



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“SUPERVISIÓN DE UNA REPARACIÓN MAYOR SIN
EQUIPO EN LA CUENCA DE BURGOS”**

**INFORME DE TRABAJO PROFESIONAL
PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A:
DE LOS SANTOS ÁLVAREZ ANDRÉS**

Aval ante el Comité de Titulación:
Ing. JOSÉ AGUSTIN VELASCO ESQUIVEL



MÉXICO, D.F., 2012.

A GRADECIMIENTOS

*D*oy gracias a mis padres por todo su apoyo incondicional durante toda mi carrera profesional, se que sin la ayuda de ellos no hubiera podido ser, ni logrado todo lo que tengo ahora.

A mi hermano Alejandro que aunque nunca se lo he dicho, siempre fue un ejemplo a seguir y un reto a vencer, creo que tú fuiste una de mis mayores motivaciones.

A mis amigos y amigas de toda la vida, y a los y las que encontré durante mi estancia en la universidad, gracias por haber hecho más amena mi estancia.

A mis profesores que inculcaron a través de sus conocimientos ese amor tan grande que siento por mi profesión.

A mi universidad que estoy orgulloso de ser uno más de sus egresados y a todas y todos los que me faltaron, de todo corazón GRACIAS.

ÍNDICE	Página
OBJETIVO Y ALCANCE DEL PROYECTO	1
INTRODUCCIÓN	3
GLOSARIO	5
I. MARCO GEOLÓGICO DE LA CUENCA DE BURGOS	9
I.1 Producción y recursos petroleros	12
I.2 Infraestructura	14
II. MARCO TEÓRICO	15
II.1 Disparos	15
II.1.1 Sensitividad	15
II.1.2 Factores que afectan los resultados de los disparos con pistolas	16
II.1.2.A Factores geométricos del disparo	16
II.1.2.B Presión diferencial al momento del disparo	20
II.1.2.C Tipo de pistolas y cargas	22
II.1.2.D Daño generado por el disparo	27
II.1.2.E Daño causado por el fluido de la perforación	28
II.1.2.F Daño causado por el fluido de la terminación	28
II.2 Fracturamiento hidráulico	30
II.2.1 Esfuerzo	32
II.2.2 Propiedades elásticas de las rocas	35
II.2.2.1 Relación de Poisson	35
II.2.2.2 Modulo de Young	36
III DESARROLLO DE UNA REPARACIÓN MAYOR SIN EQUIPO	38
III.1 Verificación de las condiciones de acceso, localización y del medio árbol de Válvulas	41
III.2 Aislamiento del intervalo a abandonar	42
III.3 Disparos de producción	46
III.4 Fracturamiento hidráulico	49
III.5 Limpieza y medición superficial del gas	54
III.6 Calibración Final	55
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	56
BIBLIOGRAFÍA	57
APÉNDICE	59



OBJETIVO Y ALCANCE DEL PROYECTO

El presente trabajo tiene como objetivo describir mis actividades realizadas en la compañía de servicios Industrial Perforadora de Campeche S.A. de C.V. (I.P.C.) aplicando mis conocimientos adquiridos en mi formación de Ingeniero Petrolero en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, en el periodo que comprende de noviembre de 2009 a la fecha.

Mi participación en I.P.C. es en el contrato que lleva la compañía con PEMEX Exploración y Producción (PEP) denominado Burgos VIII A, específicamente en el área de Terminación y Reparación de Pozos, dentro de este departamento las principales actividades que realizo son:

- Revisar y analizar la historia de la perforación, terminación, reparaciones mayores y/o menores de los pozos que nos asignan para realizar Terminaciones ó Reparaciones Mayores.
- Diseñar y elaborar los programas de Terminación y Reparación de Pozos.
- Revisar las condiciones de acceso, localización y árbol de válvulas de los pozos asignados para Reparaciones Mayores.
- Supervisar operaciones de Terminación y/o Reparación de Pozos en campo.
- Coordinar la logística de los servicios a pozo para minimizar tiempos y costos operativos.
- Dar seguimiento diario a los programas de Terminación y/o Reparación de pozos y en caso de que se presenten problemas o desviaciones de programa durante las operaciones en campo acordar de manera conjunta con ingenieros de PEMEX los nuevos cambios a ejecutarse.
- Asistir a las juntas operativas de Intervenciones sin Equipo de PEP Reynosa y juntas de contrato con personal de Residencia de Contratos de PEP Reynosa para presentar avances diarios de las operaciones de los pozos asignados a I.P.C.

Dentro del tiempo laborado en la compañía he asistido a varios cursos de capacitación para desarrollar mi formación de Ingeniero Petrolero y otros para poder realizar de manera segura mi trabajo para cumplir con los lineamientos que exige PEMEX, dentro de los cuales están:

- Curso de seguridad RIGPASS®
- Curso de control de pozos WellCAP®
- Curso de primeros auxilios



OBJETIVO Y ALCANCE DEL PROYECTO

- Curso de signatario para el Sistema de Permisos Para Trabajos con Riesgo (SPPTR)
- Curso de verificador de gas
- Curso de diseño de tuberías de revestimiento en la compañía Tenaris TAMSA
- Curso de geopresiones en la compañía Baker Hughes
- Manejo de software Predict^{TM 1}
- Manejo de software StressCheck^{TM 2}

De todas las actividades que realizo en la compañía I.P.C. el presente trabajo se enfocará solo en la descripción de cómo se supervisa en campo una Reparación Mayor sin equipo en la Cuenca de Burgos en donde la gran mayoría de pozos son terminados con Tubing Less.

La labor del ingeniero en campo es la de supervisar cada una de las operaciones y que éstas se lleven a cabo respetando todas las normas de seguridad y de cuidado al medio ambiente.

¹ Predict es propiedad de Landmark, todos los derechos reservados

² StressCheck es propiedad de Landmark, todos los derechos reservados



INTRODUCCIÓN

Cuando la productividad de un pozo disminuye es necesario realizar una serie de actividades encaminadas a determinar la causa de la baja productividad, algunas de estas actividades son:

- Revisión del comportamiento de la producción (Q_o , Q_g , Q_w , producción de arena, RGA, RGW, RAW).
- Revisar el historial de la presión.
- Revisión de estranguladores.
- Calibración del pozo para asegurarse de que el intervalo está libre de obstrucciones.

Después de revisar y analizar toda la información se determina la causa o causas de la disminución de la producción, siendo las más comunes:

- Agotamiento natural del yacimiento.
- Invasión de agua.
- Arenamientos.

Estas anomalías pueden ser remediadas mediante una reparación y dependiendo de la modificación que se realice al intervalo productor (yacimiento) o aparejo de producción estas reparaciones se clasifican en:

1. Reparaciones Mayores.
2. Reparaciones Menores.

La Reparación Mayor se define como la serie de actividades encaminadas a modificar sustancial y/o definitivamente las condiciones y características de la zona productora (yacimiento).

La Reparación Menor se define como la serie de actividades encaminadas a modificar el estado mecánico del pozo (principalmente tuberías).

A manera muy general y operativamente hablando una Reparación Mayor en el área de la Cuenca de Burgos consta de las siguientes operaciones:

- a) Aislar el intervalo a abandonar
- b) Disparar la nueva formación
- c) Realizar Fracturamiento hidráulico
- d) Limpiar y medir el flujo de gas
- e) Calibración final para asegurarse de que el intervalo se encuentra libre de obstrucciones



INTRODUCCIÓN

Durante una Reparación Mayor se pueden presentar otras operaciones como son: pruebas de inyección, inducciones, limpiezas con tubería flexible, pruebas de variación de presión, cementaciones forzadas, pruebas de circulación, registros de presión de fondo fluyendo o cerrado, etc. ó en el caso de que el intervalo no resulte comercialmente explotable puede darse el taponamiento de abandono de pozo.

Durante el desarrollo del presente trabajo se muestra primeramente un glosario de definiciones de los conceptos que se emplearán, se hace una breve introducción de la Cuenca de Burgos para ubicar al lector en el lugar donde se llevan a cabo estas operaciones y del sustento ingenieril que está detrás de las operaciones más críticas (disparos y fracturamiento hidráulico), después se muestra la manera en cómo se desarrollan cada una de las operaciones que están comprendidas en una Reparación Mayor sin equipo y finalmente se muestran las conclusiones y recomendaciones de dicho trabajo.



GLOSARIO

Apuntalante.- Material que sirve para mantener abierta la fractura al término de la inyección del fluido fracturante permitiendo el flujo de los fluidos del yacimiento desde los extremos de la fractura hacia el pozo con menor pérdida de presión debido a la alta conductividad del empaque formado.

Árbol de válvulas.- Es el conjunto de válvulas que se coloca en un pozo a nivel de superficie con objeto de controlar las presiones dentro del mismo, así como el movimiento de fluidos en el aparejo de producción y/o en el espacio anular.

Bpd.- Unidad de flujo volumétrico de líquido normalmente utilizado en la industria petrolera y que indica barriles por día (1 bpd = 159 litros por día).

Colchón.- Es un fluido reticulado que tiene como función crear hidráulicamente la fractura manteniendo abierta la misma.

Condensado.- Es el conjunto de hidrocarburos en fase líquida que se obtienen a partir de un gas a ciertas condiciones de presión y temperatura.

Espacio anular.- Es el espacio que queda entre el aparejo de producción y la tubería de revestimiento o casing, dentro de un pozo.

Estrangulador.- Los estranguladores son dispositivos mecánicos que se utilizan en los pozos para provocar una restricción al flujo, con el objeto de controlar el aporte de agua y arena proveniente de los yacimientos. Generalmente, los estranguladores se colocan en la superficie del árbol de válvulas o en el cabezal recolector a la llegada de cada pozo, pero también se pueden colocar dentro del pozo en la boca del aparejo de producción.

Fase.- Es la parte de un sistema que difiere, en sus propiedades intensivas, de la otra parte del sistema. Los sistemas de hidrocarburos generalmente se presentan en dos fases: líquida y gaseosa.

Gasto.- Es el volumen medido por unidad de tiempo.

Inducción.- Operación que consiste en disminuir la presión hidrostática de una columna de fluido en el pozo por medio de la introducción de un fluido menos pesado, que se bombea mediante la TF a la profundidad deseada por medio de una bomba conectada en superficie. El nitrógeno es el fluido más utilizado para realizar este propósito, el cual se enfría hasta su estado criogénico para poder ser bombeado y se gasifica antes de inyectarse al pozo. Al



inyectar presión este gas se expande a las condiciones de fondo según la profundidad a la que se encuentre el extremo de la TF. Al expandirse el gas desplaza al fluido más pesado que se encuentra en su parte superior expulsándolo del pozo logrando así la disminución de la columna hidrostática que a su vez representa una menor presión en las perforaciones para el flujo de producción.

Limpieza.- Operación que consiste en la remoción de materiales indeseables del pozo por medio del flujo de otros a mayor presión y con mayor viscosidad, a veces ayudados de gases formando ya sea fluidos nitrificados o espumantes que ayudan en este aspecto. Entre los materiales o fluidos que suelen limpiarse con TF se encuentran arena, formación, lodos y materiales previamente molidos.

Limpieza de pozos fracturados.- Es el proceso mediante el cual se desalojan los fluidos del pozo en forma controlada a superficie después de realizada la fractura, desalojando el apuntalante excedente que haya quedado dentro del pozo y los fluidos fracturantes de retorno hasta que aparezcan finalmente los fluidos del yacimiento, instrumentando su medición por diferentes orificios de flujo hasta lograr una total limpieza y conexión a la estación de producción.

Línea de descarga.- Es la tubería que permite transportar los hidrocarburos producidos desde la cabeza del pozo hasta las instalaciones de producción.

Mmpcd.- Unidad de flujo volumétrico normalmente utilizada en la industria petrolera para el gas y que indica millones de pies cúbicos por día de gas a condiciones estándar de 1 atm de presión y 60° F de temperatura.

Tubería de revestimiento (casing).- Tubería de acero que se coloca dentro de un pozo de frente a las formaciones rocosas que han sido perforadas, con objeto de evitar derrumbes de las mismas y/o para aislar zonas con presiones anormales, es decir, diferentes a las del gradiente normal de presión esperado.

Permeabilidad [k].- Se puede definir como la facilidad que tiene una roca para permitir el paso de fluidos a través de ella. Así, el grado de permeabilidad de una roca estará definido de acuerdo con la facilidad que presente para el paso de fluidos por medio de ella.

Permiso Para Trabajo con Riesgo.- Documento oficial utilizado para controlar, regular y autorizar el trabajo que ha sido identificado con riesgo potencial clase A o B.

Permiso Para Trabajo con Riesgo Clase A.- Se requiere para los trabajos que han sido evaluados con un potencial de riesgo alto y se catalogan en el sistema de permisos para trabajos con riesgo. Permisos de borde rojo.



Permiso Para Trabajo con Riesgo Clase B.- Se requiere para los trabajos que han sido evaluados con un potencial de riesgo moderado y se catalogan en el sistema de permisos para trabajos con riesgo. Permisos de borde azul.

Pistolas.- Es la herramienta formada por cargas explosivas y proyectiles metálicos que se introduce en un pozo, con objeto de detonarla frente a la formación de interés (zona de disparos) para provocar que los proyectiles perforen la tubería de revestimiento, cemento y formación y de esta manera generar canales de comunicación entre el yacimiento y el pozo para la producción de hidrocarburos.

Porosidad [ϕ].- La porosidad es un espacio disponible en la roca, sirviendo como receptáculo para los fluidos presentes en ella, por lo tanto la porosidad se puede definir como la relación del espacio vacío en la roca con respecto al volumen total de ella. Esto es que un volumen de roca, está formado por un volumen de huecos o poros y un volumen de sólidos. Si el volumen de poros se relaciona al volumen de roca, se obtiene la porosidad, y ésta se representa en fracción o en porcentaje:

$$\Phi = \frac{V_P}{V_r} = \frac{vol.poros}{vol.roca}$$

Pre-arranque.- Toda instalación que ha sustituido, modificado o introducido un componente nuevo, introduce nuevas variables al proceso las cuales hay que asegurarnos que no impliquen riesgos para el personal que labora en los alrededores o al medio ambiente. Es nuestra última verificación antes de iniciar formalmente las actividades de operación y/o mantenimiento de pozos.

Presión de cierre (esfuerzo de cierre) [P_c].- Es la presión del fluido requerida para iniciar la apertura de una fractura existente, esta presión es igual y contrarresta el esfuerzo en la roca perpendicular del plano de fractura. Este esfuerzo es el mínimo esfuerzo in-situ principal y con frecuencia es llamado esfuerzo de cierre.

Presión de cierre instantánea [ISIP].- Es la presión que se registra inmediatamente después del paro de bombeo cuando las pérdidas de presión por fricción son cero, quedando sólo las presiones internas en la fractura y la hidrostática del fluido utilizado en el pozo.

Presión de fractura.- Es la presión necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca

Prueba de admisión.- Llámese al procedimiento de inyectar un fluido en contra de la formación para determinar condiciones de inyección.



Tapón de arena.- Es la colocación de arena de tamaño específico (malla) para aislar los intervalos de producción en forma temporal, con el objeto de efectuar otras operaciones en el pozo, evitando así el taponamiento de estos con cemento y el daño a la formación, siendo de fácil remoción.

Tubería flexible.- Es aquella tubería con la capacidad de flexionarse y ser enrollada en un carrete, existen en una diversidad de diámetros. La unidad completa está constituida por: carrete, cuello de ganso, bomba, cabeza inyectora, motor y cabina de operación.

Unidad de alta presión.- Equipo móvil que consta de un motor de tránsito, dos motores auxiliares y dos bombas. Equipada de herramientas, tuberías y mangueras metálicas.

Yacimiento.- Es aquella formación rocosa que contiene hidrocarburos dentro de su volumen poroso, limitado por una roca sello que impide la migración de los fluidos. Generalmente, los yacimientos están asociados a un acuífero activo que ejerce una presión



CAPÍTULO 1 MARCO GEOLÓGICO DE LA CUENCA DE BURGOS

CAPÍTULO 1 MARCO GEOLÓGICO DE LA CUENCA DE BURGOS

La Cuenca de Burgos en una región geológica ubicada en la Planicie Costera del Golfo de México, se encuentra localizada en el Noreste de México y comprende gran parte de la zona Norte del estado de Tamaulipas, así como regiones de los estados de Nuevo León y Coahuila; colinda al norte con los Estados Unidos de Norteamérica y al oriente con el margen del Golfo de México. El área de influencia está principalmente en 34 municipios (12 en Tamaulipas, 12 en Nuevo León y 10 en Coahuila), cubre una superficie aproximada de 120 mil kilómetros cuadrados, se ubica entre las coordenadas geográficas de 24° 30' y 29° 30' de latitud y 97° 00' y 102° 50' de longitud. Figura I.1.

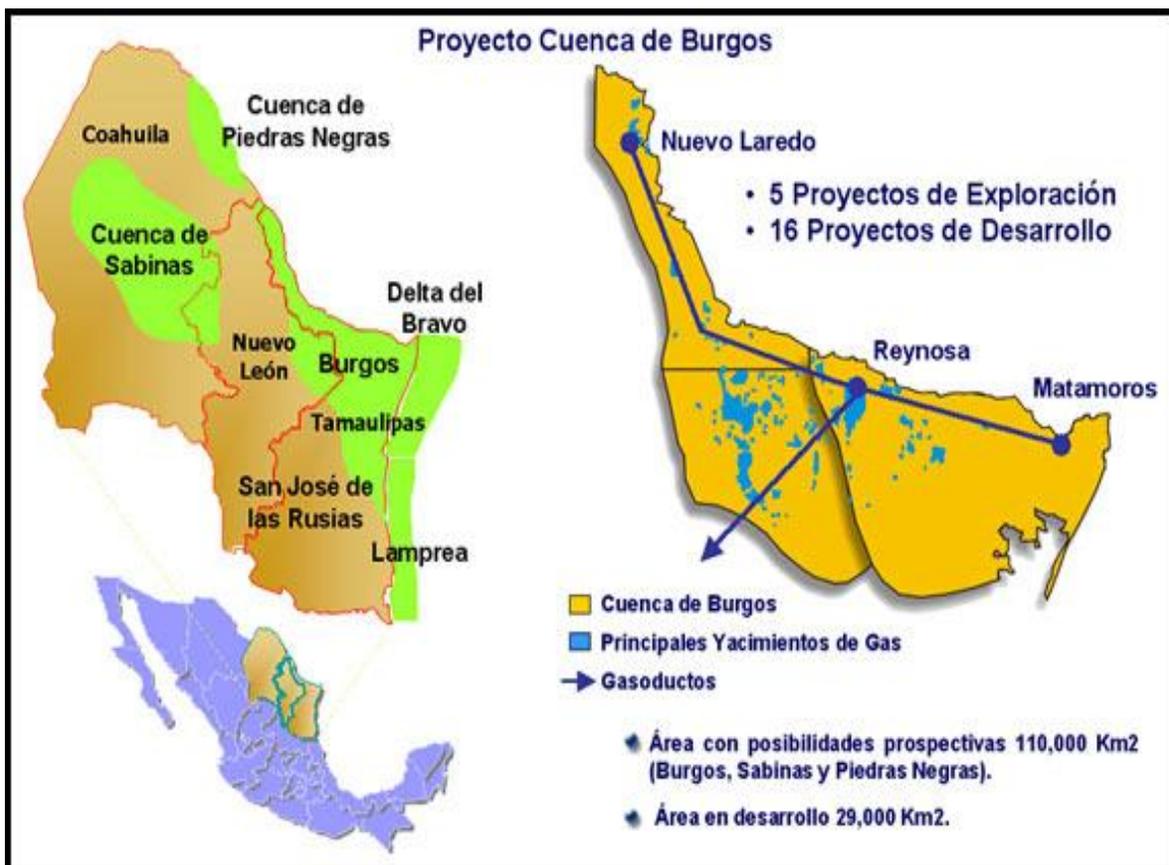


Figura I.1. Localización de la Cuenca de Burgos

La Cuenca de Burgos es una región geológica en donde se ha depositado un prisma sedimentarios con rocas del Jurásico, Cretácico y Cenozoico con más de 8000 m. de espesor. El basamento de esta cuenca ha sido explorado en sus márgenes oriental y suroccidental por



CAPÍTULO 1 MARCO GEOLÓGICO DE LA CUENCA DE BURGOS

pozos de PEMEX (pozos Benemérito 1, Magvi 1, Chanate 1, Linares 1 y Vaquerias 1; figura 1.3) y está formado por esquistos y rocas plutónicas. El origen de la Cuenca de Burgos se encuentra relacionado con la apertura del Golfo de México durante el Jurásico Medio. Su evolución estratigráfica inició con el depósito de capas continentales acumuladas en bajos estructurales, asociadas a fosas y pilares en una cuenca de tipo *rift*.

En la Cuenca de Burgos, durante el Cenozoico, se depositaron potentes espesores de lutita y arenisca, en ciclos de secuencias separadas por discordancias o concordancias correlativas, en su mayoría posiblemente relacionadas con cambios del nivel del mar. La formación Midway es una facies de ambiente profundo, en su cima tiene depósito de arenisca fina, (turbiditas) intercaladas entre pelitas. La formación Wilcox y la Formación Queen City son complejos de delta progradantes, mientras que la formación Reklaw (parte superior) y la Formación Yegua (miembro medio) son facies de cuña progradante, limitadas en su base por prominentes discordancias regionales. Estas cuñas denotan denudación intensa originada posiblemente por pulsos de inestabilidad tectónica. La formación Weches representa un depósito de planicie deltaica, mientras que las formaciones Cook Mountain y Yegua (miembro inferior), en conjunto, corresponden con un ciclo inicial transgresivo y final regresivo. La Formación Jackson es del Eoceno Tardío, consiste de una terna litológica compuesta en su base por predominio pelítico, que denota un ciclo de inundación; la parte media es un cuerpo arenoso progradante y su parte superior presenta lutitas de un tracto indefinido. La formación Vicksburg es del Oligoceno, contiene tobas intercaladas entre cuerpos de lutita y arenisca que denotan ciclos transgresivos y progradantes. Su cima está cortada por una discordancia regional prominente, la cual corresponde con un límite de secuencia mayor que subyace a los depósitos del sistema sedimentario Frío Continental y Frío Marino. El Mioceno y Plioceno están representados por varias unidades estratigráficas que corresponden a ciclos de lutita y arenisca que progradan al oriente, con incremento de espesor en su actual margen continental y extensión en su plataforma marina. En estos depósitos se distinguen varios límites de secuencias que tienen correlación en el Golfo de México. Ver figura I.2.



CAPÍTULO 1 MARCO GEOLÓGICO DE LA CUENCA DE BURGOS

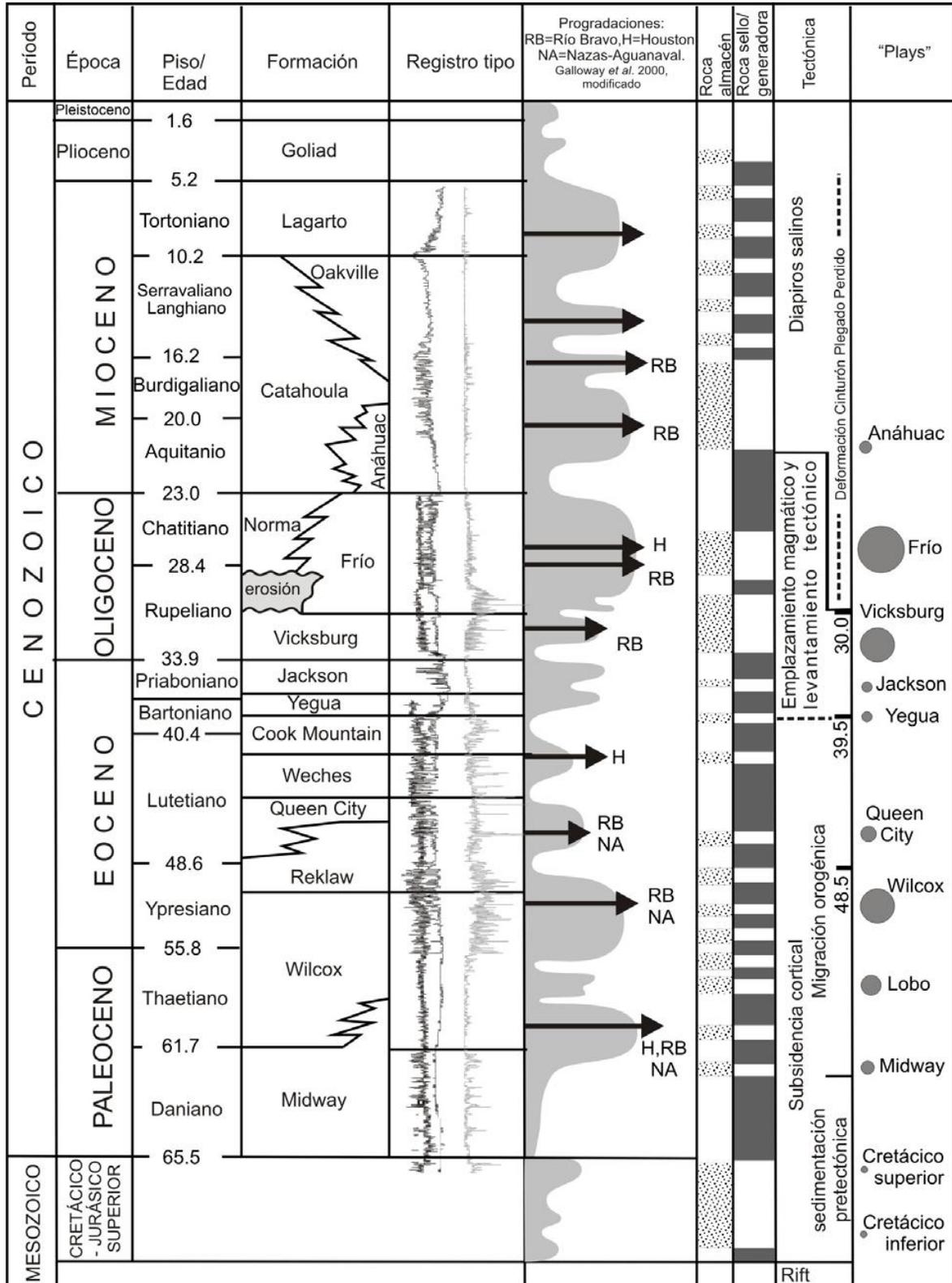


Figura I.2. Columna estratigráfica de las formaciones de la Cuenca de Burgos



CAPÍTULO 1 MARCO GEOLÓGICO DE LA CUENCA DE BURGOS

La división de franjas sedimentarias en esta cuenca no solamente refleja la disposición de cinturones de afloramientos en un homoclinal; las rocas de estas franjas, que afloran o están sepultadas en el subsuelo, implícitamente indican, de occidente a oriente, una continua regresión, variaciones de ambiente somero a profundo con su consecuente variación de contenido de materia orgánica y evolución térmica por sepultamiento. Estos factores controlan, entre otros, la generación de hidrocarburos.

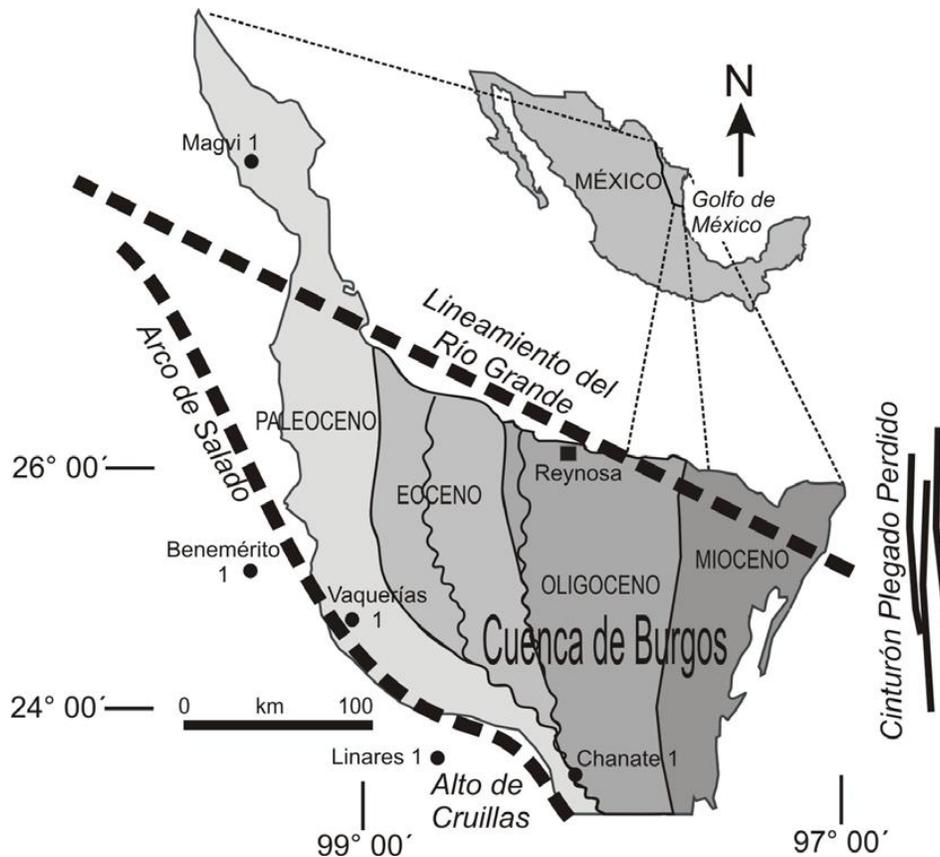


Figura I.3. Franjas de afloramientos sedimentarios en la Cuenca de Burgos

1.1. Producción y Recursos Petroleros

En la Cuenca de Burgos la producción mayor proviene de rocas del Cenozoico. De acuerdo a la clasificación de la American Association of Petroleum Geologist respecto al tamaño de las reservas de gas, en los campos de la Cuenca de Burgos (considerando como parámetro el volumen de producción acumulada) se descubrieron un campo supergigante, 4 subgigantes,



CAPÍTULO 1 MARCO GEOLÓGICO DE LA CUENCA DE BURGOS

9 grandes, 5 medianos, 11 pequeños y más de 90 campos insignificantes con reservas menores a $50 \times 10^9 \text{ ft}^3$ de gas. Los plays gasíferos, en orden de importancia, están en las unidades Frío, Vicksburg, Wilcox, Queen City, Jackson, Yegua y Midway clasificados como trampas estructurales o combinados como trampa estructural-estratigráfica.

Para 1970 la cuenca alcanzó a producir 650 mmpcdg, sin embargo para fines de 1993 la producción declinó a menos de 200 mmpcdg. A partir de 1994 se iniciaron los estudios del proyecto integral Cuenca de Burgos, con el fin de evaluar el potencial remanente de gas natural no asociado. Derivado de la inyección de recursos económicos, en abril de 1999 se alcanzó la meta de producción de 1000 mmpcdg. Ver figura I.1.1.

La Cuenca de Burgos había producido más de 5 trillones (5×10^{12}) de pies cúbicos de gas y aceite equivalente en más de 50 años de exploración y explotación de sus campos (1947 a 1997). Desde la reactivación de actividades al año 2008, se han extraído adicionalmente más de $3.5 \times 10^{12} \text{ ft}^3$ de gas, para hacer un total de más de $8.5 \times 10^{12} \text{ ft}^3$ de gas.

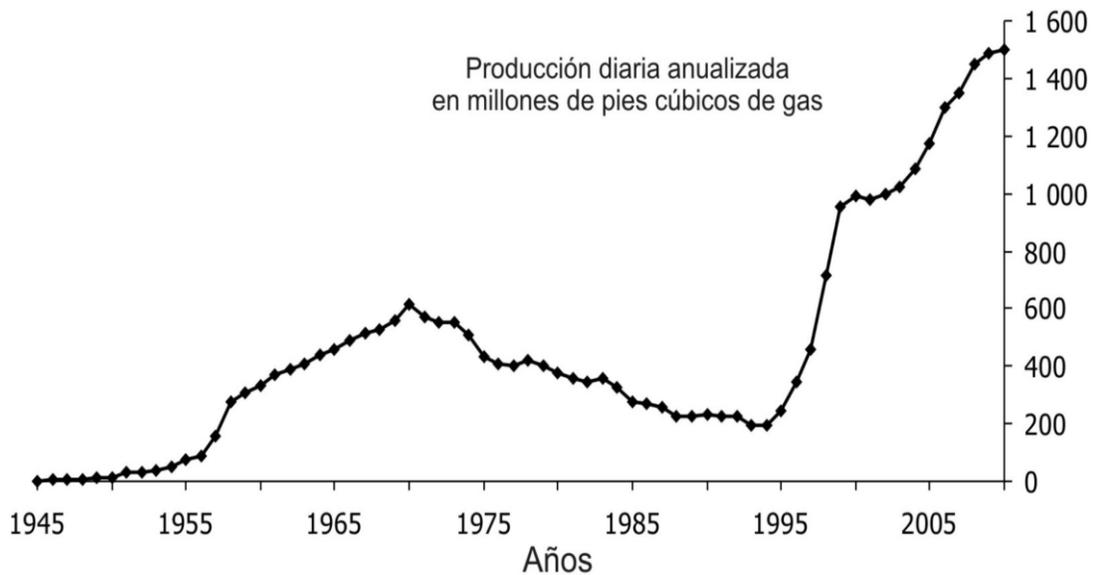


Figura I.2.1. Producción diaria anualizada de gas no asociado en la Cuenca de Burgos

Para el año 2004 se estimó que en toda la historia de exploración y explotación de la Cuenca de Burgos se habían perforado 4843 pozos, de éstos, 1750 fueron productores, lo que muestra un éxito de perforación de 36%.

En abril de 2008 la producción de gas asociado y no asociado en México llegó a 6058 mmpcdg. Las cuencas de Veracruz y de Burgos juntas producen más del 30% (2300 mmpcdg) del gas que requiere el país.



CAPÍTULO 1 MARCO GEOLÓGICO DE LA CUENCA DE BURGOS

Los campos más grandes de la Cuenca de Burgos se descubrieron en la etapa inicial de exploración, campos cada vez más pequeños serán las oportunidades a descubrir en el área terrestre, sin embargo, las rocas del Mesozoico, asociadas a fracturas, son buenas rocas almacén y producen gas y aceite en las Cuencas de Tampico-Misantla y Sabinas. La producción en rocas naturalmente fracturadas tiene la propiedad de poseer alta permeabilidad de fluidos, esta característica permite predecir que las rocas del Mesozoico en la Cuenca de Burgos, pueden ser un blanco de alto riesgo exploratorio, pero promisorio, como así lo demuestran varios sondeos (pozos San Javier 1, Cadena 1A, Morralito 1, Malinche 1, calandria 1, arena P28 en campos Corindón-Pandura, etc., Echánove, 1986). La siguiente frontera será descubrir campos petroleros en la plataforma y aguas profundas, en la extensión marina de la Cuenca de Burgos (Pemex, 2008).

I.2. Infraestructura

La infraestructura existente se integra por 169 estaciones de recolección instaladas, dos plantas deshidratadoras en operación en Culebra Norte y una en Culebra Sur, para transportar el gas se tienen 14 estaciones de compresión, la medición del gas se realiza en la estación de medición del km 19 de la carretera federal Reynosa-Monterrey.

La red de ductos de recolección y transporte a través de la cual se maneja el total de la producción de gas del proyecto Burgos consta de 228 gasoductos con una longitud de 2 mil 37 kilómetros y se cuenta con 3 mil 791 líneas de descarga que cubren una longitud total de 9 mil 621 kilómetros, además de 281 kilómetros de gasolinoductos.



CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO

II.1. Disparos

La terminación de un pozo petrolero es la culminación del trabajo en conjunto de varias disciplinas; los geólogos, geofísicos y petrofísicos analizan las formaciones y seleccionan los objetivos de perforación. Los ingenieros posicionan el pozo, bajan la tubería de revestimiento y luego la cementan en su lugar. Los petrofísicos interpretan los registros de pozos e identifican las zonas productoras. Todos estos esfuerzos conducen a un momento decisivo, la operación de disparos, la cual consiste en perforar la tubería de revestimiento de explotación, el cemento y la formación productora para comunicar el yacimiento con el pozo.

Las cargas para perforar la tubería dependen de los explosivos que se utilizan para generar la energía necesaria y obtener una penetración efectiva de la tubería de revestimiento, cemento y formación, de esto se concluye que el desempeño de la carga es función directa del explosivo. Los explosivos de acuerdo a su velocidad de reacción se clasifican en altos y bajos como lo muestra la tabla II.1.1.

Explosivos Bajos	Explosivos Altos
No detonan, se queman	Detonan
Velocidad de reacción de 300 a 1500 [m/seg]	Velocidad de reacción mayor a 1500 [m/seg]
Sensibles al calor (iniciados por flama o chispa)	Iniciados por calor o percusión

Tabla II.1.1. Clasificación de los explosivos

II.1.1. Sensitividad

La sensitividad es una medida de la energía mínima, presión o potencia requerida para iniciar un explosivo y nos refleja la facilidad con la que puede iniciarse.

Sensitividad al impacto. Es la altura mínima de la cual puede dejarse caer un peso sobre el explosivo para que detone.



Sensibilidad a la chispa. Es la cantidad de energía que debe tener una chispa para detonar un explosivo.

II.1.2. Factores que afectan los resultados de los disparos con pistolas

Los principales factores que afectan la productividad del pozo son:

- a) Factores geométricos del disparo.
- b) Presión diferencial al momento del disparo.
- c) Tipo de pistolas y cargas.
- d) Daño generado por el disparo.
- e) Daño causado por el fluido de la perforación.
- f) Daño causado por el fluido de la terminación.

II.1.2.A. Factores geométricos del disparo

La geometría de los agujeros hechos por las cargas explosivas en la formación influye en la relación de productividad del pozo y está definida por los factores geométricos. (Figura II.1.2.A.1.) Estos determinan la eficiencia de flujo en un pozo disparado y son:

- Penetración.
- Densidad de cargas por metro.
- Fase angular entre perforaciones.
- Diámetro del agujero (del disparo).

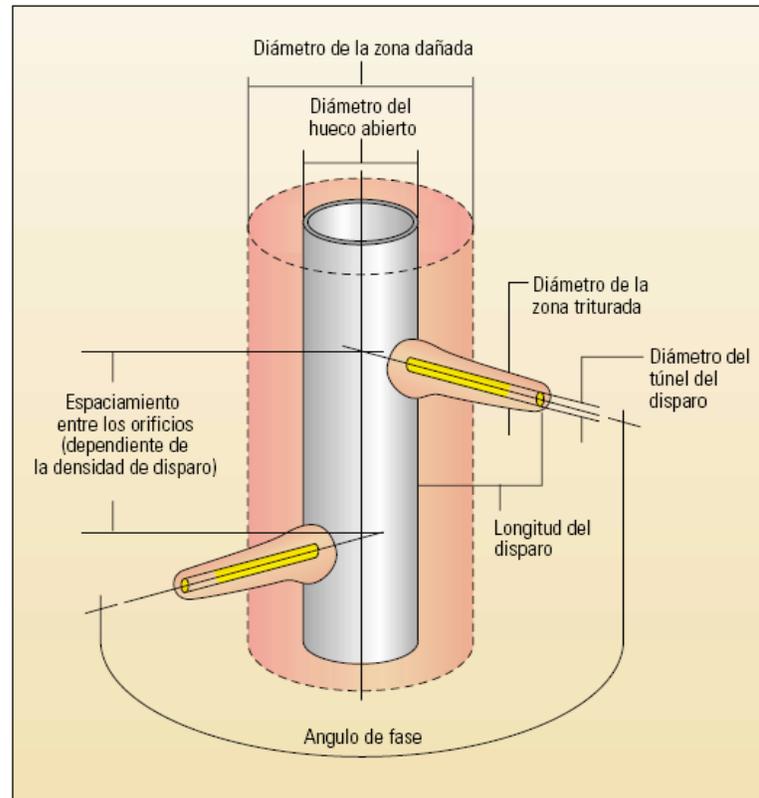


Figura II.1.2.A.1. Factores geométricos del sistema de disparos

Las terminaciones de pozos presentan diferentes requerimientos con respecto a los disparos. Después del disparo, algunos pozos producen naturalmente grandes volúmenes y no necesitan estimulación ni manejo de la arena durante la terminación. Estas terminaciones naturales están asociadas con areniscas permeables, de alta porosidad y gran resistencia y con carbonatos con poco daño de la formación y una adecuada conductividad de la matriz, la longitud y densidad de los disparos constituyen los parámetros predominantes que dictaminan la productividad en estas aplicaciones. Los disparos deben atravesar el daño inducido por la perforación y la invasión de los fluidos.

La densidad del disparo y la orientación o fase también desempeñan roles importantes. El aumento de la densidad de disparo reduce el daño provocado por los disparos y los pozos producen a presiones más altas. Si las formaciones son laminadas o tienen un alto grado de anisotropía es necesario que la densidad del disparo sea elevada.

La fase angular entre perforaciones sucesivas es un factor importante. La figura II.1.2.A.2. muestra una reducción de un 10-12 % en la relación de productividad para sistemas de 0° y 90° con una misma penetración.

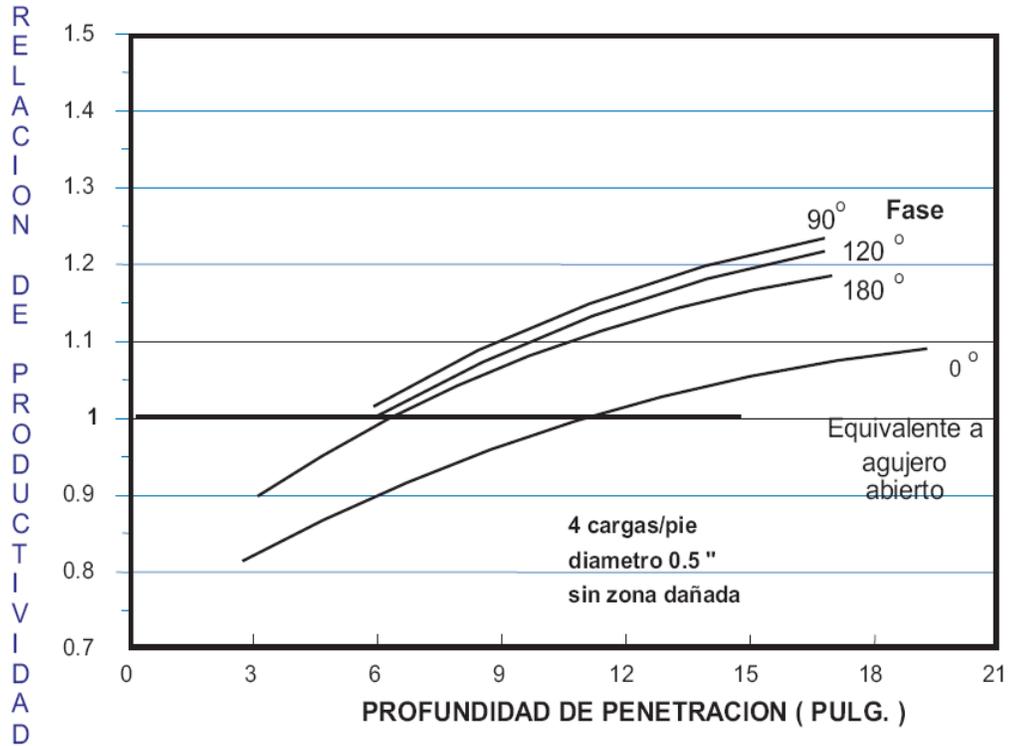


Figura II.1.2.A.2. Efecto de la penetración y densidad en la relación de productividad

Las características de la formación y los objetivos de la terminación determinan la jerarquía de los factores geométricos del sistema de disparo. Las condiciones del pozo, por otro lado, determinan usualmente el tamaño y tipo de pistola que pueden usarse y pueden afectar también el éxito de la operación de disparo.



Las siguientes tablas muestran un resumen de la jerarquización de los factores geométricos.

Objetivos de la Terminación				
Parámetro	Control de Arena No-Consolidada.	Natural Consolidada	Estimulada Consolidada	Remedio al Daño
Densidad de Tiros efectiva	2	1 o 2	2	2
Diámetro de la Perforación	1	3 o 4	3	4
Fase de la Perforación	3	3 o 4	1	3
Longitud de la Perforación	4	1 o 2	4	1

Tabla II.1.2.A.1. Importancia relativa de los 4 factores geométricos principales de un sistema de disparos

Parámetro	Permeabilidad Isótropa	Permeabilidad Anisótropa	Laminaciones de Arcilla	Fractura Natural	Daño al Pozo
Densidad efectiva disparo	2	1	1	3	2
Diámetro de la perforación	4	3	4	4	4
Fase de la perforación	3	4	3	2	3
Longitud de la perforación	1	2	2	1	1

Tabla II.1.2.A.2. Objetivos de la terminación para formaciones naturales consolidadas

Los objetivos de la terminación determinan la jerarquía de los factores geométricos del sistema de disparos, por ejemplo, en un fracturamiento hidráulico si se usa una fase 90 en lugar de una fase 0, es más probable que los agujeros se alinien con la orientación de las fracturas naturales, proporcionando una trayectoria más directa para que el fluido de fracturamiento entre en la formación. El orden de importancia para este tipo de terminación es:

1. Fase.
2. Densidad de cargas.
3. Diámetro del agujero.
4. Penetración.



En el caso de que se tenga una formación naturalmente fracturada, lo que se buscará es un sistema que aumente la probabilidad de interceptar dichas fracturas, por lo que el orden de los factores cambia de la siguiente manera:

1. Penetración.
2. Fase.
3. Densidad de las cargas.
4. Diámetro del agujero.

II.1.2.B. Presión diferencial al momento del disparo

Anteriormente, los disparos se realizaban con lodos o fluidos de alta densidad en condiciones de presión balanceada o sobrepresión. Hoy en día, es más común utilizar el bajo balance para minimizar o eliminar el daño causado por los disparos. Los términos bajo balance (o presión inversa), balance, sobre balance o sobre balance extremo se refieren a las diferencias de presión entre la presión hidrostática y la presión del yacimiento antes de disparar. Existe un bajo balance cuando la presión hidrostática dentro del pozo es menor que la presión de formación, en cambio, cuando ambas presiones son equivalentes se describe como condiciones de presión balanceada. El sobre balance ocurre cuando la presión hidrostática dentro del pozo es mayor a la presión del yacimiento. Sobre balance extremo significa que la presión hidrostática dentro del pozo excede en gran medida a la resistencia de la roca, lo cual produce la iniciación de una fractura o el quiebre de la formación. Tanto el sobre balance extremo como el fracturamiento hidráulico tratan de puntar el daño.

El potencial de los disparos en condiciones de bajo balance fue reconocido en la década de los 60's. En los pozos perforados con condiciones de bajo balance se notaba una tendencia al incremento de la producción. En la década de los 70's y principios de los 80's, los investigadores reconocieron que la eficiencia del flujo en las terminaciones con disparos aumentaba cuando se utilizaban presiones con mayor bajo balance. A partir de entonces se han investigado diversos aspectos de los disparos utilizando datos obtenidos en el campo y el laboratorio, los cuales refuerzan constantemente las ventajas derivadas de un flujo inicial para erosionar las zonas trituradas por los disparos y arrastrar los detritos resultantes.

El diferencial de presión necesario para crear orificios limpios y efectivos depende de la permeabilidad, la porosidad y la resistencia de la roca además del tipo y el tamaño de la carga. Por ejemplo, las cargas de penetración profunda causan menos daño que las cargas



que producen grandes orificios. Cuando el desbalance se encuentra por debajo del nivel óptimo, el daño de los disparos y la tasa de flujo por disparo resultan variables, y la mayor parte de los datos sugiere que para poder minimizar o eliminar el daño provocado por los disparos, las presiones de desbalance deben ser superiores a las que se utilizan habitualmente en los campos petroleros.

Para determinar la presión bajo balanceada que contrarreste el efecto de daño es importante clasificar a las formaciones en: consolidada o no consolidada. Si la formación es consolidada, el flujo de arena no es problema por lo que es posible disparar con la mayor presión diferencial que pueda ser soportada por el elemento o accesorio del pozo que tenga el menor rango de presión: límite de presión de colapso del casing, presión diferencial en el empacador u otro accesorio. En la siguiente tabla se muestran algunos valores de diferencial de presión más usados dependiendo del tipo de fluido y de la permeabilidad del yacimiento.

FLUIDO PERMEABILIDAD	ACEITE	GAS
	PRESION DIFERENCIAL A FAVOR DE LA FORMACION PSI	
ALTA K > 100 md	200 - 500	1000 - 2000
BAJA K < 100 md	1000 - 2000	2000 - 5000

Tabla II.1.2.B.1. Presión diferencial previa al disparo

Para el caso de las arenas no consolidadas se puede utilizar el siguiente procedimiento:

1. Escoja la $\Delta P_{\text{máx}}$. Presión diferencial máxima en arenas no consolidadas con aceite:

$$\Delta P_{\text{máx}} = 3600 - 20\Delta t \text{ [psi]}$$

$$\Delta P_{\text{máx}} = 2340\rho_b - 4000 \text{ [psi]}$$

Presión diferencial máxima en arenas no consolidadas con gas:

$$\Delta P_{\text{máx}} = 4750 - 25\Delta t \text{ [psi]}$$

$$\Delta P_{\text{máx}} = 2900\rho_b - 4700 \text{ [psi]}$$

2. Escoja la $\Delta P_{\text{mín}}$. Usando la permeabilidad de la formación y el fluido contenido

Arena con aceite: $\Delta P_{\text{min}} = \frac{3500}{K^{0.37}}$



Arena con gas: $\Delta P \text{ min} = \frac{2500}{K^{0.17}}$

3. Determine la presión del punto medio.

$$\Delta P_{med} = \frac{\Delta P_{m\acute{a}x} - \Delta P_{m\acute{i}n}}{2}$$

II.1.2.C. Tipo de pistolas y cargas

Un sistema de disparo consiste de una colección de cargas explosivas, cordón detonante, estopín y portacargas. Esta es una cadena explosiva que contiene una serie de componentes de tamaño y sensibilidad diferente.

Estopín.- Es el que inicia la detonación cuando se le envía corriente eléctrica desde la superficie.

Cordón explosivo.- Proporciona la energía necesaria para detonar las cargas.

Carga moldeada revestida.- Es el componente más importante de una pistola, esta utiliza un explosivo alto secundario para impulsar un chorro (jet) de partículas metálicas a alta velocidad que penetran la T.R., el cemento y la formación.

Los disparos se efectúan en menos de un segundo por medio de cargas huecas que utilizan un efecto de cavidad explosiva, basada en la tecnología de las armas militares con un revestimiento de partículas metálicas prensadas (liner) para aumentar la penetración. Las cargas consisten de un explosivo de alta sensibilidad y pureza (primer), un casco, un liner cónico y altamente explosivo conectado con una cuerda de disparo. Ver figura II.1.2.C.1.

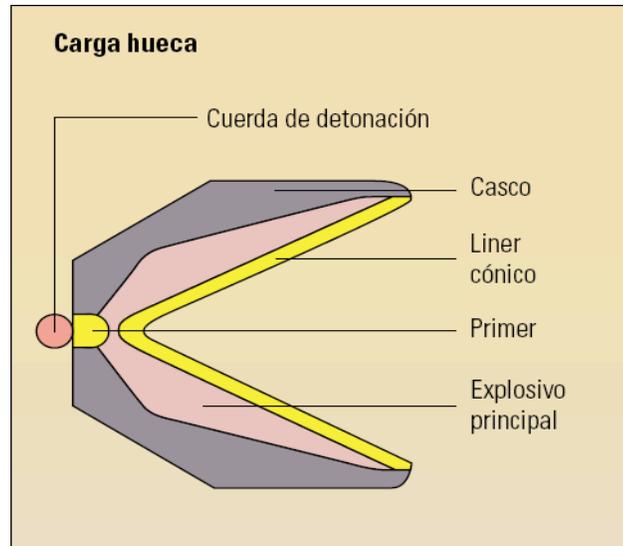


Figura II.1.2.C.1. Componentes de las cargas

Casco: Aloja a los otros componentes y debe ser resistente a la temperatura y abrasión. Los materiales comunes que se usan para las cubiertas incluyen el acero maquinado, acero forjado en frío, aluminio fundido al troquel y cerámica.

Liner: Provee de la masa necesaria para que el jet penetre en la T.R., cemento y formación. Las presiones ejercidas sobre el revestimiento cuando detona el explosivo provocan que este se colapse y forme un chorro o jet. La forma, grosor y composición del revestimiento influyen grandemente en la longitud, diámetro y efectividad de la perforación.

Explosivo principal: Provee de la energía necesaria para producir el jet. La masa, distribución y velocidad de detonación del explosivo principal afectan grandemente el desempeño de la carga.

Iniciador o primer: Está compuesto de una pequeña cantidad de explosivo más sensitivo que el explosivo principal. El iniciador se conoce también como carga de transferencia ya que su propósito primario es transferir el choque del cordón detonante al explosivo principal. La onda de choque en el cordón genera una onda de choque en el iniciador que a su vez detona el explosivo principal.

Cada componente debe estar fabricado con tolerancias exactas. Una cuerda de disparo activa el detonador y el explosivo principal. El liner colapsa y se forma un chorro de alta velocidad de partículas de metal fluidizado que es impulsado a lo largo del eje de la carga. Este chorro de gran potencia consta de una punta más rápida y una cola más lenta. La punta viaja a aproximadamente 7 [km/seg] mientras que la cola se mueve más lentamente, a menos de 1 [km/seg]. Este gradiente de velocidad hace que el chorro se alargue de manera



CAPÍTULO 2 MARCO TEÓRICO

que atraviese el revestidor, el cemento y la formación. (Figura II.1.2.C.2.) Los chorros de las cargas erosionan hasta que consumen toda su energía al alcanzar el extremo del túnel del disparo. Los chorros actúan como varillas de alta velocidad y con un alto poder de expansión. En lugar de recurrir al estallido, la combustión, la perforación o el desgaste con abrasivos, la penetración se logra mediante una presión de impacto sumamente elevada; 20 [GPa] sobre el revestidor y 2 [GPa] sobre las formaciones. Estas enormes presiones de impacto hacen que el acero, el cemento, la roca y los fluidos del poro fluyan en forma plástica hacia afuera. El rebote elástico daña la roca, deja granos de la formación pulverizados y residuos en los túneles de los orificios recientemente creados.

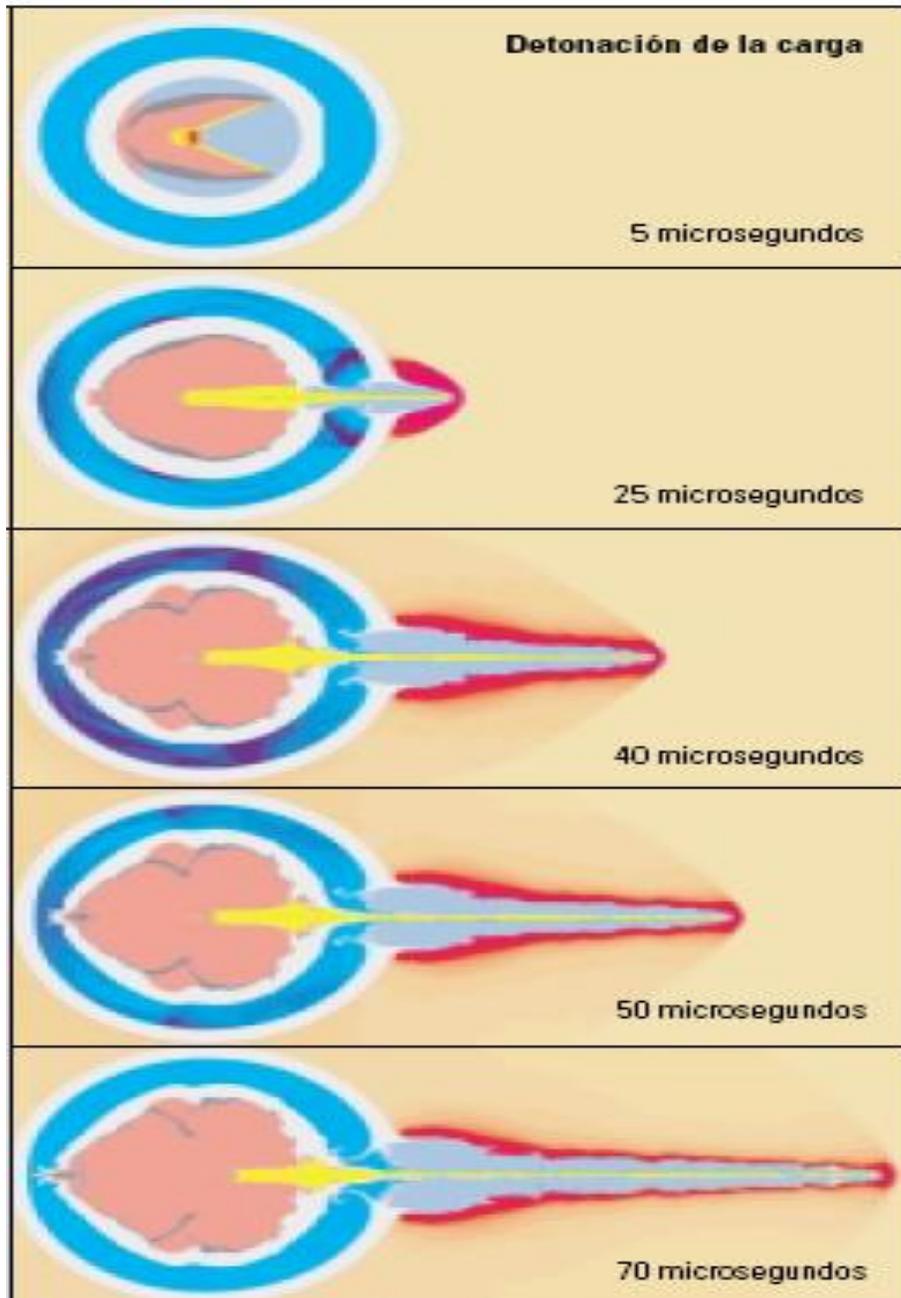


Figura II.1.2.C.2. Proceso de detonación de una carga

Las cargas huecas están colocadas en cañones y se bajan hacia el fondo del pozo hasta alcanzar la profundidad correcta por medio de cables de acero, líneas de arrastre, tuberías de producción, sargas de perforación y tubería flexible. Existen dos categorías de pistolas: desechables y semi desechables y los sistemas recuperables entubados. (Figura II.1.2.C.3.)

Las pistolas del primer grupo, se utilizan en operaciones realizadas a través de las tuberías de producción y se bajan con cable de acero eléctricos y línea de arrastre. En este tipo de



pistolas, las cargas están expuestas a las condiciones del pozo y se deben encapsular en contenedores separados y resistentes a la presión. Una vez efectuado el disparo, los residuos de estas pistolas descartables quedan en el pozo.

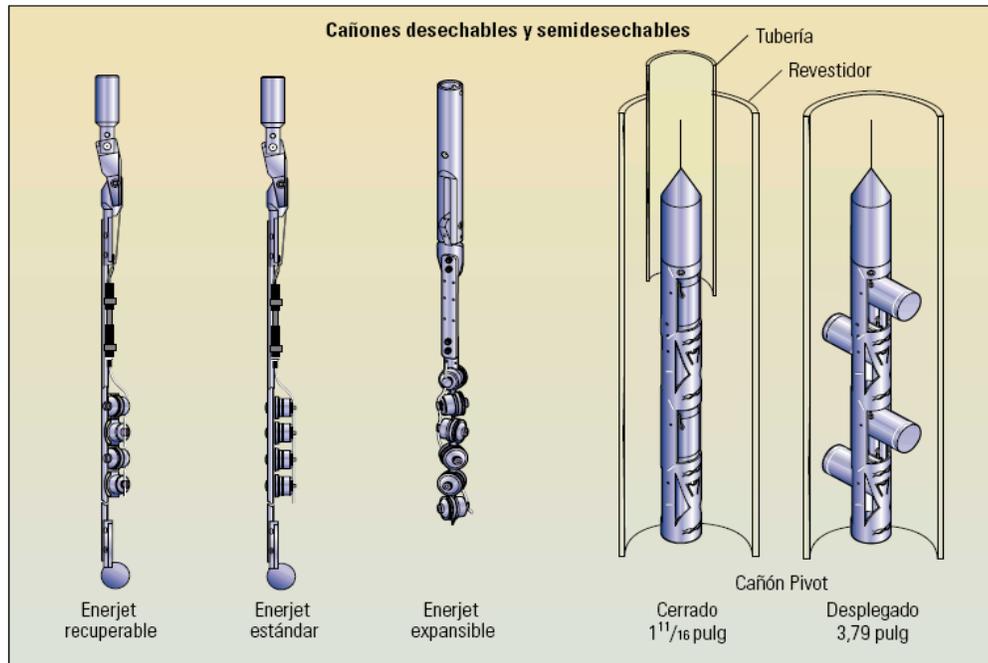


Figura II.1.2.C.3. Tipos de pistolas

Los sistemas recuperables entubados (figura II.1.2.C.4.) son bajados con cable de acero o líneas de arrastre, tuberías de producción o sartas de perforación operadas por equipos de perforación y reparación o unidades para entubar contra presión, o bien por tubería flexible con o sin línea eléctrica. En estos cañones, las cargas y la mayor parte de los detritos se encuentran contenidas dentro de transportadores huecos de acero que son recuperados o liberados y abandonados en el fondo una vez terminada la operación.

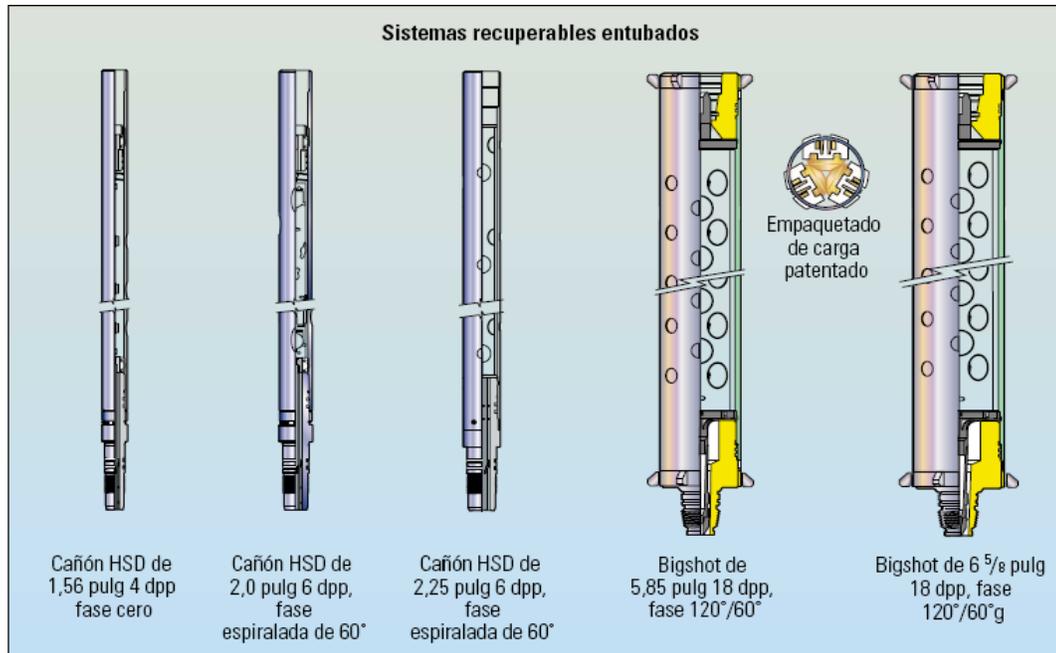


Figura II.1.2.C.4. Sistemas recuperables entubados

II.1.2.D. Daño generado por el disparo

Un efecto secundario, y poco conveniente del disparo, es el daño adicional que se traduce en una zona de baja permeabilidad alrededor de los disparos. El daño puede comprender tres elementos: una zona triturada, la migración de partículas finas de la formación y la presencia de detritos dentro de los túneles de los disparos. Las presiones de la onda de vibración desde la cara de la roca hasta el extremo de los disparos fragmentan la roca adyacente y los granos de la matriz de la fractura, lo cual daña la permeabilidad in situ especialmente al reducir el tamaño de los espacios de los poros. (Figura II.1.2.D.1.) El alcance del daño provocado por el disparo depende de la litología, la resistencia de la roca, la porosidad, la compresibilidad del fluido alojado en los poros, el contenido de arcilla, el tamaño del grano de la formación y el diseño de las cargas. La investigación junto con la simulación numérica permite una mejor comprensión del daño de la permeabilidad en los pozos con disparos, lo cual puede servir para mejorar los diseños de las terminaciones.

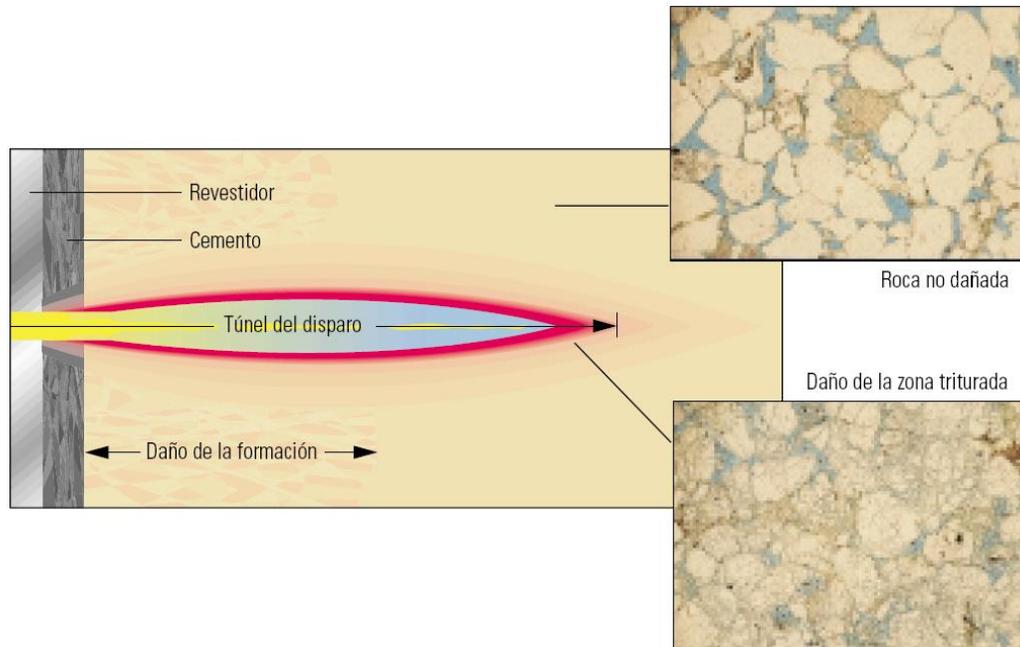


Figura II.1.2.D.1. Daño provocado por los disparos

II.1.2.E. Daño causado por el fluido de la perforación

Durante las operaciones de perforación, la roca se afloja por el impacto de la barrena y por la energía hidráulica del fluido de perforación. El lodo de perforación transporta los escombros de las rocas a la superficie. Incluso antes de que el lodo remueva los escombros de perforación, la formación ha estado expuesta a la presencia de sólidos, líquidos y químicos en solución que a veces dañan la roca yacimiento reduciendo la permeabilidad en la región vecina al pozo. Esta reducción se conoce a menudo como daño de la formación y es uno de los componentes del daño mecánico.

II.1.2.F. Daño causado por el fluido de la terminación

Durante las operaciones de disparos, un chorro de alta energía proveniente de una carga hueca explosiva se proyecta a través de la tubería de revestimiento, el cemento y la formación, creando un trayecto conductivo dentro de la roca yacimiento. Inmediatamente después de la detonación de las pistolas, el fluido del pozo llena los túneles dejados por los



CAPÍTULO 2 MARCO TEÓRICO

disparos. Como sucede con la perforación, este contacto inicial entre el fluido del pozo y la formación puede reducir adicionalmente la permeabilidad y la eficiencia de los disparos. Esto ocurre particularmente en las operaciones de disparos en condiciones de sobre balance, en las que la presión hidrostática del pozo es mayor que la presión de la formación. Un fluido para las operaciones de disparos correctamente diseñado puede ayudar a evitar este daño y mejorar sustancialmente la productividad de los pozos.

El daño del pozo, las perforaciones de las cargas, penetración parcial y la desviación provocan un cambio en la geometría radial del flujo que afecta la productividad del pozo. El efecto combinado de estos factores se denomina “efecto pelicular” y genera una caída de presión que afecta la productividad del yacimiento.



II.2. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El fracturamiento hidráulico fue empleado para mejorar la producción de los pozos marginales en Kansas en 1940. Siguiendo un desarrollo de la práctica a mediados de los años 1950 y una ola considerable a mediados de los años 1980, el fracturamiento hidráulico masivo (MHF) por sus siglas en inglés, creció para volverse una técnica dominante en la terminación de pozos, principalmente para los yacimientos de permeabilidad baja. En América del Norte alrededor del año 1993, 40% de nuevos pozos de aceite y 70% de pozos de gas en los Estados Unidos eran tratados con fracturamiento hidráulico.

Un fracturamiento con apuntalante consiste esencialmente en el rompimiento de la formación mediante un fluido a un gasto mayor al que puede admitir la roca. La inyección continua de dicho fluido permite ampliar y extender la fractura, cuando se alcanza una amplitud tal, se le agrega un material sólido al fluido cuya finalidad es prevenir el cierre de la fractura generada y establecer un conducto altamente permeable al término de la operación. El fluido empleado recibe el nombre de fluido fracturante y el sólido es conocido como agente apuntalante o sustentante.

La finalidad de llevar a cabo un fracturamiento hidráulico es establecer o restablecer las condiciones de flujo tales que se facilite la afluencia de fluidos del pozo a la formación o viceversa.

Existen diferentes aplicaciones para los fracturamientos hidráulicos, algunas de estas son:

- a) Incrementar la producción de aceite y/o gas en formaciones de baja permeabilidad
- b) Incrementar la producción de aceite y/o gas en pozos con daño considerado
- c) Conectar las fracturas naturales de la formación para mejorar la conductividad de los fluidos
- d) Reducir las caídas de presión en la vecindad del pozo para minimizar la producción de arena
- e) Reducir las caídas de presión en la vecindad del pozo para minimizar problemas de depositación de parafinas y/o asfáltenos
- f) Incrementar el área de drene ó la cantidad de formación que está en contacto con el fondo del pozo
- g) Conectar la extensión vertical de un yacimiento con la sección inclinada de un pozo horizontal.



Obviamente podrían existir otros usos para un fracturamiento hidráulico, pero la mayoría de los tratamientos están colocados dentro de estos siete puntos.

El equipo utilizado en un proceso de fracturamiento hidráulico es como el que se muestra en la figura II.2.1.

Se utilizan unidades especiales de bombeo y mezcla para bombear el fluido a una presión mayor a la presión de admisión de la roca para que éste pueda propagar la fractura. Comúnmente un fracturamiento hidráulico consta de tres etapas.

- La primera etapa es la inyección del colchón, el cual es un fluido fracturante que no contiene apuntalante. El objetivo de esta etapa es el de iniciar y propagar la fractura.
- La segunda etapa consiste en la inyección de la lechada con apuntalante dentro de la fractura, la concentración de la lechada se incrementa mientras el bombeo continua hasta alcanzar un valor predeterminado de sólidos al final del tratamiento. El objetivo de esta etapa es el de apuntalar la fractura abierta.
- La tercera etapa consiste en el retorno del fluido fracturante para limpiar la fractura.

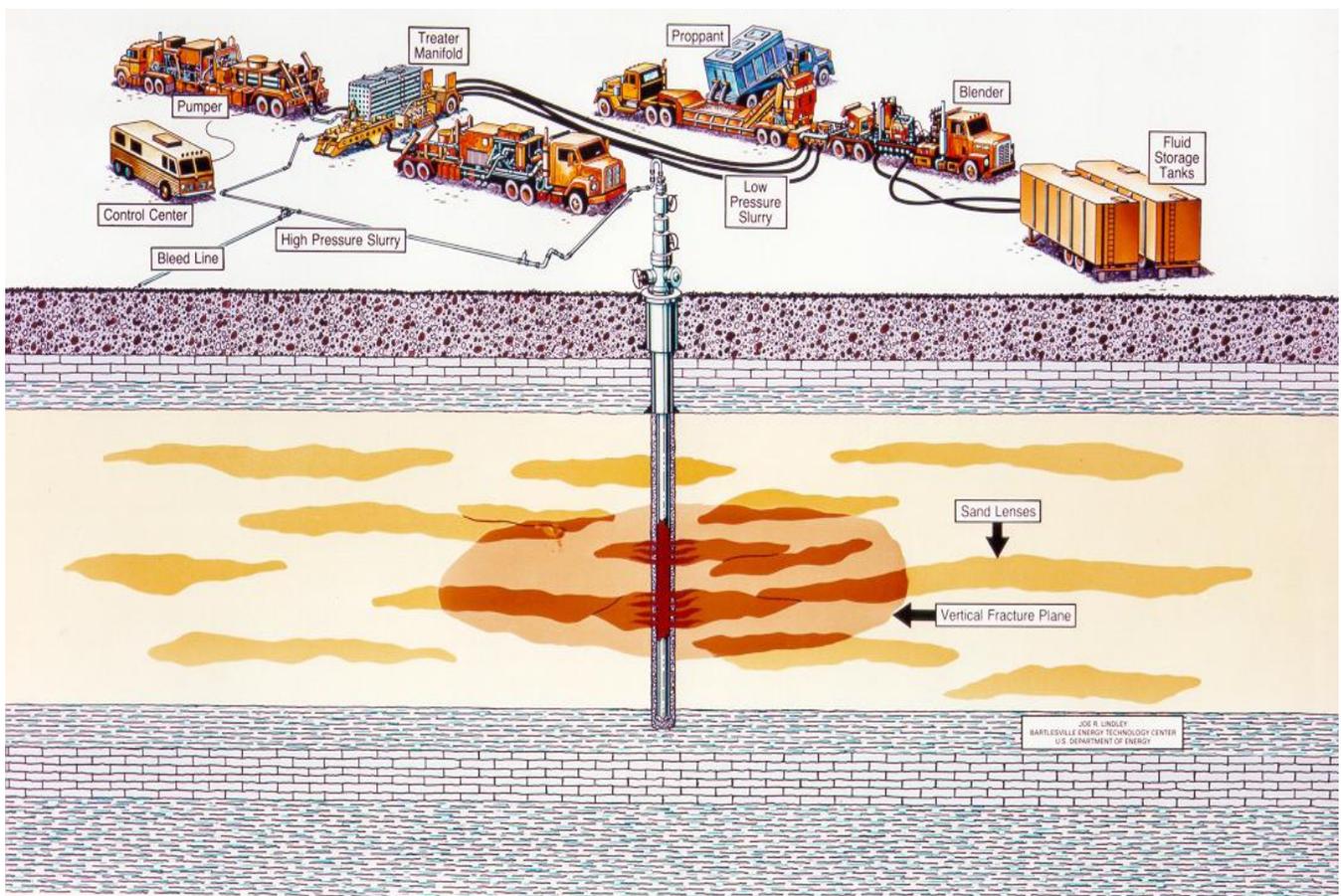


Figura II.2.1. Equipo utilizado en un fracturamiento hidráulico



Para comprender el concepto de fracturamiento hidráulico, se entiende que todos los materiales se deforman al ser sometidos a algún esfuerzo. Un material es elástico si recupera su forma original al retirar el esfuerzo deformante. Las rocas generalmente entran en la clasificación de materiales elásticos.

Las propiedades elásticas afectan el crecimiento de la fractura y son determinadas analizando los registros eléctricos y pruebas en núcleos.

La rama de la mecánica que estudia las respuestas de los campos de fuerzas en los ambientes físicos es la mecánica de las rocas y se encarga del comportamiento mecánico de la roca. En fracturamientos hidráulicos, la mecánica de las rocas es importante en la determinación de las propiedades mecánicas y el estado del esfuerzo in-situ del yacimiento, el cálculo del comportamiento de deformación y falla causado por el tratamiento y la determinación de la geometría final de la fractura.

Por lo general, las propiedades mecánicas que conciernen al diseño de tratamiento y análisis son:

- Propiedades elásticas, tales como el Modulo de Young y la Relación de Poisson.
- Propiedades de resistencia, tales como dureza y tensión de la roca y el esfuerzo compresivo.
- Parámetros poro elásticos, describen la compresibilidad de la roca matriz comparada con la compresibilidad del volumen total de la roca bajo condiciones de flujo específicas ó migración

II.2.1. Esfuerzo [σ]

Esfuerzo es la intensidad de las fuerzas distribuidas a través de una sección dada. El esfuerzo en un elemento con área transversal A sometido a una fuerza axial F (figura II.2.1.1) se obtiene, por lo tanto, al dividir la magnitud F de la carga entre el área A. Regularmente se emplea un signo positivo para indicar un esfuerzo de tensión (el elemento a tensión) y un signo negativo para indicar un esfuerzo compresivo (el elemento a compresión).

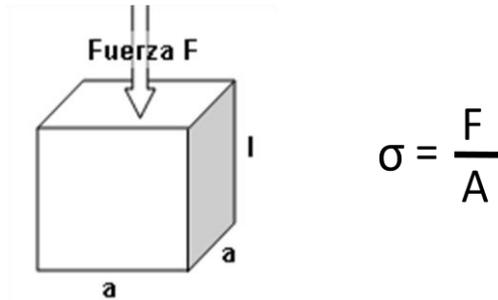


Figura II.2.1.1

Los esfuerzos no solo controlan o influyen en la mayoría de los aspectos de un fracturamiento hidráulico, también influyen en los valores de las propiedades del yacimiento y las propiedades mecánicas de la roca. Por ejemplo, si se incrementa el esfuerzo de confinamiento, generalmente resultara en un incremento de la resistencia, en una disminución de la permeabilidad y la porosidad y en una mezcla de resultados para el Modulo de Young y la Relación de Poisson.

Las formaciones debajo de la tierra se encuentran confinadas y sujetas a esfuerzos. La figura II.2.1.2 ilustra el estado local de esfuerzos a una profundidad para un elemento de formación. El esfuerzo puede ser dividido en 3 principales esfuerzos. En la figura σ_v es el esfuerzo de sobrecarga o vertical, σ_H es el máximo esfuerzo horizontal y σ_h es el esfuerzo mínimo horizontal donde $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$. Esta es una configuración típica para yacimientos. Sin embargo, dependiendo de las condiciones geológicas, el esfuerzo vertical podría ser el esfuerzo intermedio ó el mínimo esfuerzo. Estos esfuerzos son normalmente compresivos y varían en magnitud en todo el yacimiento, particularmente en dirección vertical (de estrato a estrato). La magnitud y dirección del esfuerzo principal son importantes porque controlan la presión requerida para crear y propagar una fractura, el perfil y extensión vertical de la fractura, la dirección de la fractura y el esfuerzo dirigido a triturar y/o atrapar el agente apuntalante durante la producción.

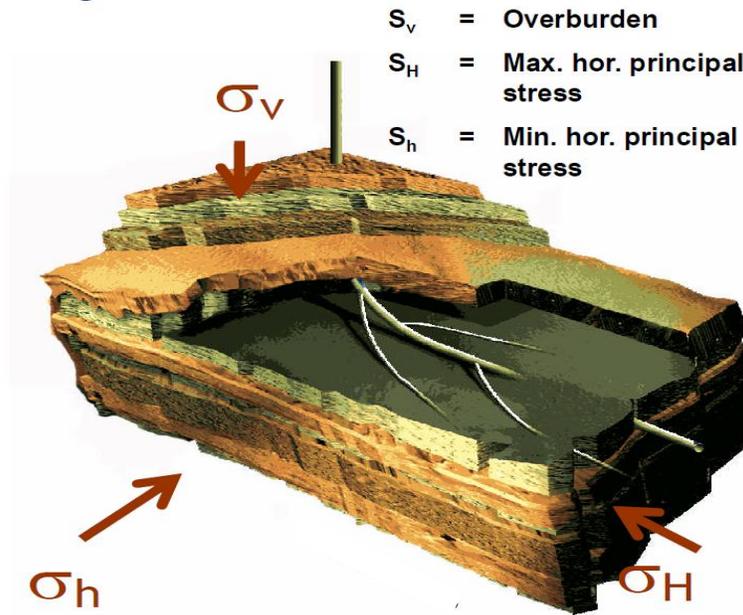


Figura II.2.1.2. Esfuerzos presentes en una formación

La fractura se crea y se propaga siempre en sentido perpendicular al de menor esfuerzo de la roca. Si el esfuerzo mínimo horizontal es σ_h la fractura será vertical. El perfil del esfuerzo horizontal mínimo puede ser calculado usando la siguiente ecuación:

$$\sigma_{min} = \frac{v}{1-v} (\sigma_{ob} - \alpha \sigma_p) + \alpha \sigma_p + \sigma_{ext} \dots \dots \dots (1)$$

Donde:

σ_{min} = esfuerzo mínimo horizontal

v = relación de Poisson

σ_{ob} = esfuerzo de sobrecarga

α = constante de Biot

σ_p = presión de poro

σ_{ext} = esfuerzos tectónicos

La relación de Poisson puede ser estimada a partir de registros acústicos o correlaciones basadas en la litología. El esfuerzo de sobrecarga puede ser calculado usando los datos de un registro de densidad. La presión de yacimiento puede ser calculada usando correlaciones empíricas o registros eléctricos de resistividad y/o acústicos. La constante de Biot debe ser menor a 1 y frecuentemente se encuentra en el rango de 0.5 a 1. Los primeros dos términos



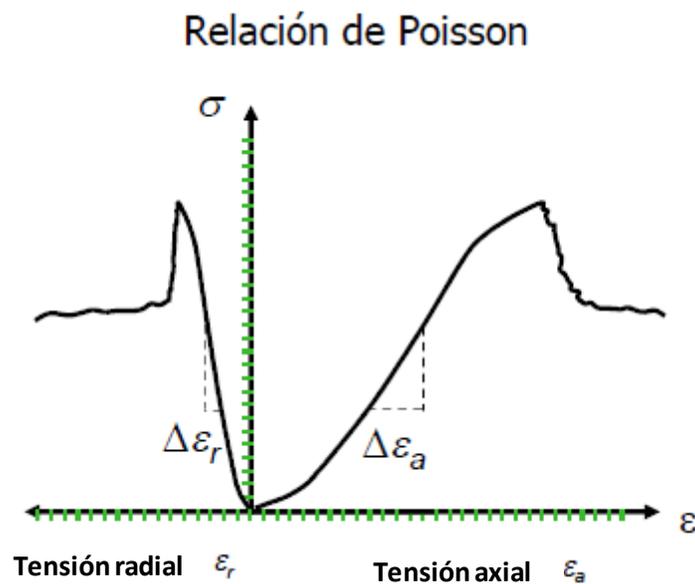
del lado derecho de la ecuación 1 representan el esfuerzo horizontal resultante a partir del esfuerzo vertical y el comportamiento poroelástico de la formación. El termino esfuerzo tectónico es importante en muchas áreas donde la tectónica de placas u otras fuerzas incrementan el esfuerzo horizontal.

II.2.2. Propiedades elásticas de las rocas

Además del esfuerzo mínimo horizontal, otras propiedades mecánicas de la roca son importantes a la hora de diseñar un fracturamiento hidráulico.

II.2.2.1. Relación de Poisson [v]

La relación de Poisson define la relación entre la resistencia perpendicular en dirección de la carga y la resistencia en dirección de la fuerza aplicada, el rango de valores va desde $0 \leq \nu \leq 0.5$.



$$\nu = - \frac{\Delta E_r}{\Delta E_a}$$

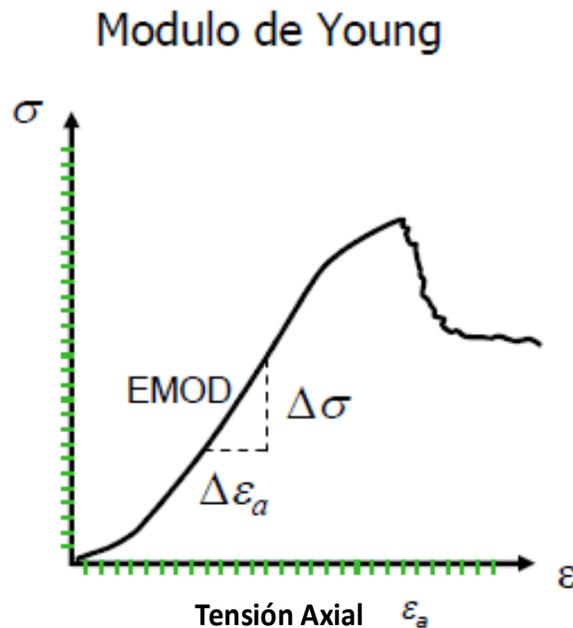


El valor de la relación de Poisson es usado en la ecuación 1 para convertir el componente de esfuerzo vertical efectivo a un componente de esfuerzo horizontal efectivo. El esfuerzo efectivo se define como el esfuerzo total menos la presión de poro.

La teoría usada para calcular las dimensiones de la fractura se basa en la elasticidad lineal. Para aplicar esta teoría, el modulo de la formación es un importante parámetro.

II.2.2.2. Modulo de Young [E]

El modulo de Young describe la rigidez de un material cuando éste está bajo un esfuerzo. Mientras mayor sea el modulo de Young, más difícil será deformar el material y se necesitará un mayor esfuerzo para hacerlo. En un fracturamiento hidráulico, una roca dura dará como resultado fracturas estrechas, si el modulo de Young es bajo, las fracturas serán más amplias.



$$E = \frac{\Delta\sigma}{\Delta\epsilon_a}$$

El modulo de Young de una roca será función de la litología, porosidad, tipo de fluido y otras variables. La siguiente tabla ilustra valores típicos del modulo de Young para algunos tipos de litología.



LITOLÓGÍA	MÓDULO DE YOUNG [N/m ²]
Areniscas blandas	2 - 5 x 10 ⁶
Areniscas duras	6 - 10 x 10 ⁶
Caliza	8 - 12 x 10 ⁶
Carbón	0.1 - 1 x 10 ⁶
Lutita	1 - 10 x 10 ⁶

Tabla II.2.2.2.1 Valores típicos del modulo de Young para litologías dadas.



CAPÍTULO III DESARROLLO DE UNA REPARACIÓN MAYOR SIN EQUIPO

La etapa de producción de un pozo necesita de una serie de operaciones a lo largo de su vida productora para aprovechar correctamente la energía del yacimiento, así como para eliminar problemas mecánicos que impidan o disminuyan su producción o su inyección, en el caso de pozos para recuperación mejorada, hasta llegar finalmente a su taponamiento definitivo.

Por definición se le llama intervención a todas aquellas acciones realizadas en los pozos para mantener su producción, mejorar la recuperación de hidrocarburos, o cambiar los horizontes de producción aprovechando siempre la energía propia del yacimiento para la producción racional de este recurso, de acuerdo con el objetivo de la intervención, se clasifican en reparación mayor o reparación menor.

Reparación mayor (RMA) es la intervención al pozo que implica la modificación sustancial y definitiva de las condiciones y/o características de la zona productora o de inyección, dichas operaciones pueden realizarse con equipos de reparación convencional ó, como en los casos de la Cuenca de Burgos que se realizan sin equipo de reparación. Para llevarla a cabo es necesario elaborar un programa operativo que se compone de los siguientes puntos:

1. Nombre del pozo
2. Objetivo
3. Ubicación
4. Antecedentes del pozo a intervenir
5. Información de los intervalos actuales
6. Información de los intervalos a probar
7. Diseño de fluidos de la intervención
8. Diseño de disparos por intervalo
9. Tipo y diseño de estimulación y/o tratamiento
10. Conexiones superficiales de control
11. Taponamiento temporal o definitivo del pozo
12. Secuencia operativa y tiempos de intervención
13. Estado mecánico programado
14. Requerimiento de equipos, materiales y servicios
15. Costos programados de la intervención
16. Seguridad y ecología
17. Anexos
18. Firmas de autorización



CAPÍTULO 3 DESARROLLO DE UNA REPARACIÓN MAYOR SIN EQUIPO

Una copia de dicho programa es enviada al pozo para que el ingeniero supervisor la revise y ejecute unos de los puntos más importantes que es la secuencia operativa de acuerdo a los tiempos de intervención.

En general, en la Cuenca de Burgos, una reparación mayor para evaluar un solo intervalo consta de las actividades descritas en la tabla III.1.



CAPÍTULO 3 DESARROLLO DE UNA REPARACIÓN MAYOR SIN EQUIPO

No.	Actividad Global	Actividad Especifica	Hrs	Suma	Dias	Global (Hrs)
<i>Intervalo propuesto: 856-868 m (E-Jackson)</i>						
1	Instalar CSC	1.1.- Transporta Equipo de mantenimiento de medio arbol	0	0	0.00	0
		1.2.- Mantenimiento preventivo y/o correctivo de medio arbol	0	0	0.00	
2	Instala y prueba	2.1.- Transporta Equipo Auxiliar	12	12	0.50	16
		2.2.- Instala/prueba equipo auxiliar	4	16	0.17	
3	Calibrar PI	3.1.- Transporta ULA	0	16	0.00	0
		3.2.- Instala/Desmantela ULA	0	16	0.00	
		3.3.- Prueba C S C ULA	0	16	0.00	
		3.4.- Reconoce PI a 1229 m	0	16	0.00	
		3.5.- Toma RPC y muestra de fondo al intervalo: 1210-12221 m (E-Jakson)	0	16	0.00	
		3.6.- Instala/Desmantela ULA	0	16	0.00	
		3.7.- Analiza Informacion	0	16	0.00	
4	Aislar intervalo URE	4.1.- Transporta URE	6	22	0.25	34
		4.2.- Instala/Desmantela URE	2	24	0.08	
		4.3.- Prueba CSC URE	2	26	0.08	
		4.4.- Reconoce PI=1229 m	6	32	0.25	
		4.5.- Toma registro	6	38	0.25	
		4.6.- Ancla/Prueba Tapon mecanico/perforable a la profundidad de 1150 m	12	50	0.50	
		4.7.- Instala/Desmantela URE	0	50	0.00	
5	Dispara Intervalo	5.1.- Transporta URE	0	50	0.00	44
		5.2.- Instala/Desmantela URE	2	52	0.08	
		5.3.- Prueba CSC URE	2	54	0.08	
		5.4.- Reconoce PI=1150 m	6	60	0.25	
		5.5.- Toma registro	8	68	0.33	
		5.6.- Dispara el intervalo: 856-868 m (E-Jackson)	24	92	1.00	
		5.7.- Instala/Desmantela URE	2	94	0.08	
6	Evalua Intervalo	6.1.- Aforo pre-frac	24	118	1.00	152
		6.2.- Prueba de Inyectabilidad	0	118	0.00	
		6.3.- Induccion	0	118	0.00	
		6.4.- Toma RPC	0	118	0.00	
		6.5.- Analiza Informacion	8	126	0.33	
		6.6.- Fracturamiento Hidraulico al Intervalo: 856-868 m (E-Jackson)	48	174	2.00	
		6.7.- Aforo post-fractura	72	246	3.00	
		6.8.-Toma curva incremento	0	246	0.00	
7	Desmantela equipo auxiliar	7.1.- Transporta ULA	5	251	0.21	19
		7.2.- Instala/Desmantela ULA	2	253	0.08	
		7.3.- Prueba C.S.C de ULA	1	254	0.04	
		7.4.- Reconoce PI	1	255	0.04	
		7.5.- Desmantela ULA y equipo auxiliar	8	263	0.33	
		7.6.- Entrega pozo a produccion	2	265	0.08	
Total =					11.04	Dias

Tabla III.1. Secuencia operativa y tiempos de intervención de una reparación mayor



CAPÍTULO 3 DESARROLLO DE UNA REPARACIÓN MAYOR SIN EQUIPO

III.1. Verificación de las condiciones de acceso, localización y del medio árbol de válvulas

Antes de iniciar la reparación mayor de un pozo se envía personal capacitado a revisar las condiciones del camino de acceso para verificar que éste es transitable para equipo pesado, si existen curvas muy pronunciadas en el trayecto, etc. Se revisa el estado de la localización: compactación y nivelación del terreno, que éste se encuentre libre de maleza.

En el caso del contrapozo se revisa que las válvulas del cabezal estén libres de líquidos y se revisan y anotan todas las especificaciones físicas del medio árbol y del cabezal de producción: marca, tipo A.P.I., serial de las válvulas, diámetros, tornillerías, volantes, graseras, presión en el medio árbol, si existen fugas de presión, líneas de producción a baterías, presión de la línea, etc.

Una vez verificados todos los puntos anteriores y si éstos cumplen con las condiciones seguras para llevar a cabo la intervención se procede a transportar e instalar el equipo necesario para realizar las mediciones en forma confiable, considerando como mínimo una presión de trabajo de diez mil (10,000) psi, el cual consta de los siguientes componentes:

- Múltiple de estrangulación de 2" y de 2" x 2" (4 válvulas), para presión de operación de diez mil (10,000) psi ó quince mil (15,000) psi con dos (2) porta estranguladores (uno tipo ajustable y otro positivo). Rango de estranguladores de 8/64" a 1".
- Separador de sólidos (arena) para una presión de tres mil (3,000) psi incluyendo conexiones.
- Calentador de gas de setecientos cincuenta mil (750,000) Btu/hr y una presión de operación de tres mil (3,000) psi.
- Separador de líquidos tipo trifásico de dos mil (2,000) psi
- Sistema de medición de placa de orificio con carátula digital y registrador gráfico, para cinco mil (5,000) psi y una medición de hasta quince (15) MMPCD.
- Sistema de colección de líquidos, el cual puede ser tanque de almacenamiento o presa metálica, con una capacidad de almacenamiento de noventa (90) m³.
- Quemador de gas vertical mínimo 3 metros de alto.
- Planta generadora e iluminación.

En la figura III.1.1 se muestra un diagrama típico de la instalación de un equipo de medición en una localización.



CAPÍTULO 3 DESARROLLO DE UNA REPARACIÓN MAYOR SIN EQUIPO

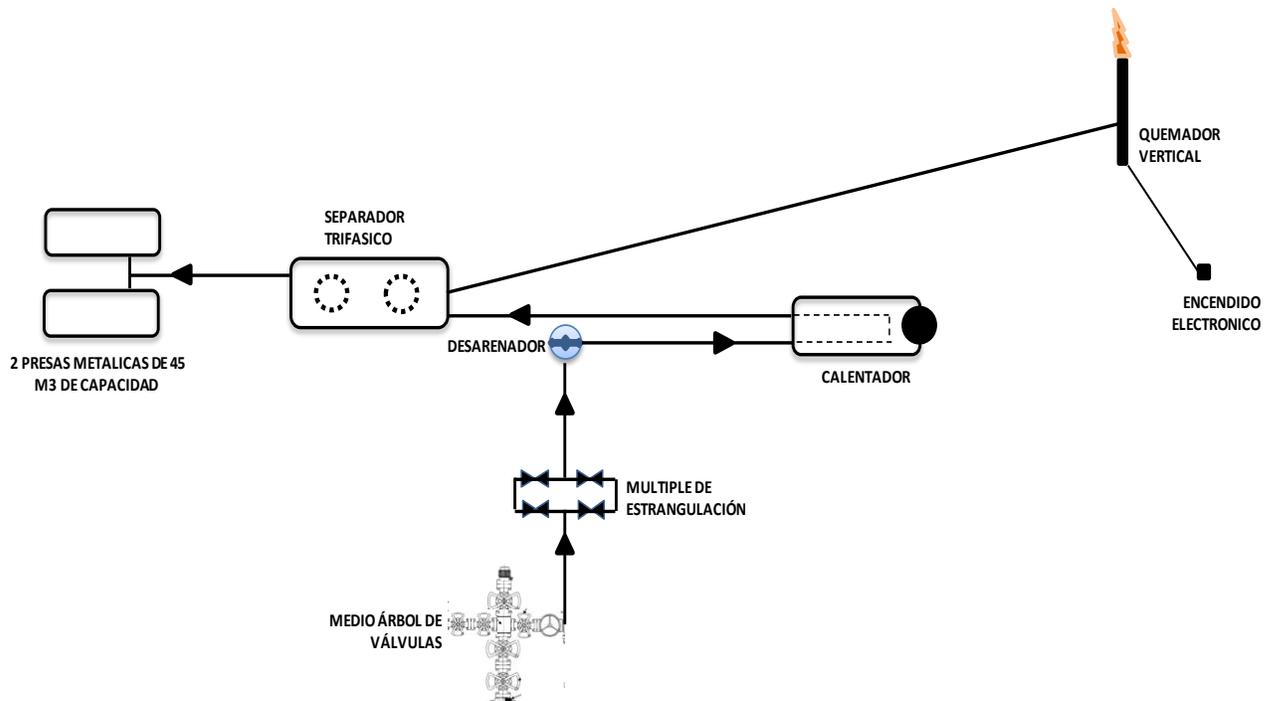


Figura III.1.1. Instalación del equipo de medición en campo

III.2. Aislamiento del intervalo a abandonar

El cambio de un intervalo se realiza mediante el aislamiento del mismo de manera temporal o definitiva, existen varios métodos para realizar dicha operación empleando diferentes equipos según sea el caso. Por citar algunos tenemos los siguientes:

- Colocación de un tapón de arena mediante una unidad de bombeo.
- Colocación de un tapón perforable o mecánico con unidad de registros eléctricos o unidad de tubería flexible
- Realizando una cementación forzada al intervalo a abandonar con una unidad de bombeo

En el caso de la compañía de servicios I.P.C. el método que más se emplea es el de la colocación de un tapón perforable que es el procedimiento que se explica a continuación.

Llega la Unidad de Registros Eléctricos a la localización y el personal se reporta con el ingeniero supervisor encargado del pozo, se reúne todo el personal de la localización y se realiza una junta operativa y de seguridad en la que se explican los puntos principales de la



CAPÍTULO 3 DESARROLLO DE UNA REPARACIÓN MAYOR SIN EQUIPO

operación a realizar y las medidas de seguridad en caso de presentarse algún incidente y/o accidente, se realiza el llenado del formato análisis de seguridad en el trabajo (AST) y en el caso de esta operación en particular, debido a que se utilizaran explosivos para activar las cargas que anclaran el tapón perforable, se procede al llenado de un permiso para trabajo con riesgo (PPTR) clase A, una vez repartidas las responsabilidades de cada persona se procede a la instalación del equipo.

Se realiza una prueba con presión al Equipo de Control de Presión (ECP), se observa que todo funcione correctamente y que esté libre de fugas. Antes de introducir cualquier herramienta al pozo se debe calibrar el agujero con una herramienta de un diámetro mayor o igual al de la herramienta que se bajara posteriormente. Se arma la herramienta que se bajara al pozo para calibrarlo que consta de: calibrador de un diámetro mayor al tapón que se bajara posteriormente para asegurar el paso sin problemas de éste, tijera cortadora de parafinas, barras de peso según la presión del pozo y herramienta registradora de GR-CCL (registro Gamma Ray y registro detector de coples). Se calibra el pozo hasta la profundidad programada o a la cual encuentre la profundidad interior verificando que no existen obstrucciones y se saca la herramienta a superficie.

Se arma la herramienta con el tapón a colocar y se baja a la profundidad programada, se repasa la zona de interés en varias ocasiones para correlacionar los registros GR-CCL con los registros GR-CCL anteriores proporcionados por PEMEX (ver figura III.2.1.), si a la profundidad a la cual se va a anclar el tapón se encuentra un cople, se decide bajar o subir la profundidad de anclaje ya que el tapón nunca se ancla en donde existe un cople.



CAPÍTULO 3 DESARROLLO DE UNA REPARACIÓN MAYOR SIN EQUIPO

Output DLIS Files

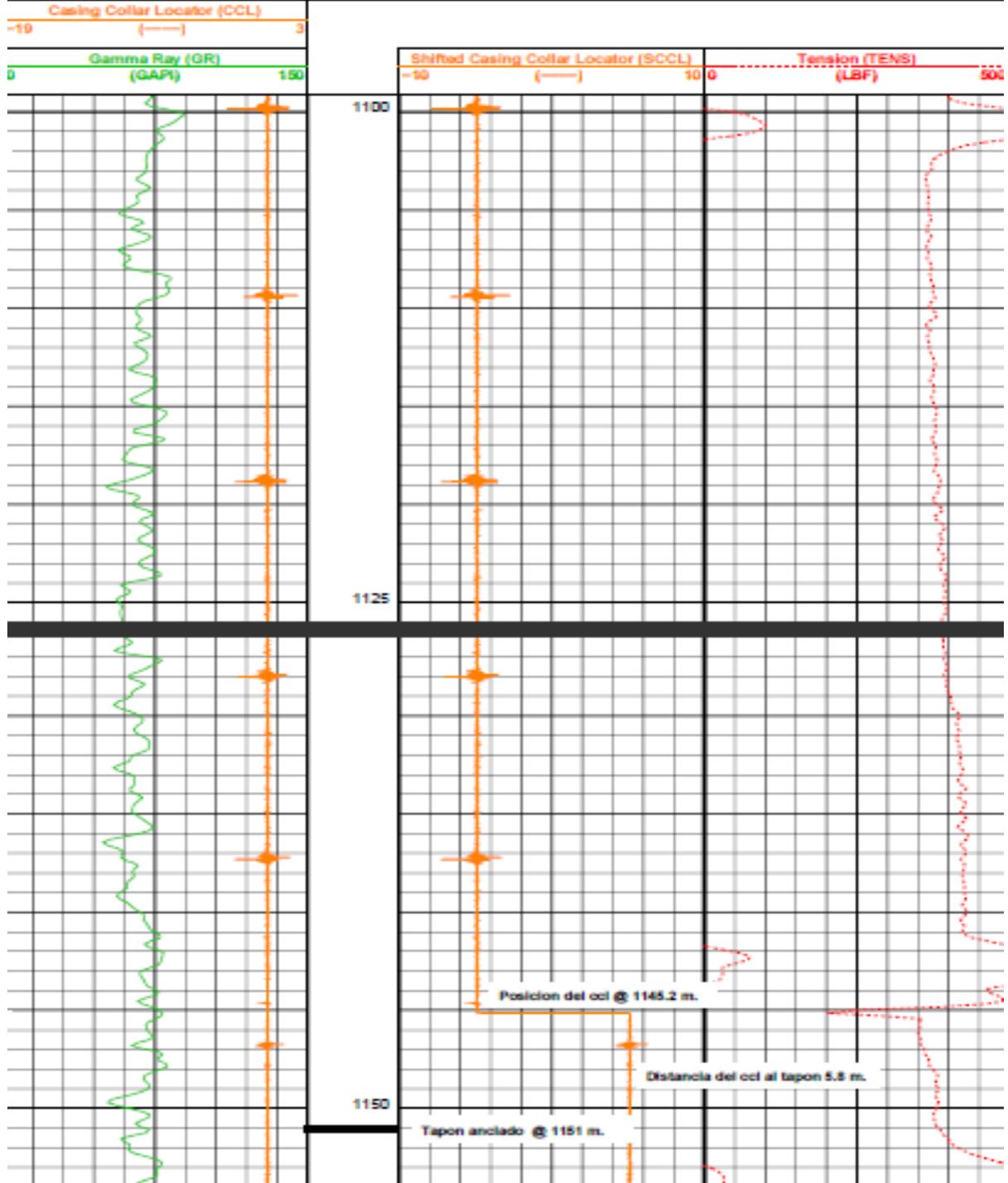
DEFAULT PLUG_013LUP FN:12 PRODUCER 28-Dec-2010 19:06

OP System Version: 18C0-147

PLUG 18C0-147 UPCT-A 18C0-147

PIP SUMMARY

Time Mark Every 60 S





CAPÍTULO 3 DESARROLLO DE UNA REPARACIÓN MAYOR SIN EQUIPO

Figura III.2.1. Correlación con registro GR-CCL previo a anclar tapón.

Una vez anclado el tapón se procede a probar su correcta colocación y su hermeticidad, la primera prueba empírica para saber que el tapón se ancló es observando la tensión en la unidad de registros eléctricos, antes de anclar el tapón la tensión tendrá un valor y al momento en el que es anclado, se observará una ligera disminución en el valor de dicha tensión, producto de una disminución de peso instantáneo en la sonda.

Otra manera de verificar el anclaje del tapón a la profundidad programada es teniendo la sonda con la cual se bajó el tapón, levantarse unos cuantos metros y bajar a nuevamente a una velocidad controlada, al momento en que la sonda toque el tapón ya anclado, se observará nuevamente una disminución en la tensión, producto de que la sonda se empieza a recargar en el tapón.

Por último se procede a la prueba denominada “prueba en dos direcciones”, para verificar la hermeticidad del tapón primeramente se desfoga la presión del pozo a través del manifold de estrangulación (dirección del fondo hacia la superficie), se observa el abatimiento de la presión en un manómetro en cierto tiempo, si no se observa la caída de presión se entiende que el tapón no está haciendo un sello hermético. La prueba en la otra dirección (de superficie a fondo) consiste en realizar una prueba con presión, se instala una unidad de bombeo y líneas de inyección de alta presión, se acordona el área de trabajo con cintas y letreros de advertencia de manejo de alta presión, se prueban líneas con presión para verificar que no existan fugas, se procede a bombear fluido limpio hasta completar la capacidad del pozo y se continúa bombeando para ejercer presión al tapón, dependiendo de la presión diferencial que soporta el tapón, de la resistencia a la presión interna de las tuberías, de la profundidad del tapón, etc., será la presión de prueba del mismo. Después se para bombeo y se registra en una grafica la presión por 10 a 20 minutos, si no tiene una caída significativa de presión (máximo 200 psi en 20 minutos) se da por buena la prueba y se desfoga la presión. (Figura III.2.2.



CAPÍTULO 3 DESARROLLO DE UNA REPARACIÓN MAYOR SIN EQUIPO

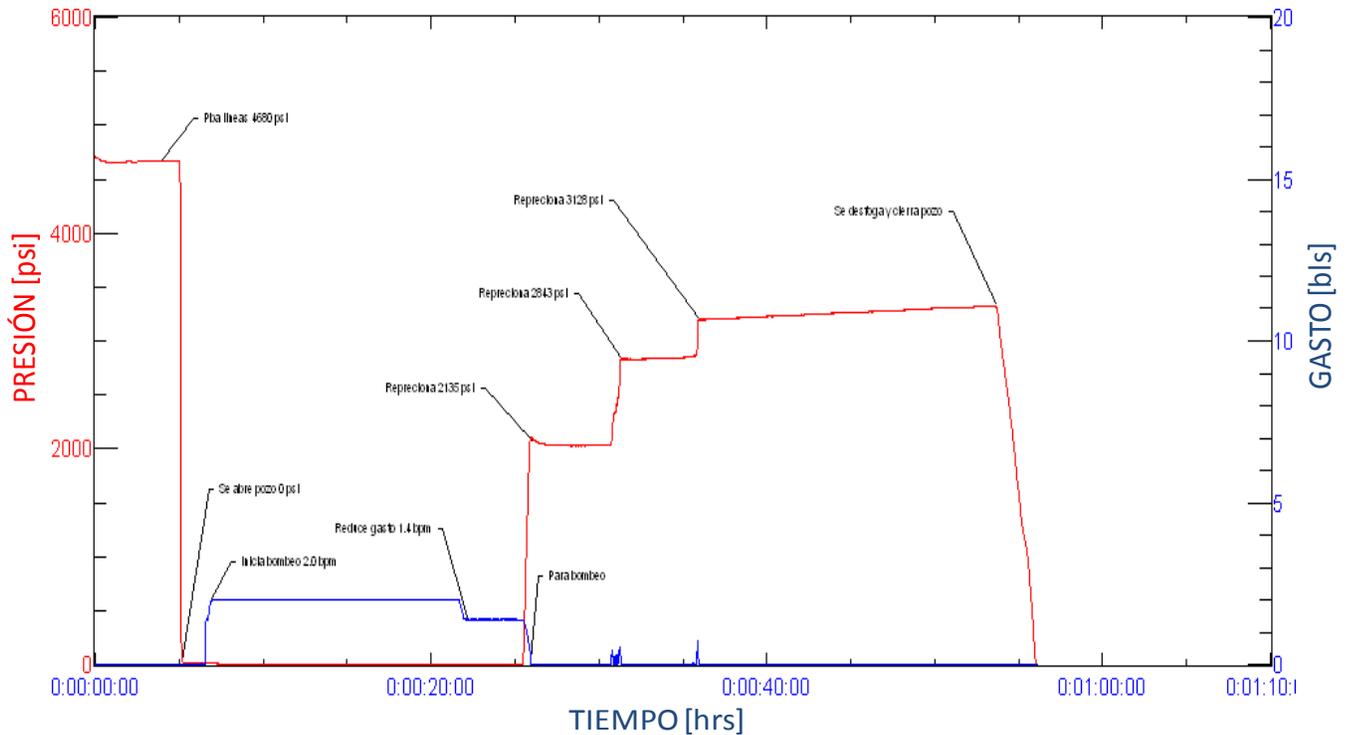


Figura III.2.2. Prueba con presión de un tapón perforable.

III.3. Disparos de producción

La operación de disparos se realiza con la misma unidad de registros eléctricos con la que se ancló el tapón perforable. El equipo de control de presión que se utilizó en la operación del tapón permanece colocado hasta concluir con los disparos.

Para una operación de disparos se debe llenar un permiso para trabajo con riesgo (PPTR) clase A, en el caso de la reparación mayor en la cual se ancló previamente un tapón perforable o mecánico ya no es necesario llenar un PPTR nuevo, solo se amplía la vigencia del permiso que se llenó en la colocación del tapón, se llena un AST y se realiza una junta de seguridad y operativa para repartir responsabilidades a cada una de las personas y para dar a conocer la operación a realizar.

Se colocan letreros oficiales con las leyendas de “PELIGRO EXPLOSIVOS” y “APAGUE SU RADIO TRANSMISOR Y/O CELULARES” en lugares visibles, uno en la localización y otro a la entrada de la misma, se acordona el área de trabajo y se procede a armar las pistolas y



CAPÍTULO 3 DESARROLLO DE UNA REPARACIÓN MAYOR SIN EQUIPO

probar el estopín que se va a utilizar. No se armarán los explosivos si existen o se tiene la amenaza de una tormenta eléctrica.

La operación comienza con la calibración del pozo previo a los disparos. Se baja una sonda que consiste de un calibrador de un diámetro mayor al de las pistolas que se bajarán más adelante, detector de coples y barras de peso. En la siguiente tabla se muestran algunos diámetros de calibrador recomendados de acuerdo a los diámetros de las pistolas de trabajo.

Diámetro de la pistola [pulgadas]	Diámetro del calibrador [pulgadas]
1 3/8"	1 1/2"
1 11/16"	1 3/4"
2 1/8"	2 1/4"
2 1/2"	2 3/4"

Tabla III.3.1. Diámetros de calibrador más comunes de acuerdo al diámetro de pistola.

Se calibra el pozo a la profundidad interior verificando que se encuentre libre de obstrucciones para poder bajar la pistola. Se saca la herramienta a superficie y se procede al armado de las pistolas. Se realiza la conexión eléctrica del estopín dentro del tubo de seguridad a la cámara de detonación. Se realiza la conexión balística sacando el estopín del tubo de seguridad y conectándolo al cordón detonante de la pistola según sea el tipo.

En la región de Burgos se recomienda bajar pistolas de una longitud no mayor a 6 m., esto para evitar empatar pistolas y posibles riesgos operativos como por ejemplo: que no se detonen algunas cargas o que por alguna razón se quede atorada la herramienta en el fondo del pozo y tener que bajar a pescarla, entre otros.

Se introduce la sonda con las pistolas al equipo de control de presión (atrapándola con el tool catcher), posteriormente se procede a abrir el pozo verificando que las válvulas laterales se encuentren cerradas. Se baja a una velocidad moderada hasta llegar a la profundidad programada, para detonar las cargas se posiciona la sonda frente al intervalo en prueba y se realiza el mismo procedimiento que en el anclaje del tapón, se correlaciona el intervalo (figura III.3.1.) con el registro GR-CCL proporcionado por PEMEX y con el que lleva la sonda con las pistolas, se afinan profundidades y se acciona el detonador monitoreando la tensión en el indicador de peso para determinar la efectividad de este. Se debe de esperar unos 3 minutos antes de empezar a sacar, esto permite que los residuos para el caso de pistolas



CAPÍTULO 3 DESARROLLO DE UNA REPARACIÓN MAYOR SIN EQUIPO

expuestas, caigan al fondo del pozo y que se establezca el mismo. Se debe registrar la presión antes y después del disparo.

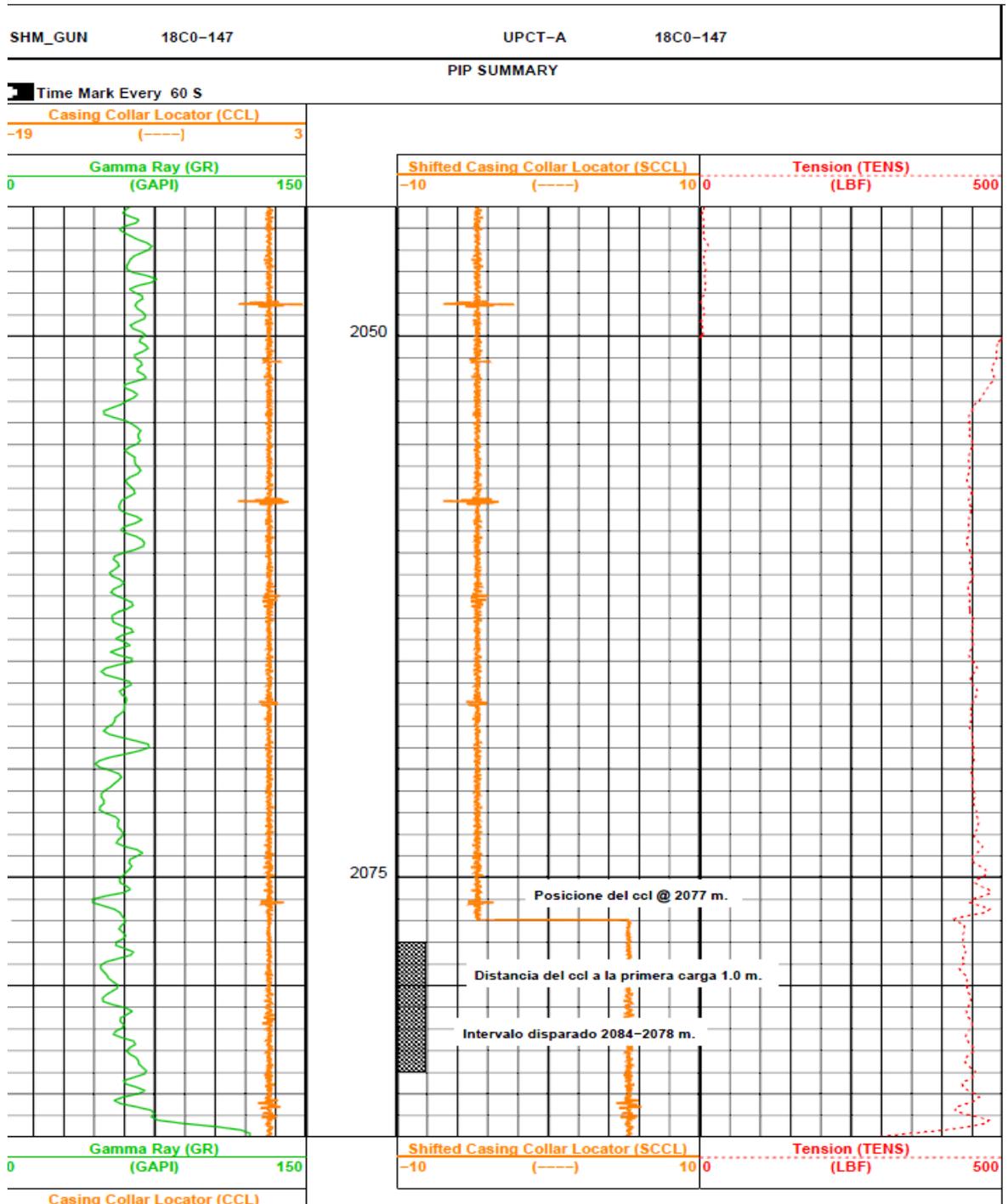


Figura III.3.1. Posicionamiento de las pistolas con registro GR-CCL previo al disparo.



CAPÍTULO 3 DESARROLLO DE UNA REPARACIÓN MAYOR SIN EQUIPO

Se saca la herramienta a superficie y se observa que las pistolas estén 100% disparadas. Dependiendo del tamaño del intervalo en prueba pueden darse tantas bajadas con pistolas como se requieran.

Después de dismantelar la unidad de registros eléctricos, se alinea el pozo al manifold de estrangulación y se abre por un estrangulador pequeño, regularmente de 8 o 10/64", se registra la presión antes de abrir, se observa el flujo desalojado en las presas y se cuantifican cada hora los siguientes resultados.

Hora	Estrang	Pcabeza	PTR	Qgas	Qcond	Vol Acum	Qagua	Vol Acum	pH	Sal	Arena
[hh:mm]	[pulg]	[psi]	[psi]	[mmpcd]	[bpd]	[bls]	[bpd]	[bls]		[ppm]	[lt/hr]

En algunos casos el yacimiento no tiene la suficiente energía para permanecer fluyendo, se anota el tiempo en el que se abate la presión a 0 psi, se cierra el pozo en el manifold de estrangulación, y así se mantiene dándole oportunidad al pozo para que represione, después de ciertas horas cerrado se vuelve a hacer otra apertura, se vuelven a cuantificar los fluidos desalojados y se anota el tiempo en el que se abate la presión a 0 psi. Este mismo procedimiento se repite por varias ocasiones para que con la energía propia del yacimiento se logre desalojar la columna hidrostática de agua que impide al yacimiento fluir ó para tomar una decisión de que operación realizar, a esto se le conoce como "trabajar el pozo".

Después de trabajar el pozo en varias ocasiones y registrar en el reporte todas las aperturas se envía el programa a seguir por parte de PEMEX que puede ser una inducción con nitrógeno al yacimiento para aligerar la columna hidrostática del agua y permitir al pozo que fluya, una prueba de inyección para definir los parámetros de un fracturamiento hidráulico, directamente el fracturamiento hidráulico o el abandono del intervalo en prueba.

III.4. Fracturamiento hidráulico

En la Cuenca de Burgos la mayoría de los yacimientos se fracturan debido a la baja permeabilidad del yacimiento, el procedimiento operativo para realizar el fracturamiento hidráulico generalmente es como se describe a continuación.

Llega el supervisor de seguridad de la compañía fracturadora a la localización para verificar que el camino se encuentre en condiciones transitables para unidades pesadas, que la localización tenga el suficiente espacio para acomodar las unidades y que se encuentre bien compactada para evitar el hundimiento de las mismas.



CAPÍTULO 3 DESARROLLO DE UNA REPARACIÓN MAYOR SIN EQUIPO

Se transporta el set de fractura de la base de la compañía que realizara el servicio a la localización del pozo en cuestión, llega el equipo a la localización, se registran con el ingeniero supervisor del pozo, se realiza una junta de seguridad para comentar como se va a instalar el equipo, se llena el permiso para trabajo con riesgo clase A, los permisos internos correspondientes de la compañía de servicio y el AST en donde se indican todos los riesgos y prevenciones para armar el equipo. En la figura III.4.1 se muestra un diagrama típico de la instalación de un set de fractura.



Figura III.4.1. Instalación de un equipo para realizar un fracturamiento hidráulico

Después de instalar el equipo completo de fractura se deberán de colocar señalizaciones en toda el área de trabajo, tales como: áreas de alta presión, no fumar, solo personal autorizado, punto de reunión, depósito de basura, utilizar equipo completo de seguridad, área de vehículos, así como utilizar cinta delimitadora para áreas restringidas y un letrero con la leyenda de “operación en proceso” en la entrada de la localización.



CAPÍTULO 3 DESARROLLO DE UNA REPARACIÓN MAYOR SIN EQUIPO

Una vez instalado el set de fractura, señalizaciones y las conexiones al 100% se deberá de efectuar una prueba hidráulica hasta la presión de trabajo de la operación más un 20% adicional durante 15 minutos para evitar posibles riesgos de derrame o fuga de fluidos e hidrocarburos. Esta prueba debe ser registrada en una gráfica y debe ser mostrada al supervisor encargado del pozo.

Previa ejecución del trabajo, se debe realizar una reunión con todo el personal presente e involucrado en el servicio para delimitar responsabilidades, funciones, aspectos de seguridad, desarrollo operativo, planes de posible contingencia y de apoyo.

En esta reunión deben establecerse principalmente los parámetros de la operación, por ejemplo: la presión máxima de trabajo, presión de paro automático de los fracturadores, volúmenes y concentración máxima de apuntalante, gasto máximo de bombeo, el punto de reunión de acuerdo a los vientos predominantes en caso de contingencia, vehículo y personal designado para transportar al centro de servicio médico más cercano al personal afectado en caso de un incidente, censo del total del personal involucrado en la operación. Así como también se deberán hacer recomendaciones en cuanto a la generación de basura orgánica, inorgánica y contaminada como estopas y guantes con aceite y grasas para que estos sean depositados en los contenedores correspondientes. Una vez realizada la junta operativa y de seguridad, habiendo registrado y aprobado el funcionamiento de los equipos, se procede a la ejecución del fracturamiento hidráulico.

Se abre el pozo registrando la presión en superficie y presión en el espacio anular haciendo uso de la unidad de adquisición de datos de la compañía fracturadora, se llena el espacio anular y se represiona con agua con aproximadamente 1500 a 2000 psi.

Se inicia la operación con el bombeo de lo que se conoce como pre-colchón, que consiste en bombear fluido (salmuera o gelatina lineal sin activar) a bajo gasto (2-3 barriles por minuto) hasta el llenado de pozo y alcanzar la presión de ruptura del intervalo de interés. Una vez alcanzada la ruptura se incrementa el gasto al de fractura hasta bombear un volumen de 70 a 90 bls a formación; una vez estabilizada la presión se comienza a hacer disminución escalonada de gasto en 3 a 4 puntos (por ejemplo: 20, 15, 10 y 5 bpm) con presión estabilizada en cada punto, se hace el paro total y se observa la declinación de la presión contra el tiempo, hasta observar el cierre de la fractura (esfuerzo mínimo horizontal) al menos 60 minutos. (Figura III.4.2)



CAPÍTULO 3 DESARROLLO DE UNA REPARACIÓN MAYOR SIN EQUIPO

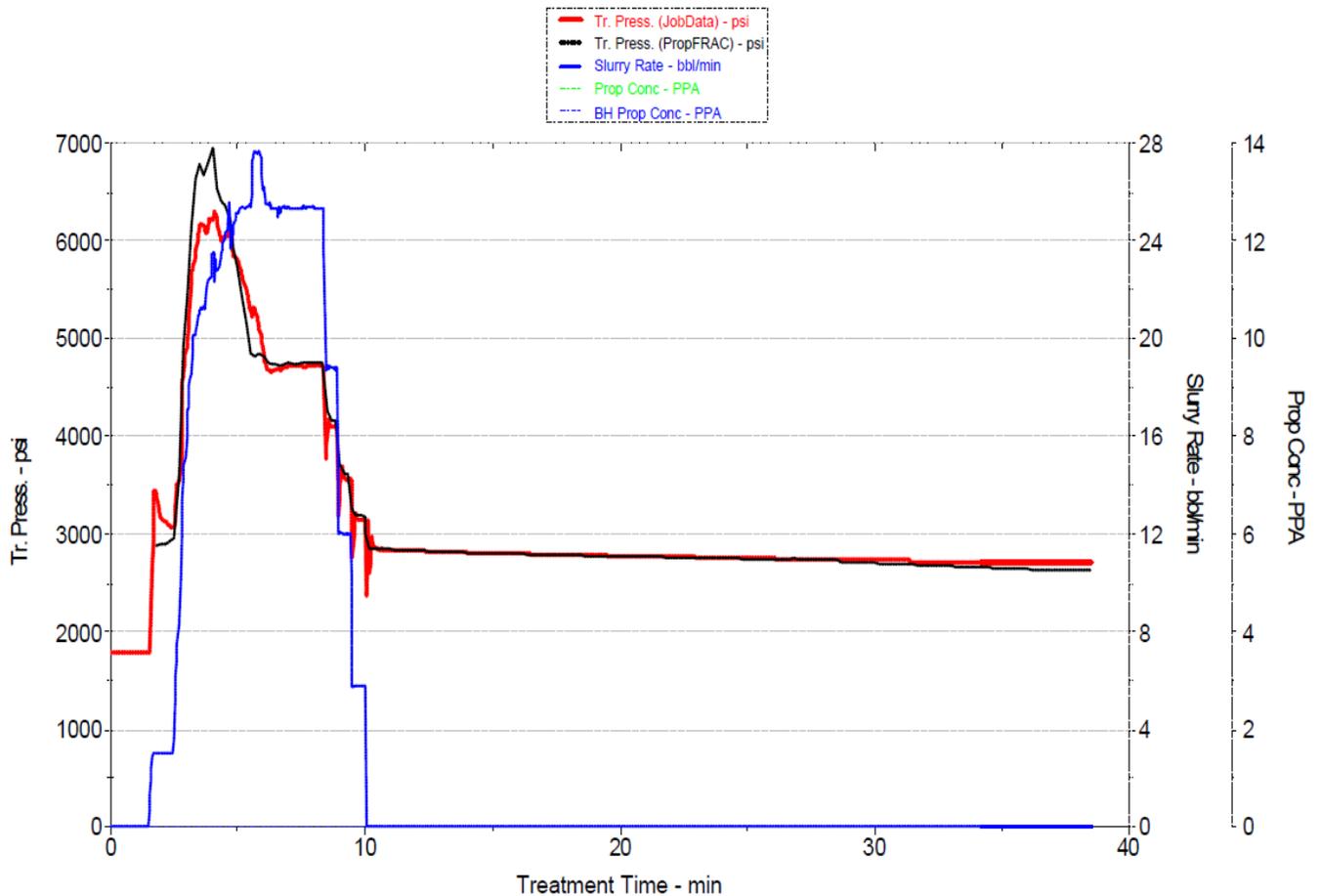


Figura III.4.2. Gráfica de precolchón

Analizando los datos del pre-colchón o también llamado minifrac se determinan las pérdidas de presión por fricción totales (en tubería, disparos y tortuosidad), dependiendo de los resultados se analiza la posibilidad de continuar con el fracturamiento hidráulico programado, bombear baches de arena (de 1 a 2 lb/gal) para limpiar los tuneles creados por los disparos, incrementar la viscosidad en el colchón para reducir las pérdidas de presión en la vecindad del agujero o en un caso más crítico redisparar la formación. Además se obtiene el esfuerzo mínimo horizontal, coeficiente de pérdida total y un valor estimado de la permeabilidad relativa al fluido utilizado. Con toda esta información disponible se ajusta la cédula de bombeo del programa original de fractura y en todo este tiempo de análisis se prepara el fluido fracturante que se utilizará.

La cédula de bombeo modificada y aprobada por los supervisores se reparte entre todo el personal responsable de cada área para que estén enterados de los cambios.

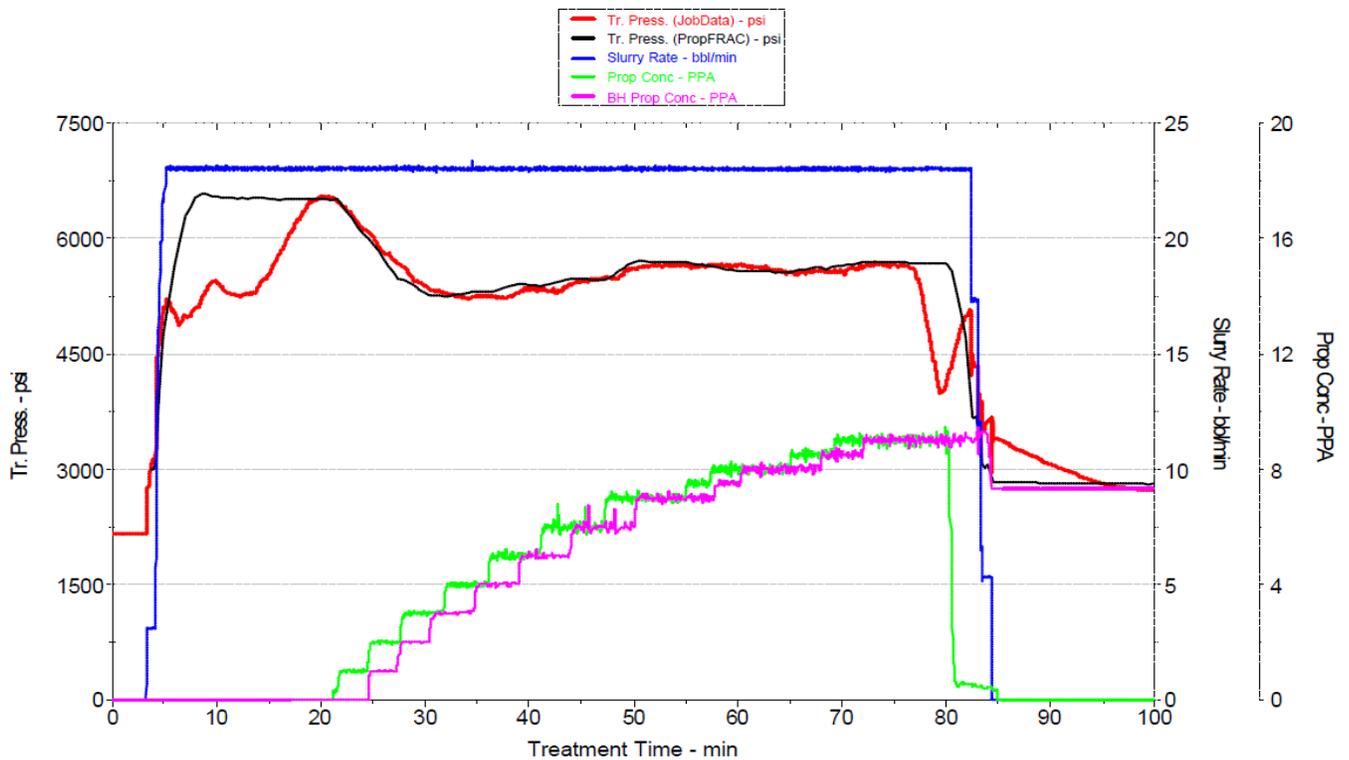
Se procede a bombear el colchón a gasto de fractura (gelatina activada), en los casos de alta tortuosidad al llevar bombeados aproximadamente el 50% del colchón, se bombean baches



CAPÍTULO 3 DESARROLLO DE UNA REPARACIÓN MAYOR SIN EQUIPO

de apuntalante de 1 y 2 lbs/gal con volúmenes de 10 y 20 sacos respectivamente y se observa el comportamiento de la presión en superficie. Se bombean las diferentes etapas de la mezcla de apuntalante con gelatina activada de acuerdo al diseño hasta alcanzar la concentración máxima programada. (Figura III.4.3) Se bombea el volumen de desplazamiento calculado dejando un colchón generalmente de 1 barril de fluido para asegurarse de no hacer un sobredesplazamiento en la cara de la formación y lograr un buen empacamiento. En todo momento se registran en la unidad de adquisición de datos de la compañía fracturadora los valores de: Presión de superficie, Presión de fondo (calculada), Presión en el espacio anular, Gasto de bombeo, Concentración de apuntalante en superficie, Concentración de apuntalante en fondo, Volumen de apuntalante y volúmenes y dosificación de aditivos tomando muestras continuas durante la operación, verificando parámetros de pH y viscosidad del fluido.

Durante toda la operación se debe dar seguimiento a la información de la presión en superficie y en fondo, concentración de apuntalante, volúmenes, gastos, concentración de aditivos, etc., de acuerdo a la cédula de bombeo previamente establecida. Se debe de mantener en todo momento un dialogo constante acerca de la operación con el representante de la compañía fracturadora y acordar el momento para el desplazamiento en caso de que sobre vengan problemas (fallas del equipo, problemas en la formación, etc.,)





CAPÍTULO 3 DESARROLLO DE UNA REPARACIÓN MAYOR SIN EQUIPO

Figura III.4.3. Gráfica de la operación de un fracturamiento hidráulico

Al término de la operación se observa la presión superficial registrando hasta observar el cierre de la fractura. Finalmente se desfoga a cero la presión en el espacio anular y las presiones en líneas superficiales y se cierra el pozo. Se procede a dismantelar el equipo de fractura y el protector de árbol al 100%. En caso de utilizar apuntalantes cubiertos con resina, esperar de 6 a 8 horas a pozo cerrado para permitir el aglutamiento de este tipo de apuntalante y así evitar la regresión de arena.

III.5. Limpieza y medición superficial del gas

Una vez terminado el tiempo de espera para el curado de la arena resinada se procede a alinear el pozo para su limpieza hacia el múltiple de estrangulación y las presas metálicas, se abre el pozo comenzando con orificios de estrangulador pequeños, 6/64" ú 8/64" descargando los fluidos hacia las presas metálicas y cuantificándolos cada hora en un reporte que incluye los siguientes datos:

Hora	Estrang.	Pcabeza	Qcond	Vcond	Qagua	Vagua	PH	Sal	Arena	Pres TR	Fluido desalojado
[hh:mm]	[pulg]	[psi]	[bpd]	[bls]	[bpd]	[bls]		[ppm]	[lt/hr]	[psi]	

Después de estabilizadas las presiones de flujo por el estrangulador inicial, se continua incrementando el tamaño del orificio con cambios de 2/64" hasta desalojar los fluidos del tratamiento de fractura y observar presencia de gas suficiente para iniciar la medición del pozo. Generalmente en los pozos se logra una recuperación del 40 al 60% del total de fluido que se le inyecta a la formación durante el fracturamiento hidráulico.

Una vez limpio el pozo, se procede a alinearlo por el equipo completo de medición y conectado a la línea de descarga de la estación. Con el pozo conectado a la estación se realiza la separación de las diferentes fases (líquidos y sólidos) realizando mediciones de gasto de flujo de cada fase, determinando salinidades y pH del agua desalojada, anotando todo en un reporte que incluye los siguientes datos cada hora:

Hora	Estrang	Pcabeza	PTR	Qgas	Qcond	Vol Acum	Qagua	Vol Acum	pH	Sal	Arena
[hh:mm]	[pulg]	[psi]	[psi]	[mmpcd]	[bpd]	[bls]	[bpd]	[bls]		[ppm]	[lt/hr]

Después de estabilizar las presiones de flujo por un estrangulador (de 3 a 4 lecturas con la misma presión) se continúa incrementando el diámetro del orificio del estrangulador con cambios de 2/64". Los incrementos de orificio se darán siempre y cuando el flujo de arena sea mínimo (trazas de arena ó menor a 2 lt/hr). La medición se dará por terminada cuando



CAPÍTULO 3 DESARROLLO DE UNA REPARACIÓN MAYOR SIN EQUIPO

se tenga abierto por el máximo estrangulador determinado en el potencial del pozo y sin flujo de arena considerable (trazas ó menos de 2 lt/hr), después de esto se inicia el proceso de cierre del pozo, el cual consiste en ir reduciendo cada hora el diámetro del estrangulador con cambios de 2/64" hasta llegar al estrangulador de diámetro 8/64" para posteriormente cerrar el pozo por unas horas para dar lugar a que se decanten los sólidos en espera de la unidad de línea de acero para la calibración final del pozo.

III.6. Calibración final del pozo

Una vez terminada la limpieza del pozo y habiendo determinado el máximo potencial sin flujo de arena la siguiente operación es la calibración final para verificar que el intervalo de interés se encuentra libre de obstrucciones y entregar el pozo a PEMEX

Se transporta una unidad de línea de acero a la localización y al llegar se reporta con el ingeniero supervisor encargado del pozo. Se realiza la junta operativa y de seguridad donde se establecen las responsabilidades del personal, se da repaso a la política y principios del sistema PEMEX SSPA, se informa del punto de reunión en caso de que se presente algún incidente y se habla sobre la operación a realizar; los componentes de la sonda que se bajará, el intervalo a calibrar y el diámetro del calibrador que se introducirá al pozo.

Se procede a la instalación del equipo, acordonar el área y colocar todas las señalizaciones pertinentes, se prueba el equipo de control de presión y se arma la sonda que generalmente en pozos con terminación en Tubing Less de 3 1/2" y de baja presión se utilizan 2 barra de peso de 2 1/8", tijera de 1 11/16" y calibrador de 2.5" de diámetro.

Se baja la herramienta para verificar la nueva profundidad interior del pozo (profundidad del tapón), se grafican los parámetros de profundidad y tensión vs tiempo, si la herramienta baja sin problemas y llega a una profundidad interior de 25 m debajo de la base del intervalo más profundo disparado (de acuerdo a contrato Burgos VIII-A), se saca la herramienta a superficie y se dan por terminadas las operaciones de reparación mayor del pozo entregando el mismo a Pemex Exploración y Producción, si se llegase a encontrar resistencia, la siguiente operación será realizar una limpieza de pozo con tubería flexible limpiando el intervalo hasta 50 m debajo de la base del intervalo más profundo disparado (de acuerdo a contrato Burgos VIII-A). Posteriormente se entregará el pozo a Pemex Exploración y Producción dando por terminadas las operaciones de Reparación Mayor.



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El proyecto Burgos es el más importante para PEMEX en términos de producción de gas no asociado. Las reparaciones mayores y menores juegan un papel importante para la incorporación de producción, además de ser menos costosas y tardadas, pero no debemos olvidar que sin la exploración y perforación de nuevos pozos llegaría el día en que terminaríamos con nuestras reservas.

En el área de la Cuenca de Burgos en pozos terminados en tubing less (tubería de producción) las reparaciones menores y mayores resultan muy prácticas ya que se ahorran el tiempo de estar instalando equipo convencional en la localización, recuperar aparejo de producción y dismantelar el equipo para trasladarlo a otro pozo.

Resulta de vital importancia para el ingeniero recién egresado tener una visión no solo del sustento ingenieril que está detrás de cada una de las operaciones sino también de la secuencia operativa que se lleva en campo en cada una de las ramas de este negocio ya que la mayor parte de las compañías petroleras prestadoras de servicio inician su entrenamiento de ingenieros nuevos en campo para que llegado el tiempo en que éstos se encuentren en oficina diseñando o dirigiendo operaciones puedan tener un panorama más amplio a la hora de tomar una decisión.

La celebración de contratos de obra pública financiada en la Cuenca de Burgos resulta un negocio atractivo para las compañías petroleras prestadoras de servicio ya que las motiva a invertir en investigación y en mejores tecnologías para reducir costos e incrementar sus ganancias derivado del aumento en la producción de cada uno de los pozos. Para Pemex resulta también provechoso ya que incrementa su producción en menores tiempos y logra un mayor factor de recuperación de sus reservas.

En la mayoría de los contratos que Pemex celebra especifica cierta cantidad de años de experiencia para el personal, creo que independientemente de los años de experiencia se debe de hacer énfasis en los conocimientos y en la capacidad del personal, también se debe de dar preferencia a los ingenieros petroleros ya que son éstos los que se adaptan de una manera más rápida a esta industria ya que cuentan con las bases para hacerlo.

**BIBLIOGRAFÍA**

Baxter, D., Behrmann, L., Grove, B., Williams, H., Heiland, J., Ji, L., Kin, C., Mertin, A., Mishra, V., Monro, J., Pizzolante, I., Safiin, N. y Rajeswary, R. (2009). Operaciones de disparos: cuando la falla es el objetivo. *Oilfield Review*, 21, no. 4. 4-17.

Bersas, K., Stenhaug, M., Doornbosch, F., Langseth, B., Fimreite, H. y Parrot, B. (2004). Disparos sobre el objetivo. *Oilfield Review*, 16, no. 2. 30-39.

Bruyere, F., Clark, D., Stirton, G., Kusumadjaja, A., Manalu, D., Sobirin, M., Martin, A., Robertson, D. y Stenhouse, A. (2006). Nuevas prácticas para mejorar los resultados de las operaciones de disparos. *Oilfield Review*, 18, no. 4. 18-35.

Eguiluz, Samuel (2011). *Sinopsis geológica de la Cuenca de Burgos, noreste de México: producción y recursos petroleros*. México: Sociedad Geológica Mexicana, Volumen 63, Número 2, 323-332.

Gerencia de Ingeniería y Tecnología de la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos PEMEX (2008). Guía de diseño para disparos de producción. México: Autor.

Subdirección de la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos PEMEX (2002). Procedimiento operativo para efectuar bombeos diversos con unidad de alta presión. (versión segunda). México: Autor.

Subdirección de la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos PEMEX (2002). Procedimiento para efectuar disparos de producción (versión segunda). México: Autor.

Subdirección de la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos PEMEX (2002). Procedimiento para la verificación de las condiciones de acceso, localización y del medio árbol (versión segunda). México: Autor.

Subdirección de la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos PEMEX (2002). Procedimiento para limpieza y medición de pozos fracturados (versión primera). México: Autor.

Subdirección de la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos PEMEX (2002). Procedimiento para realizar un fracturamiento hidráulico (versión primera). México: Autor.

Subdirección de la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos PEMEX (2005). Procedimiento operativo de inducción con unidades de tubería flexible (versión primera). México: Autor.



BIBLIOGRAFÍA

Subdirección de la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos PEMEX (2005). Procedimiento operativo de limpieza de arena y lodo con unidades de tubería flexible (versión primera). México: Autor.

Subdirección de la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos PEMEX (2008). Procedimiento general para efectuar operaciones con línea de acero (versión tercera). México: Autor.

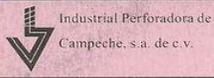
Subdirección de la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos PEMEX (2008). Procedimiento para la colocación de tapones de arena (versión primera). México: Autor.

<http://www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=145&catID=12962>



Apéndice

Permiso para trabajo con riesgo clase A

		PERMISO CLASE A	TRABAJO: _____	NÚMERO DEL PERMISO IPC N° 00754																																					
1. SOLICITUD Y DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO (Llenado por el Solicitante)																																									
He repasado esta tarea y estoy convencido de que la información contenida en esta solicitud de Trabajo es suficiente y exacta.		Pozo y Equipo: _____	Sitio del trabajo: _____	Número de personas: _____	Número de Permiso Asociado: _____																																				
Inicio _____ Hora _____ Fecha _____		Termina _____ Hora _____ Fecha _____																																							
Nombre: _____ Puesto: _____ Firma: _____ Teléfono: _____ Nombre Cia.: _____	Descripción específica del trabajo: _____ _____ _____ Nombre de los Supervisores: _____ _____ _____																																								
¿Intervención a equipo? <input type="checkbox"/> Si o No		¿Se requiere realizar pruebas a equipos? <input type="checkbox"/> Si o No		¿Trabajo caliente implicado? <input type="checkbox"/> Si o No																																					
2a. TIPOS DE RIESGO Poner "Si" o "No" en los cuadros del riesgo implicado en la tarea, los riesgos adicionales deben escribirse en los espacios. <input type="checkbox"/> Manejo de sustancias químicas <input type="checkbox"/> Presencia de líneas de energía eléctrica adyacentes al sitio de trabajo <input type="checkbox"/> Equipos de presión adyacentes al sitio de trabajo <input type="checkbox"/> Entrada a espacios confinados <input type="checkbox"/> Presencia de gases o situaciones inflamables <input type="checkbox"/> Trabajo en altura Otros _____			2b. LISTAS DE VERIFICACIÓN REQUERIDAS <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>LISTA DE VERF.</th> <th>SI o NO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Manejo de Materiales Peligrosos</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Espacios Confinados</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Movimiento de Cargas Peligrosas</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Riesgo de Choque Eléctrico</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Trabajos Calientes</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Trabajo en Altura</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Otros: _____</td><td></td><td></td></tr> </tbody> </table>				LISTA DE VERF.	SI o NO	Manejo de Materiales Peligrosos			Espacios Confinados			Movimiento de Cargas Peligrosas			Riesgo de Choque Eléctrico			Trabajos Calientes			Trabajo en Altura			Otros: _____														
	LISTA DE VERF.	SI o NO																																							
Manejo de Materiales Peligrosos																																									
Espacios Confinados																																									
Movimiento de Cargas Peligrosas																																									
Riesgo de Choque Eléctrico																																									
Trabajos Calientes																																									
Trabajo en Altura																																									
Otros: _____																																									
3a. CERTIFICADOS ANEXOS AL PERMISO <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>SI o NO</th> <th>Número de Certificado</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Aislamiento Eléctrico</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Aislamiento Mecánico</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Entrada a espacio confinado</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Radiografía</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Prueba de Gas</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Buceo</td><td></td><td></td></tr> </tbody> </table>				SI o NO	Número de Certificado	Aislamiento Eléctrico			Aislamiento Mecánico			Entrada a espacio confinado			Radiografía			Prueba de Gas			Buceo			3b. REQUISITOS DE PRUEBA DE GAS ¿Se requiere prueba de gas? Si o No <input type="checkbox"/> Gases que deben ser probados Hidrocarburos <input type="checkbox"/> Al inicio de trabajo <input type="checkbox"/> H ₂ S <input type="checkbox"/> Al final de trabajo <input type="checkbox"/> Oxígeno <input type="checkbox"/> Otros <input type="checkbox"/> A intervalos de _____ hrs.																	
	SI o NO	Número de Certificado																																							
Aislamiento Eléctrico																																									
Aislamiento Mecánico																																									
Entrada a espacio confinado																																									
Radiografía																																									
Prueba de Gas																																									
Buceo																																									
4a. EQUIPOS DE PROTECCIÓN PERSONAL (Poner Si o No en los cuadros del equipo requerido, los equipos adicionales deben escribirse en los espacios) <input type="checkbox"/> Casco, botas, guantes, ropa de algodón de seguridad y lentes. <input type="checkbox"/> Protección Auditiva Otros: _____ <input type="checkbox"/> Protección Ocular <input type="checkbox"/> Protección Respiratoria _____																																									
5a. REQUERIMIENTOS DE MEDIDAS CONTRA INCENDIOS <table border="1"> <thead> <tr> <th>Se Requiere:</th> <th>SI/NO</th> <th>Verificado por: (iniciales)</th> <th>Se requiere:</th> <th>SI/NO</th> <th>Verificado por: (iniciales)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>¿Ayudante contra incendio?</td> <td></td> <td></td> <td>¿Eliminar todo el material combustible?</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>¿Extintor?</td> <td></td> <td></td> <td>¿Cubrir drenajes y equipo delicado?</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>¿Manguera contra incendio?</td> <td></td> <td></td> <td>¿Colocar lonas para cubrir equipo y humedecerlas en caso necesario?</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>¿Protección del área con cortina de agua?</td> <td></td> <td></td> <td>¿Proteger Instrumentación e iluminación?</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>¿Barrera y letreros de seguridad?</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> Nota: La columna de "verificado por" sólo debe ser llenado por el Responsable de la Operación en Sitio. Otros: _____						Se Requiere:	SI/NO	Verificado por: (iniciales)	Se requiere:	SI/NO	Verificado por: (iniciales)	¿Ayudante contra incendio?			¿Eliminar todo el material combustible?			¿Extintor?			¿Cubrir drenajes y equipo delicado?			¿Manguera contra incendio?			¿Colocar lonas para cubrir equipo y humedecerlas en caso necesario?			¿Protección del área con cortina de agua?			¿Proteger Instrumentación e iluminación?			¿Barrera y letreros de seguridad?					
Se Requiere:	SI/NO	Verificado por: (iniciales)	Se requiere:	SI/NO	Verificado por: (iniciales)																																				
¿Ayudante contra incendio?			¿Eliminar todo el material combustible?																																						
¿Extintor?			¿Cubrir drenajes y equipo delicado?																																						
¿Manguera contra incendio?			¿Colocar lonas para cubrir equipo y humedecerlas en caso necesario?																																						
¿Protección del área con cortina de agua?			¿Proteger Instrumentación e iluminación?																																						
¿Barrera y letreros de seguridad?																																									
5b. PRECAUCIONES Y CONTROLES ADICIONALES _____ _____																																									
6a. ACUERDO POR EL RESPONSABLE DE LA OPERACION EN EL SITIO Estoy de acuerdo en que las precauciones establecidas para este trabajo son suficientes y correctas. Nombre: _____ Ficha: _____ Firma: _____ Fecha: _____			6b. ACUERDO POR EL ENCARGADO DE SEGURIDAD (en caso que exista el puesto en la instalación) Estoy de acuerdo en que las precauciones establecidas para este trabajo son suficientes y correctas. Nombre: _____ Ficha: _____ Firma: _____ Fecha: _____																																						
6c. ACUERDO POR EL SUPERVISOR/ENCARGADO DE MANTENIMIENTO MECÁNICO/ELÉCTRICO (En caso de ser necesario) Estoy de acuerdo en que las precauciones establecidas para controlar los riesgos generado por el equipo intervenido son suficientes y correctas. Nombre: _____ Ficha: _____ Firma: _____ Fecha: _____																																									



APÉNDICE