre sí, ya que estructuralmente, son yacimientos discontinuos, aislados y de formas irregulares, por lo que es necesario llevar a cabo un exhaustivo estudio del yacimiento para llegar al objetivo

Extraer las reservas de crudo de Chicontepec sigue representando un gran **reto técnico**, para encontrar un procedimiento que permita romper con la lenta tendencia de extracción de sus pozos, el fracturamiento hidráulico multietapas permite fracturar varios intervalos de interés en un mismo pozo.

El impacto de la técnica de Fracturamiento multietapas en nuestro país como es el caso de Chicontepec se encuentra a la fecha en pleno auge llegando a ser muy eficiente para la explotación de estos yacimientos

En el pozo Humapa se dieron a conocer las principales bases de la terminación con la aplicación de la técnica de fracturamiento multietapas , tomando en cuenta las propiedades del yacimiento para incrementar el contacto entre pozo y yacimiento, y así elegir y aplicar la tecnología adecuada para el pozo ya que está en constante cambio.

Encontrar los mejores procedimientos de explotación del campo son elementos básicos para su futuro desarrollo considerando las diferentes tecnologías de explotación, tomando en cuenta todos los aspectos particulares de su geología.

Recientemente la explotación del petróleo en Chicontepec utiliza la técnica de fracturamiento hidráulico multietapas con apuntalante para abrir fracturas en el yacimiento y permitir el flujo del crudo, pero no se puede aplicar de manera generalizada el mismo tipo de fracturamiento.

CONCLUSIONES

La estimulación de un fracturamiento hidráulico en un pozo horizontal es muy parecida de un pozo vertical, los fluidos y agentes sustentantes empleados en pozos horizontales no difieren de los utilizados convencionalmente, sin embargo de la gran distancia horizontal que viajan, se deben emplear fluidos con gran capacidad de suspensión y acarreo.

El seccionamiento del pozo horizontal mediante los empacadores de formación no solo proporciona un control de gas no deseado o una entrada de agua sino además de proveer un control de zona por zona, tiene la capacidad para estimulación e inyección.

En conclusión los empacadores hidráulicos tienen una buena área de contacto efectiva (siempre y cuando sea adecuado al tamaño y necesidades de la litología) pueden soportar altas presiones para fracturar la formación y al mismo tiempo aislar las zonas, tienen facilidad de fluir dentro del pozo, se puede realizar en una sola operación de montar y desmontar el equipo, entre sus desventajas tenemos el límite de etapas, el tiempo de espera de los empacadores hinchables, las fuerzas de fractura a la formación consecuencia de los empacadores hidráulicos.

En esta tesis se utilizaron diversas fuentes de información, obtenidas bajo un arduo trabajo de investigación para asegurar un amplio acervo de nuestro trabajo, el cual estamos compartiendo este escrito con las futuras generaciones para una mejor comprensión sobre el tema ya que el fracturamiento hidráulico es un tema innovador, interesante, de desarrollo y aplicación con los principios de los cuales se basa esta técnica desde la geomecánica, terminación, tecnología disponible hasta el momento y su operación.

En la mayoría de los casos donde se ha aplicado esta tecnología en la cuenca de Chicontepec ha sido con buenos resultados por lo que la perforación horizontal y del fracturamiento multietapas ha dado como resultado un mejoramiento sustancial de los promedios iniciales de producción por pozo.

BIBLIOGRAFÍA

Hernández Tapia R.. (1991). *Terminación de pozos petroleros*. UNAM, Facultad de Ingeniería.

S.D. Joshi & Phillips petroleum Co. (1997). *A review of horizontal well and drainhole technology*. SPE, 16868.

S.D. Joshi, Joshi technologies international Inc.. (2003). *Cost/benefits of horizontal wells*. SPE, 83621.

Pozos Rivera H.. (2013). *Técnicas de Fracturamiento Hidraulico en pozos Horizontales de la formación Eagle Ford*. UNAM, 145, De Programa de Maestria y Doctorado de Ingenieria.

Espinoza D. & Solano A.. (Diciembre 2005). *Pozos horizontales, Diseño de pozos, campo Socorro*. PetroUCV S.A., 126.

Schechter S. R.. (1992). *Oil Well Stimulation*. New Jersey: Englewood cliffs

Rojas Cardona J. (2009). *Introducción a la productividad de pozos horizontales*, UNAM, Facultad de Ingeniería.

Instituto Mexicano del Petroleo. (2011). *Taller: estimulación de pozos*. Villahermosa tabasco.

PEMEX, UPMP. (2008). *Guía de diseño para fracturamientos hidráulicos*.

Aparicio Morales J. (2010). *Estimulaciones acidas de yacimientos carbonatados en pozos horizontales*. UNAM, Facultad de Ingeniería.

Asociación de Ingenieros petroleros de México. (1980). *Manual de estimulación de pozos petroleros*.

Bader al-Matar, Byung O. Lee, et al. (2008). *El tratamiento correcto para el yacimiento correcto*. Schlumberger,.

G.C. Howard, Society of petroleum engineers of AIME. (1970). *Hydraulic fracturing*. New york.

SPE & Packers plus Energy Services. (2010). *Advances in OH Multistage Fracturing Systems- A return to good frac-treatment practices?*.

Narváez A.. (2012). *Retos y avances en el desarrollo y operación de un yacimiento no convencional, "Chicontepepec"*. Ai México, 97.

Packer plus Energy Services. (2008). *Multistage Fracturing System: Improving Operational Efficiency and Production*. SPE. 104557.

BIBLIOGRAFÍA

Seale R., SPE, Packers plus Energy Services, Donaldson J.. (2008). *Multistage fracturing System: Improving Operational Efficiency and Production*. SPE, 104557, 8.

Garfield G. & baker oil tools.. (2001). *Formation Damage control Utilizing Composite-Bridge-Play Technology for Monobore, Multizone Stimulation Operations*. SPE, 70004, 8.

Rocky seale, Packers Plus. (2007). *Open-hole completion System enables multistage fracturing and stimulation along horizontal wellbores*. Drilling contractor.

Athans J., Themig D.. (2006). *Effective Stimulation of horizontal wells-A new completion method*. SPE, 106357, 5.

Ravensberg J. & baker hughes. (2011). *Cased-Hole Multistage Fracturing: A new Coiled-tubing-enable completion..* SPE, 143250, 7.

Athans J. & Packers plus energy Services. (2008). *Effective open hole horizontal completion System for multistage fracturing and stimulation*. SPE, 114880, 6.

Nemec T. (2009). Los tratamientos de múltiples etapas permiten ahorrar costos y reducir el tiempo de la puesta de la producción en el mercado, de Schlumberger
Sitio web:
http://www.slb.com/~media/Files/stimulation/case_studies/perfrac_east_texas_cs_spn.pdf

Galván García S. & Ramírez Cortes L. (2011). *Herramientas de análisis para las pruebas de inyección y minifrac*. 110.

Baker hughes. (2010). *Quik drill composite plugs*. Sitio web:
<http://www.youtube.com/watch?v=oPgZnZqp87k>

Packers Plus. (2012). *Rapid Stim Sistema de Estimulación Multietapas*. 2014, de Schlumberger Sitio web:
<http://www.packersplus.com/media/spanish/PP%20BRO%20RapidSTIM%20INT-ESP>

Estrada Aguilar E. (2012). *Terminación con Multifracturas en Pozos de Máximo Contacto con el yacimiento*. Facultad de Ingeniería, 120. 2014, De UNAM Base de datos.

PEMEX. (2013). *Programa de terminación Humapa*, 55