



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

“Protocolo de Reparación y Mantenimiento de pozos
aplicado en un caso típico de la provincia geológica
Tampico- Misantla”.

INFORME DE TRABAJO PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA

FREDY RENÉ VILLALOBOS FUENTES



AVAL ANTE EL COMITÉ DE TITULACIÓN
Ing. Alberto Arias Paz.

MÉXICO D.F. 2016



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN
CIENCIAS DE LA TIERRA
OFICIO FING/DICT/266/2016

SR. FREDY RENÉ VILLALOBOS FUENTES

Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento que la opción de titulación: **Por trabajo profesional**, así como el tema y contenido propuestos por el **Ing. Alberto Arias Paz** en calidad de **Aval**, han sido aprobados por el comité de titulación de la carrera de **Ingeniería Petrolera** y se muestran a continuación

PROTOCOLO DE REPARACIÓN Y MANTENIMIENTO DE POZOS APLICADO EN UN CASO TÍPICO DE LA PROVINCIA GEOLÓGICA TAMPÍCO-MISANTLA

	INTRODUCCIÓN
I	DESCRIPCIÓN DE LA INSTITUCIÓN Y ACTIVIDADES
II	MARCO CONCEPTUAL
III	DESCRIPCIÓN DE LA PROBLEMÁTICA ABORDADA
IV	DESARROLLO DEL TRABAJO-CASO DE APLICACIÓN
V	ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS
	CONCLUSIONES
	BIBLIOGRAFÍA
	ANEXOS

Por otra parte, le comunico que le ha sido asignado el siguiente jurado que tendrá como función básica, avalar su trabajo escrito y autorizar la réplica oral requerida para la obtención del título profesional, de acuerdo al Reglamento de Opciones de Titulación vigente

PRESIDENTE:	ING. RAFAEL VIÑAS RODRÍGUEZ
VOCAL:	ING. ALBERTO ARIAS PAZ
SECRETARIO:	M. C. NOÉ SANTILLÁN PIÑA
1ER. SUPLENTE:	QUÍM. MARÍA CRISTINA AVILÉS ALCÁNTARA
2DO. SUPLENTE:	ING. PEDRO ÁNGEL AVITUA VARELA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de Administración Escolar, en el sentido que se imprima en lugar visible de cada ejemplar del trabajo escrito, el título de este.

Asimismo, le recuerdo que para optar por el título profesional, es necesario haber acreditado el 100% de los créditos establecidos en el plan de estudios, haber realizado el Servicio Social de acuerdo con la Legislación Universitaria y haber aprobado el examen de comprensión de lectura de un idioma extranjero, en términos de lo dispuesto por el Consejo Técnico.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

Cd. Universitaria, Cd. Mx., 28 de marzo de 2016

El Presidente del Comité de Titulación de Ingeniería Petrolera


DR. ENRIQUE ALEJANDRO GONZÁLEZ TORRES


ccp Coordinador de la Carrera
ccp Interésado

AGRADECIMIENTOS

Gracias a mi Madre por su amor y su esmero: Así que el esfuerzo es recompensado solo si se logra una buena semilla.

Gracias a mi Familia por procurarme oportunidades. En especial a mi tía Laura y mi tía Rubí por el afecto incondicional.

Gracias a mis Amigos: Rubén, Omar, Oscar, Héctor y demás compañeros por compartir el camino y hacerlo más ameno en las batallas.

Gracias a Maritza por su enorme paciencia y apoyo invaluable en esta Odisea.

Gracias al Ingeniero Alberto Arias Paz por ser mi mentor.

Gracias a mis Buenos Profesores por sus conocimientos transmitidos y por inspirarme respeto hacia esa noble labor.

Gracias a mis no tan buenos Profesores, porque hasta del mal ejemplo se puede aprender algo.

Gracias a la Vida por presentarme los obstáculos que me trajeron hasta aquí.

ÍNDICE

I. ABSTRACT.....	(1)
II. OBJETIVO.....	(3)

INFORME DE TRABAJO PROFESIONAL:

1. DESCRIPCIÓN DE LA INSTITUCION Y ACTIVIDADES.....	(3)
2. MARCO CONCEPTUAL.....	(4)
2.1 FLUIDOS UTILIZADOS DURANTE LA REPARACIÓN.....	(5)
2.2 RAZONES QUE JUSTIFICAN LA REPARACIÓN DE POZOS.....	(6)
2.3 CLASIFICACIÓN DE LAS REPARACIONES DE POZOS.....	(11)
2.4 BENEFICIOS DE LAS REPARACIONES DE POZOS.....	(16)
2.5. EQUIPOS DE TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS MCU'S (UNIDADES MOVILES COMBINADAS).....	(18)
2.5.1 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS MCU'S.....	(18)
2.5.1.1 UNIDAD MOVIL DE SERVICIO DE MÁSTIL.....	(20)
2.5.1.2 UNIDAD PARA BOMBAS Y PRESAS DE FLUIDOS.....	(20)
2.5.1.3 UNIDAD DE HERRAMIENTAS.....	(21)
2.5.2 COMPONENTES DE LOS EQUIPOS MCU'S:	
2.5.2.1 SISTEMA DE ESTABILIZADORES.....	(22)
2.5.2.2 PISO DE ENGANCHE.....	(23)
2.5.2.3 CORONA.....	(24)
2.5.2.4 BLOQUE VIAJERO.....	(24)
2.5.2.5 TAMBOR PRINCIPAL.....	(26)
2.5.2.5 CABLE DE PERFORACIÓN.....	(26)
2.5.2.6 SISTEMA DE FRENADO.....	(27)
2.5.2.7 VÁLVULA DE SEGURIDAD Ó VÁLVULA DE PIE.....	(28)
2.5.2.8 ESLABONES.....	(28)
2.5.2.9 ELEVADORES DE TUBERÍA.....	(29)
2.5.2.10 LLAVE DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.....	(29)
2.5.2.11 LLAVE DE VARILLA DE BOMBEO.....	(30)
2.5.2.12 GANCHO DE VARILLA.....	(30)
2.5.2.13 BOMBA TRIPLEX.....	(31)
2.5.2.14 ARAÑA PARA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.....	(32)
2.5.2.15 PRESA DE FLUIDOS.....	(33)
2.5.2.16 PRESA AUXILIAR.....	(34)
2.5.2.17 MÚLTIPLE DE ESTRANGULACIÓN.....	(34)
2.5.2.18 UNIDAD DE HERRAMIENTAS.....	(34)

2.5.2.19	PREVENTORES.....	(35)
2.5.2.20	SISTEMA DE ACUMULADORES.....	(36)
2.5.2.21	CABINA O DOGHOUSE.....	(37)
2.5.2.22	GENERADOR.....	(38)
3.	DESCRIPCIÓN DE LA PROBLEMÁTICA ABORDADA Y DEL AREA DE APLICACIÓN.....	(39)
3.1	HISTORIA Y UBICACIÓN.....	(39)
3.2	GEOLOGÍA.....	(40)
3.2.1	ESTRUCTURAL.....	(40)
3.2.2	COLUMNA ESTRATIGRÁFICA.....	(43)
3.2.3	DESCRIPTIVA.....	(44)
3.3	GEOFÍSICA.....	(46)
3.3.1	SISMICA 3D.....	(46)
3.3.2	IMPEDANCIA ACÚSTICA.....	(47)
4.	DESARROLLO DE UN CASO-TRABAJO DE APLICACIÓN.....	(48)
4.1	CONTENIDO:	
1.-	OBJETIVO.....	(50)
2.-	ANTECEDENTES Y CONDICIONES ACTUALES DEL POZO.....	(51)
3.-	RESUMEN DE PERFORACIÓN.....	(51)
4.-	TOMA DE REGISTROS.....	(52)
5.-	RESUMEN DE TERMINACIÓN Y OTRAS INTERVENCIONES.....	(52)
6.-	TRAYECTORIA DIRECCIONAL.....	(56)
7.-	ESTADO MECÁNICO ACTUAL.....	(57)
8.-	PROGRAMA DE ACTIVIDADES Y TIEMPOS DE INTERVENCIÓN.....	(58)
9.-	ESTADO MECÁNICO PROGRAMADO.....	(60)
10.-	COSTO ESTIMADO.....	(61)
11.-	SEGURIDAD Y ECOLOGÍA.....	(61)
5	RESULTADOS O INFORME FINAL.....	(63)
1.-	OBJETIVO REAL.....	(64)
2.-	TIEMPOS REALES DE INTERVENCIÓN.....	(64)
3.-	ESTADO MECÁNICO FINAL.....	(69)
6	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	(70)
7	BIBLIOGRAFÍA.....	(72)

I. ABSTRACT

Given the global dynamics of supply and demand of energy resources that have occurred in recent decades in the oil industry in Mexico various projects have been developed by PEMEX to produce raw material for global quality at competitive prices making a contribution to the development of the country through exports.

This paper presents an approach to a corresponding project in the area of repair and maintenance of wells to be performed in order to maintain production in the North, corresponding to the city of Poza Rica, Veracruz and its surroundings. In this way it seeks to offset production declines in other parts of Mexico through the development of new wells in an area with great potential yet. For the above purpose, we have generated several series of tenders that have prompted companies in different countries to come to offer their services for the exploration and production of hydrocarbons.

II. OBJETIVO

Mediante la elaboración de este trabajo se pretende ofrecer a cualquier estudiante de ciencias de la tierra un acercamiento a las prácticas de Reparación y Mantenimiento de Pozos aplicadas en un campo de la provincia geológica Tampico – Misantla.

1. DESCRIPCIÓN DE LA INSTITUCIÓN Y ACTIVIDADES

Ante el de incremento en la demanda de producción a la industria de los hidrocarburos en México que se vino dando en las últimas décadas y el arribo de empresas ofertantes de servicios para PEMEX, fue cómo a partir de Marzo del 2013 y hasta finales del mismo año tuve la posibilidad de incorporarme para apoyar la logística de trabajo en campo, para el proyecto “Reparación y Mantenimiento de pozos” en Poza Rica. Esta área se localiza en la planicie costera del Golfo de México en la porción Norte del Estado de Veracruz; Ahí colaboré en las operaciones realizadas por la compañía Tarco Latín América, la cual cuenta con más de 35 años de experiencia en la industria del petróleo, principalmente en el área de Instalación de algunos Sistemas Artificiales de Producción y Reparación y Mantenimiento de Pozos.

En este informe se exponen brevemente las razones que justifican las actividades del área de Reparación y Mantenimiento de Pozos que, por una parte hace aportes para incrementar la producción, y por otra parte también permiten compensar parcialmente la declinación de los campos que actualmente se encuentran en su etapa madura de explotación en esta región. A su vez en este trabajo se presentan los componentes de un protocolo o programa de operación como los que se emplean en campo regularmente. Además de aportar una descripción del área geológica de aplicación en este informe también se muestran algunas de las principales herramientas empleadas en operación en campo que nos permite entender de manera más clara los resultados y la eficiencia de ejecución de los programas operativos en tiempo real con el fin de mejorarlos y evitar en medida de lo posible las pérdidas de cualquier índole.

2. MARCO CONCEPTUAL

Servicio de Mantenimiento a Pozos: Se refiere a las operaciones de reacondicionamiento realizadas a través del árbol de válvulas, con la tubería de producción en su lugar. Estas operaciones también se conocen como “intervención de pozo”. Se puede utilizar tubería flexible (“coiled tubing”), tubería de producción, cable de acero y sartas de trabajo. Muchas de las operaciones son similares a las realizadas durante un reacondicionamiento, pero se encuentran limitadas por el diámetro interno (ID) de la terminación existente.¹

Reparación de Pozos: También conocido como rehabilitación, reacondicionamiento o *workover* se refiere a una variedad de operaciones correctivas realizadas en un pozo a fin de mantener, restaurar o mejorar su productividad. Las operaciones de reparación pueden incluir trabajos como la sustitución de tuberías de producción dañadas, disparar otro intervalo para poner en producción una zona más alta, acidificación por daño en el área cercana al pozo, taponamiento y abandono de una zona cercana al pozo, entre otras.

La reparación de pozos es un proceso llevado a cabo después de la perforación y de la terminación que en conjunto son las operaciones que tienen como fin comunicar a la formación productora con la superficie teniendo como objetivo optimizar, rehabilitar o mejorar la productividad de un pozo y de esta manera obtener hidrocarburos al menor costo. Para esto deben emplearse técnicas y equipos adecuados a las características del yacimiento (Tipo de formación, mecanismo de empuje, etc.). En la planeación no solo se debe considerar los costos iniciales y la producción en la etapa fluyente, si no las condiciones del pozo a largo plazo que es donde entra la etapa de reparación del pozo, tomando en cuenta las futuras reparaciones y la instalación de sistemas de producción artificial.

Para la reparación de pozos un factor que afecta comúnmente a la producción es el daño a la formación (disminución de la permeabilidad) causado por el filtrado de lodo durante la perforación, terminación y más aún al disparar al intervalo productor. Por lo que esto ha llevado a tomar en cuenta los efectos perjudiciales que pueden ocasionar los diversos

fluidos de control sobre las formaciones, debido a lo cual es necesario seleccionar cuidadosamente los fluidos utilizados durante las intervenciones.

Para tomar la decisión de llevar a cabo la reparación de un pozo se debe de tomar en cuenta alguno de los siguientes parámetros:

1. Disminución de la producción.
2. Deterioro del aparejo de producción.
3. Arenamiento o limpieza de pozo.
4. Incorporación de un intervalo productor.
5. Cambio de intervalo productor.

Tomando en cuenta la reparación que se realizará es muy importante contar con la historia del pozo la cual contiene: las operaciones realizadas durante la perforación y terminación de este, así como las intervenciones realizadas durante la vida fluyente del mismo, para realizar un buen programa operativo y realizar las operaciones correctas en el pozo*².

2.1 FLUIDOS UTILIZADOS DURANTE LA REPARACIÓN.

Los fluidos de reparación se utilizan durante operaciones tales como la operación de control de pozo a través de la tubería de producción, desplazamiento del fluido de empaque, lavado de escombros en la tubería de producción. Los fluidos utilizados en la reparación de pozo ofrecen presión hidrostática para el control principal o primario del pozo y contribuyen a sacar recortes y sedimentos, arena y contaminantes. También se pueden utilizar como solventes para disolver productos derivados del petróleo tales como parafinas, asfaltenos y cera, los cuales restringen el diámetro interno de la tubería de producción y afectan la producción. Así como los fluidos de terminación, los fluidos de reparación se han diseñado para minimizar el daño al intervalo productor, a menos que se haya decidido abandonar el mismo. En partes más adelante de este trabajo se ahondará sobre más sobre el tema.

*1,*2 Alonso Ignacio Cardenas, Apuntes de Terminación de Pozos, Facultad de Ingeniería UNAM, pp.159-164

2.2 RAZONES QUE JUSTIFICAN LA REPARACIÓN DE POZOS.

Existen diversas razones que justifican un trabajo de reparación de pozos y la mayor parte de ellas se puede agrupar en seis categorías básicas:

2.2.1 REPARAR O SUSTITUIR EQUIPOS DAÑADOS

Los ambientes de fondo adversos (ej. Erosión, reacciones químicas, temperaturas extremas) pueden dañar los equipos durante la vida útil de un pozo. Los siguientes tipos de equipos pueden requerir de reparación:

- Empacadores de la tubería de producción.
- Mandriles y válvulas de levantamiento artificial por gas.
- Tuberías de producción.
- Bombas electrosumergibles (ESP).
- Bombas de mecánicas con varillas de succión (bombas de vástago).

2.2.2 REPARAR DAÑOS NATURALES DENTRO DEL POZO

El término daño natural se refiere al daño en la roca del yacimiento o los fluidos dentro de ella. Este daño se dio como resultado de la reducción en la permeabilidad del yacimiento en las cercanías del pozo, causado en la perforación debido a la filtración de los lodos de perforación y los sólidos contenidos en este. Algunos ejemplos de este daño natural incluyen la producción de arena, excesiva producción de gas o de agua.

2.2.3 DAÑO A LA FORMACIÓN CERCANA AL POZO.

Los alrededores del pozo que han sido perjudicados por el proceso de perforación, generalmente como resultado de barro o cemento-filtrado invasión. El daño puede afectar significativamente la productividad. Aunque casi siempre presente una zona ligeramente dañada alrededor del pozo, esta puede ser superada mediante la perforación de túneles para crear la conexión de las tuberías del pozo a la formación del yacimiento en buen estado. Los casos más graves de daño pueden requerir una matriz-acidificación, tratamiento con el cual se puede restaurar la permeabilidad natural, o un tratamiento de fracturamiento hidráulico para crear un nuevo camino de gran flujo de conductividad para el depósito. Algunos de estos ejemplos de daño a la formación incluyen:

- Expansión de las arcillas finas de la formación, dentro del espacio poroso de la roca.
- Gargantas de poro obstruidas debido a la migración de partículas finas a través de la formación y hacia el pozo.
- Obstrucción por acción de la emulsión que se forma debido a la mezcla de dos fluidos que usualmente permanecen separados (inmiscibles), tales como una salmuera de terminación y crudo. El resultado es una mezcla sumamente viscosa que reduce la permeabilidad relativa de la formación productora.
- Reducción del tamaño de la garganta de poro debido a la precipitación de escamas, tales como carbonatos de calcio o sulfatos de calcio, provenientes de los fluidos del yacimiento, como resultado de la reducción de temperatura o presión.

2.2.4 PRODUCCIÓN DE ARENA

Debido a que muchos yacimientos se ubican en lechos de arena, la producción de arena es un problema que usualmente se presenta en yacimientos poco profundos con arenas poco consolidadas. A medida que la arena se mueve a través del yacimiento, la sarta de

producción puede taponar los orificios disparados así como las válvulas de seguridad y los equipos superficiales; además, puede erosionar los componentes del árbol de válvulas.

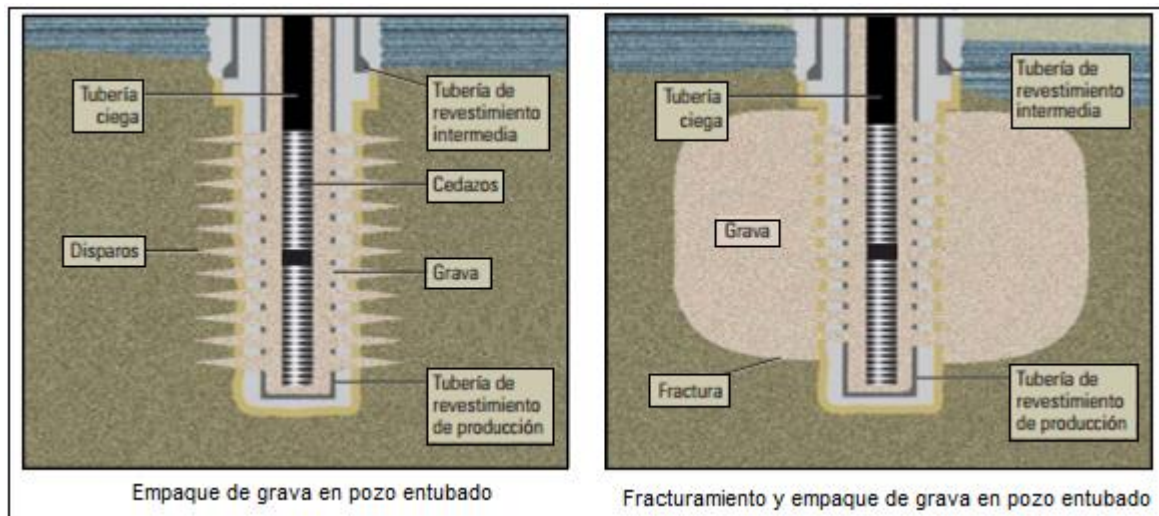


Figura 2.1 Empaques de Grava.

La tasa de producción de arena puede aumentar debido a la fractura de la formación, prácticas de producción deficientes, terminaciones inadecuadas y fallas de los equipos.

Una técnica común en la industria, a fin de controlar la producción de arena, se denomina empaque de grava y consiste en empaquetar, en el espacio anular, partículas de grava dimensionadas, por fuera de una rejilla especialmente diseñada para empaque de grava. De esta manera se evita que la arena de formación entre en la terminación.

El empaque con grava se puede realizar en pozo revestido o en agujero descubierto (figura 2.1.) Para estos procedimientos se utilizan diferentes tipos de rejillas: pre-empacadas, de empaque de grava o simplemente juegos de varias rejillas*³

*3 Alonso Ignacio Cardenas, Apuntes de Terminación de Pozos, Facultad de Ingeniería UNAM, pp.79-85

2.2.5 PRODUCCIÓN EXCESIVA DE GAS

En algunos yacimientos, el gas asociado con el petróleo actúa como una fuerza motriz fundamental para la producción del crudo. Los tipos más comunes de empujes de gas son: empuje por gas disuelto y empuje por gas libre. En el primer tipo, el gas disuelto en el petróleo contribuye a empujarlo hacia la superficie. En algún momento, parte de este gas sale de la solución y queda atrapado por encima del petróleo, formando un “casquete de gas”. La energía en dicho casquete ya se encuentra presente cuando se realiza la terminación. En cualquiera de estos casos, el gas del casquete puede formar un “cono” hacia abajo, es decir, hacia los orificios disparados y producirse junto con el petróleo. La conificación quita al yacimiento parte de su energía de empuje y así se reducen las tasas de producción Figura 2.2.

A fin de controlar esta separación durante las etapas tempranas de la producción, se debe

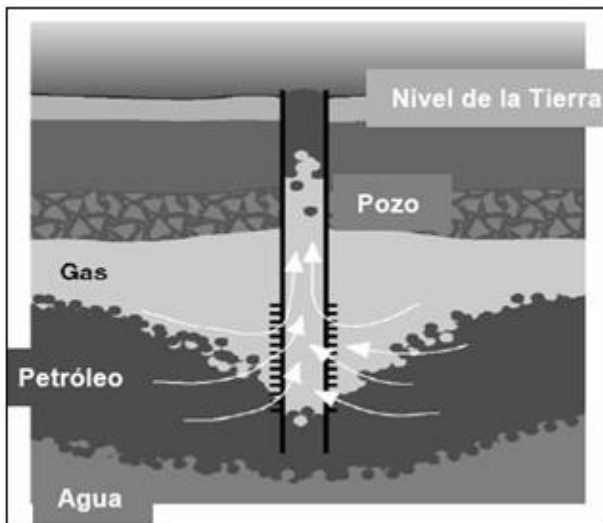


Figura 2.2 Conificación de gas.

controlar la presión a la cual los fluidos de pozo se producen en el yacimiento. Mantener una cierta presión en el pozo contribuirá a retener el gas disuelto con el petróleo. A medida que se producen los fluidos del pozo, esta separación se hace cada vez más difícil de mantener y, por lo tanto, se requiere un trabajo de reparación correctivo.

Este tipo de reparación involucra la cementación de los intervalos disparados existentes y disparar una zona diferente a fin de permitir que el petróleo que se encuentra por debajo del punto de contacto petróleo-gas pueda fluir hacia la superficie.

2.2.6 PRODUCCIÓN EXCESIVA DE AGUA (CONIFICACIÓN).

En yacimientos con empuje por agua, la energía que empuja el petróleo o el gas, proviene de la expansión de grandes cantidades de agua, la cual generalmente, se considera incompresible, pero realmente se expande y comprime en cierta medida. Considerando las enormes cantidades de agua presente en una formación productora, esta pequeña expansión representa una cantidad importante de energía, la cual facilita el empuje de los fluidos a través del yacimiento y hacia la superficie. En este tipo de empuje, el agua tiende a ser llevada arriba, en forma de cono y, tarde o temprano, alcanzará los orificios disparados.

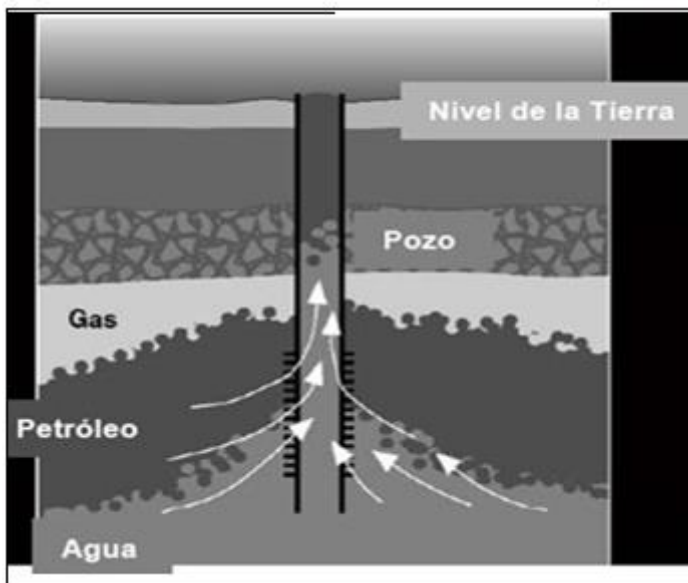


Figura 2.3. Conificación de agua

Como resultado de lo anterior se produce agua, y se deja atrás una porción de las reservas de petróleo. Usualmente, el primer esfuerzo para controlar la conificación implica reducir la tasa de producción; sin embargo, cuando esto falla, puede ser necesaria una operación de reparación mayor para taponar los orificios disparados por debajo de la zona de contacto petróleo-agua y producir desde la parte superior de la zona inundada. Sin embargo en muchos casos, el agua termina cubriendo todo el intervalo productivo y se debe realizar un reacondicionamiento para abandonar totalmente esa zona y de ser posible, producir de otra.

2.3 CLASIFICACIÓN DE LAS REPARACIONES DE POZOS.

Para fines teóricos y operativos la reparación de pozos se puede subdividir en dos ramas:

- REPARACIÓN MAYOR:

Es el conjunto de actividades que tienen la finalidad de mantener al pozo en constante producción mediante la alteración de las condiciones de flujo de los yacimientos productores o mediante el aislamiento y apertura de intervalos. A continuación se mencionan las más importantes.

- 1.- Reparación mayor para poner otra zona en producción.
- 2.- Reparación mayor para aumentar la producción de una zona existente:
 - a) Estimulación con ácido o solvente.
 - b) Fracturamiento hidráulico.

- REPARACIÓN MENOR.

Es el conjunto de actividades que tienen la finalidad de corregir fallas en los aparejos de producción que impiden el flujo hacia la superficie. Dichas actividades son

- 1.- Cambio de aparejo fluyente.
- 2.- Conversión a bombeo mecánico.
- 3.- Conversión a neumático.
- 4.- Conversión a inyector.

2.3.1 DISPARAR PARA PONER OTRA ZONA EN PRODUCCIÓN.

Una de las razones más comunes para realizar una reparación es la terminación de ciertas zonas. La terminación de otras zonas implica cambiar de zona desde la cual se producen los hidrocarburos, este tipo de reacondicionamiento también se le llama reparación mayor. Muchos pozos se perforan de manera tal que penetran muchas zonas pero solamente una de ellas a la vez se pone en producción. En algunos pozos, las zonas más bajas se ponen a producir primero. Una vez agotadas éstas, se someten a cambiar de zona productora (aislamiento) de manera tal que sea posible poner en producción otra zona más arriba.

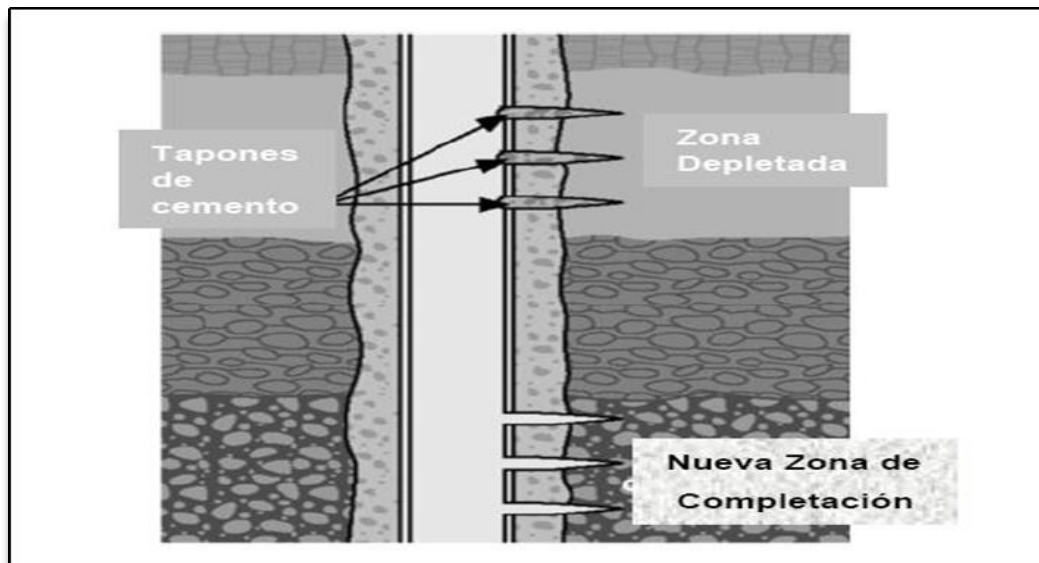


Figura 2.4 Reparación Mayor para poner en producción una zona más alta.

En algunos casos, las zonas más altas se ponen a producir primero y luego se cambia de zona productora para llevar la producción hacia zonas más bajas Figura 2.5. Durante estas intervenciones se tiene que aislar la zona productora efectuando una cementación forzada al intervalo, posteriormente se muele el cemento y el retenedor de cemento buscando dejar descubierta la nueva zona de interés donde se encuentra el nuevo intervalo productor.

En algunas reparaciones mayores para pasar de una zona más baja a otra más alta, se

coloca un tapón de cemento, un tapón recuperable o un tapón de arena, los cuales posiblemente son bajados con cable a fin de aislar la zona abandonada (Figura 2.6); esto contribuye a asegurar que la zona disparada previa quede debidamente aislada.

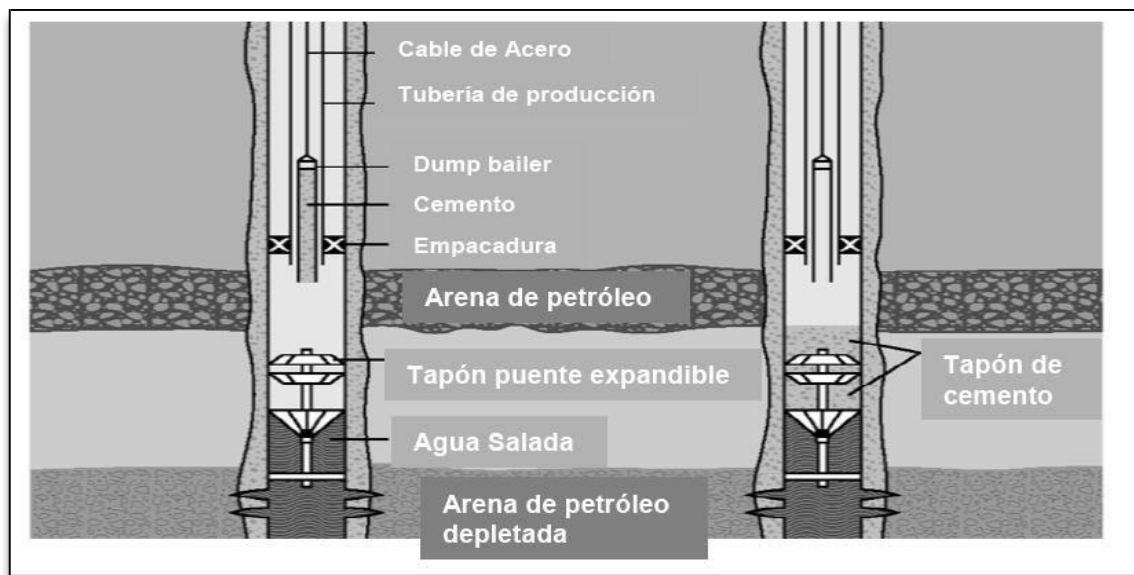


Figura 2.5. Aislamiento de una zona productora.

En una reparación mayor para pasar de una zona más alta a otra más baja y donde no se utilice un tapón para aislar la zona, se pueden requerir varios trabajos de cementación forzada a fin de aislar las zonas superiores y sellar los orificios disparados.

2.3.2 REPARACIÓN MAYOR PARA AUMENTAR LA PRODUCCIÓN DE UNA ZONA EXISTENTE.

2.3.2.1 ESTIMULACIÓN CON ÁCIDO O SOLVENTE

La estimulación matricial es una técnica de estimulación que implica la inyección de un ácido en la roca de formación a presiones por debajo del nivel al cual se fracturará esa roca. Esta técnica permite remover el daño causado por la perforación, terminación y

reparación o por los fluidos para controlar el pozo, así como para la precipitación de depósitos provenientes del agua producida. Gracias a la acción del ácido, se pueden abrir nuevos canales o rutas para los hidrocarburos cerca de las paredes del pozo. El ácido clorhídrico (*HCl*) se utiliza para tratar la caliza, dolomita y otros tipos de rocas carbonatadas, mientras que el ácido fluorhídrico (*HFl*) se utiliza para los yacimientos de areniscas. Una mezcla de *HCl* y *HFl*, se emplea para disolver los depósitos perjudiciales de la arcilla. El daño de las parafinas o asfáltenos presentes en el crudo pueden tratarse mediante solventes orgánicos como la aromina.

El Ácido acético, $\text{CH}_3\text{-COOH}$ es un ácido orgánico que es accesible en solución de ácido acético de 10% por peso en agua. Adicional a su uso como fluido de perforación o como fluido de baja corrosión en presencia de metales que se corroen fácilmente, el ácido acético es generalmente usado en mezclas con *HCl* en ácidos híbridos.

Desventajas: Comparando el costo por unidad de poder de disolución, el ácido acético es más costoso que el ácido fórmico o el clorhídrico, por ello su uso es más limitado.

El Ácido fórmico, HCOOH de los ácidos orgánicos empleados en acidificación, el ácido fórmico tiene el peso molecular más bajo y correspondientemente el costo por volumen más bajo por roca disuelta. Es sustancialmente más fuerte que el ácido acético, sin embargo es más débil que el *HCl*.⁴

2.3.2.2 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

En algunos pozos es necesario fracturar una formación de manera intencional, a fin de lograr una ruta más profunda para el flujo de petróleo y gas hacia el pozo. Entre los fluidos de fractura se encuentra el agua, ácido, geles, emulsiones, espumas o combinaciones de éstos. Los fluidos de fractura se bombean bajo alta presión y a elevados caudales a fin de fracturar la formación. En estos fluidos se encuentran partículas de grano fino denominadas apuntalantes. Los apuntalantes se encuentran constituidos por partículas

-Shirley L. Jaimes Villamil, Estimulación Ácida a Pozos Petroleros, Universidad Industrial de Santander. 2013. Pp 102-105

de arena de tamaño controlado o bauxita sintetizada (mineral de aluminio). El apuntalante permanece en la fractura para mantenerla abierta una vez que se reduce la presión de bombeo.

Un trabajo de fracturamiento con ácido implica bombear un ácido gelificado a una presión superior al límite de fractura de la formación. El gel abre una fractura y el ácido corroe las superficies de las rocas, creando un patrón irregular, para este tipo de fracturamiento no se utiliza apuntalante. Cuando las fuerzas terrestres cierran la fractura, la superficie desigual de sus caras no encaja y se forma un nuevo conducto para el petróleo y el gas.

Las tareas de reparación para los pozos con levantamiento artificial pueden incluir:

- Para bombas mecánicas con varillas de succión (bombas de vástago):
reparación o sustitución de la bomba en el extremo de la sarta de las varillas de succión, ya que puede existir daño debido al desgaste, presencia de arena o bloqueo por presión. Este reacondicionamiento implicaría el uso del equipo de reparación que permita extraer la sarta con varillas y separarla de la tubería de producción, o también puede utilizarse únicamente un equipo varillero. En algunos casos, el movimiento recíprocante de las barras causa abrasión y, tarde o temprano, corroe la tubería de producción. En esta situación, se debe sacar tanto la sarta de varillas como la de la tubería de producción.
- Para bombas hidráulicas: recuperar la bomba a través de la tubería de producción para su reparación o sustitución. En algunos casos, se debe limpiar primero la tubería de producción, pues la acumulación de incrustaciones o parafinas puede obstaculizar el paso de la bomba.
- Para bombas de cavidades progresivas: este tipo de reparación también incluye el recuperar y reparar el aparejo de producción además de utilizar varillas de succión para realizar la extracción de fluido.
- Para levantamiento por gas, se recupera, reparan o sustituyen las válvulas de levantamiento por gas que hayan perdido su funcionalidad (las válvulas dañadas pueden permitir el paso del gas directamente a través de ellas sin restricciones, al perderse su precarga interna porque las piezas elásticas fuelles han perdido su flexibilidad).

2.3.2.3 CONVERSIÓN DE UN POZO PRODUCTOR A INYECTOR.

Algunos trabajos de reparación se realizan para convertir pozos productores a inyectores. En este tipo de reparación, se puede inyectar CO₂ o agua, además de que también se puede utilizar para inyectar fluidos de desecho o remanentes de la perforación.

Como ejemplo, en una reparación de este tipo se puede implicar convertir un pozo productor configurado para el levantamiento por gas continuo o intermitente, utilizando herramientas transportadas por la unidad de línea de acero, las válvulas de levantamiento por gas se recuperan de sus receptáculos, o mandriles de bolsillo, en la terminación, y substituyen por reguladores especiales que controlan la cantidad de gas inyectado en una zona específica del yacimiento. Los gases que usualmente se inyectan incluyen el dióxido de carbono (CO₂) y gas producido en el campo.

Otro ejemplo de un trabajo de reparación para conversión de un pozo sería la reconfiguración del mismo a fin de inyectar el agua producida, por la tubería de producción y hacia la formación. En la sarta de terminación se instalan reguladores especiales con cable de acero, para el control del volumen de agua inyectada según límites predefinidos.

Otra forma de reacondicionamiento es la conversión de un pozo inyector a productor, considerado que la zona inyectada la cual está sin presión, será aislada y disparada en otra zona a fin de convertirlo en productor.

2.4 BENEFICIOS DE LAS REPARACIONES A POZOS.

Los beneficios de los trabajos de reparación de pozos son los siguientes:

1. Aliviar la contrapresión excesiva que se deriva de formaciones taponadas, obstrucciones en el pozo o los equipos en superficie.
2. Reparar o sustituir los equipos de pozos dañados (ej. Equipo de producción con corrosión, acumulación de incrustaciones o con fugas).

3. Reparar el daño a la formación en la región cercana al pozo.
4. Aliviar problemas naturales tales como la conificación de agua o formación de casquete de gas.
5. Aumentar la producción aislando una zona agotada y disparando otra.
6. Mejorar el flujo del crudo que es muy viscoso como para fluir fácilmente
- 7.- Mayor permeabilidad al abrirse fracturas naturales o crearse otras nuevas y mejora de la comunicación entre la formación y el pozo (es decir, operaciones de fracturamiento hidráulico).
- 8.- Substitución del equipo de levantamiento artificial.⁵

2.5 EQUIPOS DE TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS MCU'S (UNIDADES MOVILES COMBINADAS).

Los Equipos de Terminación y Reparación de pozos son equipos diseñados para levantar sartas de producción o trabajo con la finalidad de incrementar la velocidad en introducción y recuperación de los aparejos tubulares, mediante un sistema de levante de cables y poleas, cuenta con implementos para rotar sartas, apretar tuberías, estos equipos poseen sistemas hidráulicos para manejo de fluidos en el pozo y en superficie, así como conexiones superficiales de control y cuentan con los generadores de energía suficiente para mantener en movimiento todos estos implementos (figura 2.6).



Fig. 2.6 Unidad Móvil de Servicio de Mástil

2.5.1 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS MCU'S

Aplicar la tecnología adecuada permite realizar operaciones con mayor aprovechamiento de la vida productiva de un pozo. Para seleccionar un equipo de terminación y reparación de pozo adecuado es necesario determinar la capacidad de carga y la velocidad de izaje requerida para la operación; considerando los siguientes factores:

Capacidad de frenado.- Esta actúa al meter o sacar la tubería dentro del pozo, la capacidad de frenado está en relación directa al área y tamaño de los tambores o discos de freno.

Capacidad del mástil.- Deber ser funcional para manejar la carga y su propio peso y espacio adecuado para maniobras y almacenamiento de tuberías.

Potencia del malacate.- Esta es determinada por la velocidad requerida en el gancho y el peso de la tubería. De acuerdo a este parámetro se selecciona la transmisión y la capacidad del malacate requerida para desarrollar la potencia y transmitirla al cable y al sistema de poleas de acuerdo a los datos técnicos del fábrica

La Unidad Móvil Combinada (MCU por sus siglas en inglés), está diseñada para realizar operaciones en donde requiera rapidez, al mismo tiempo que la versatilidad de contener todos sus insumos consigo.

Diseñada para pozos de recuperación en campos maduros y de baja productividad que necesitan de recuperación secundaria, mantenimiento continuo a pozos y sistemas artificiales. Su diseño es basado en la idea de realizar servicios veloces que puedan optimizar el tiempo de reincorporación de la producción, estas unidades encuentran su mejor aplicación como cambio de sistemas artificiales, reacondicionamiento de sistemas artificiales, reparaciones mayores.

Estas unidades representan una optimización considerable en tiempos de conversión y reparación de pozos. Son completamente portátiles y no necesitan logística ni trailers extra para mover alguno de sus componentes.

La Unidad Móvil Combinada se encuentra conformada por tres unidades: unidad móvil de servicio o mástil, unidad para bomba y presa de fluidos, y unidad de herramientas.⁶

-Stuart Truscott, William. Ficha Técnica de los Equipos MCU. Tarco LatinAmerica. Enero, 2011.

2.5.1.1 UNIDAD MOVIL DE SERVICIO DE MASTIL

Es la unidad con estructura de acero con capacidad de soportar todas las cargas verticales, cargas excedentes y el empuje por la acción del viento. Esta unidad es multifuncional y especializada para realizar los trabajos en la intervención de pozos. Su motor es diésel, modelo DD15, su potencia es de 550 hp y 1800 rpm (figuras 2.7).



Fig. 2.7 Unidad móvil de servicio de mástil.

2.5.1.2 UNIDAD PARA BOMBAS Y PRESAS DE FLUIDOS

En esta segunda unidad móvil se encuentra alojada la bomba triplex, múltiple de estrangulación y plataforma para transportar la presa de fluidos; cuenta con un solo eje sencillo tridem delantero de dirección, capacidad de 40,000 lbs, conjunto trasero con capacidad de 50,000 lbs, sistema de frenos ABS, motor de diésel de 525 hp, además de un malacate de 45,000 lbs para cargar y descargar la presa. Además cuenta con tubería y conexiones necesarias para realizar el control de fluidos (figura 2.8).



Figura 2.8 Unidad para Bomba y Presa de Fluido

2.5.1.3 UNIDAD DE HERRAMIENTAS

Esta unidad, como su nombre lo indica, se utiliza para almacenar y transportar las herramientas; como son: los equipos de preventores para tubería de producción y varilla, llaves hidráulicas y toda la herramienta manual y equipos auxiliares (figura 2.9).



Figura 2.9 Unidad de Herramientas

2.5.2 COMPONENTES DE LOS EQUIPOS MCU'S

El diseño de las unidades móviles combinadas (MCU), radica en la idea de hacerlas auto remolcables completamente sobre ruedas y sin líneas ni anclas, logrando agilidad y versatilidad en las intervenciones a pozos.

La unidad móvil de servicio se eleva a través de un sistema hidráulico doble telescópico, alcanzando una altura máxima de 32 metros. Este sistema de izaje no necesita anclajes o líneas, por lo que el tiempo de izamiento es menor a 10 minutos. Resistencia máxima al viento de 110 kph con o sin retroceso. Su capacidad nominal de carga es de 200,000 libras a 6 líneas, y se encuentra totalmente iluminado (figura 2.10).



Figura 2.10 Unidad Móvil de Servicio o Mástil

2.5.2.1 SISTEMA DE ESTABILIZADORES

Los gatos de nivelación frontales colocados sobre la estera tienen capacidad de carga total de 80,000 lbs. El paquete independiente tiene capacidad de carga de 200,000 lbs – 105 ft con una plataforma de servicio (figura 2.11).

Figura 2.11
Sistema de
Estabilizadores



2.5.2.2 PISO DE ENGANCHE (CHANGUERO)

Diseñado para ser abatible sobre el mástil, se incluye barandales, rieles, pasillos antiderrapantes y sistema retráctil de seguridad para desplazamiento del chango. Tiene la capacidad para estibar 320 tramos de tubería de 2 7/8” ó 210 tramos de tubería de 3 1/2”.



Figura 2.12 Piso de Enganche (Changuero)

2.5.2.3 CORONA

Se le llama corona a una serie de poleas fijas colocadas en la parte superior del mástil, para este tipo unidades la corona consta de 4 poleas para el tambor principal y 1 para la línea de soaveo. Su máxima carga es de 200,000 libras en 6 líneas; contando con sistema de lubricación (figura 2.13a y 2.13b).



(Corona. figuras 2.13a y 2.13b).

2.5.2.4 BLOQUE VIAJERO

También conocido como polea viajera, el bloque viajero como su nombre lo indica, es libre de movilidad. Es una polea de aleación de acero templado, su longitud es corta, con peso extra para un excelente balanceo y un rápido descenso. El gancho es dúplex para el funcionamiento sencillo del elevador. Su límite de carga de trabajo es de 200,462 lbs, diámetro de polea 24". (Figura 2.14)



Figura 2.14 Bloque Viajero

2.5.2.5 TAMBOR PRINCIPAL

El tambor principal es el componente que transmite la fuerza al cable de perforación y realiza la acción de subir o bajar el bloque viajero. El tambor tiene un ranurado para acomodar el cable de perforación de 1" y su tamaño es de 42" x 10" (figura 2.5.2.5).



Figura 2.15 Tambor Principal

2.5.2.6 CABLE DE PERFORACIÓN

El cable de perforación une al tambor principal con el ancla del cable y está guarnido a través de la corona y el bloque viajero; su principal trabajo son los viajes para meter o sacar los aparejos de producción, así como tubería de trabajo para pescar, moler, etc. El diámetro nominal es de 1", su longitud es de 1500 mts, el alma del cable es independiente de acero, su torsión tipo regular con dirección derecha y grado ranurado extra mejorado (figura 2.16)

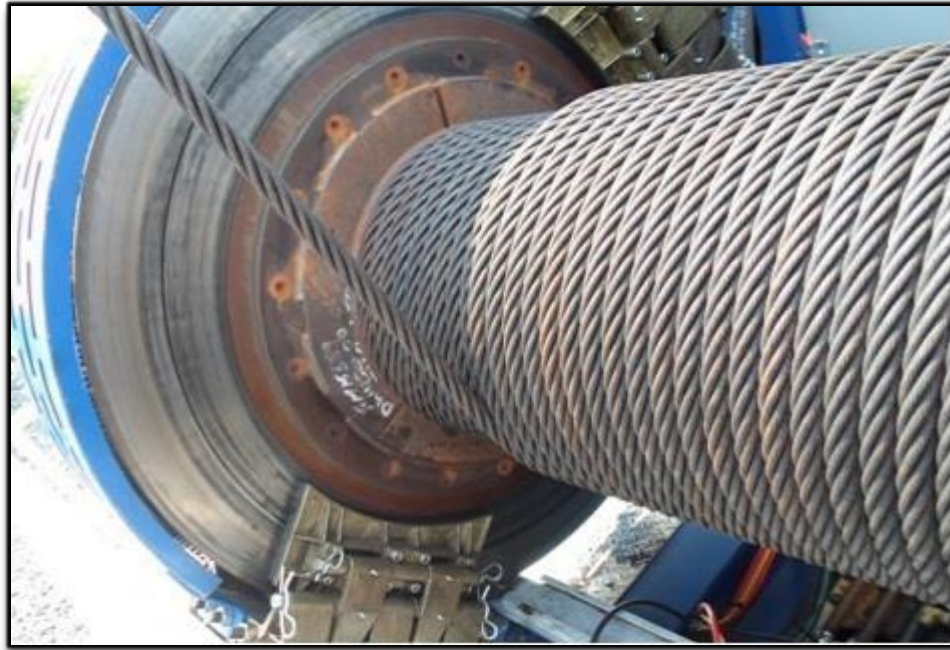


Figura 2.16 Cable de Perforación

2.5.2.7 SISTEMA DE FRENADO

Es muy importante el sistema de frenado, el cual sirve para detener el tambor principal. El freno principal es mecánico, y también utiliza frenos auxiliares para reducir el calor generado por los frenos de fricción. El freno auxiliar de disco de 42", además cuenta con paro de seguridad en la corona (fig. 2.17).



Figura 2.17 Sistema de Frenado

2.18 VÁLVULA DE SEGURIDAD (VÁLVULA DE PIE).

La válvula de seguridad juega un papel muy importante en el proceso de regulación, realiza la importante función de brindar lo que su nombre indica: seguridad y tiene por objeto eliminar o reducir el riesgo de que se produzcan accidentes de trabajo. Su diámetro es de 2 7/8", y el límite máximo de presión es de 5,000 psi (figura 2.18).



Figura 2.18 Válvula de Seguridad

2.5.2.9 ESLABONES

El eslabón apoya a los elevadores, su capacidad de carga de trabajo es de 300,000 lbs en conjunto; su longitud es de 72" por 1.75" (figura 2.19).



Figura 2.19 Eslabones

2.5.2.10 ELEVADORES DE TUBERÍA

El elevador para tubería es un tipo de transporte de tubo implementando una conexión con la tubería, su principal función es cargar y levantar las tuberías de producción.

Su capacidad de carga de trabajo es de 300,000 lbs en conjunto, diámetros de 2 3/8" a 3 1/2". (Figura 2.20)



Figura 2.20 Elevador de tubería

2.5.2.11 LLAVE DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.

Es un equipo hidráulico que se acciona por medio de una unidad de potencia, la llave



Figura 2.21 Llave de Tubería de Producción

hidráulica está diseñada para el servicio de conectar y desconectar la tubería de producción, aplicando un torque específico de acuerdo a las recomendaciones del fabricante de la tubería. El torque máximo para esta llave es de 6,000 ft/lbs a 2500 psi, y se ocupa para tuberías de 2 3/8", 2 7/8" y 3 1/2" (figura 2.21).

2.5.2.12 LLAVE DE VARILLA DE BOMBEO.

Al igual que la llave de producción, se acciona por medio de una unidad de potencia, pero esta llave se utiliza para conectar y desconectar las varillas de bombeo, aplicando un torque de acuerdo a las recomendaciones del fabricante de la varilla de bombeo. El torque máximo para esta llave es de 2,040 ft/lbs a 2500 psi, y se ocupa para varillas de succión de 5/8", 3/4", 7/8", 1" y 1 1/8" (figura 2.22).



Figura 2.22 Llave para Varilla de Bombeo

2.5.2.13 GANCHO DE VARILLA

El gancho de varilla es para 25 tons de carga, su mecanismo de bloqueo opera con un agarre de una mano en el centro de equilibrio del gancho.

Además cuenta con una protección en el gancho de varilla que resguarda la mano del operador (figura 2.23).



Figura 2.23 Gancho para Varilla

2.5.2.14 BOMBA TRIPLEX

La bomba triplex es el componente más importante en el sistema de circulación, debido a su potencia hidráulica suministrada proporciona el gasto y la presión requeridos para una buena limpieza en el pozo. Su capacidad hidráulica efectiva es de 300 hp, presión máxima de bombeo 5500 psi, desplazamiento máximo 11 bpm, diámetro de carrera 4 1/2" x 5; su línea de succión es de 4" y línea de retorno de 2" (figura 2.24).



Figura 2.24 Bomba Triplex

2.5.2.15 ARAÑA PARA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

La araña es utilizada para el manejo de las tuberías de producción. Es operada neumáticamente con un envolvente circular alrededor de elementos de inserción para evitar daños a la tubería, con dar un click al botón se centra al instante a la pieza de trabajo y la sujeta, este tipo de araña se caracteriza por una fuerza de sujeción ajustable y buena estabilidad; su índice de carga es de 260,000 lbs y su rango de tubería es de 1" a 5 1/2" (figura 2.25).



Figura 2.25 Araña para tubería de producción

2.5.2.16 PRESA DE FLUIDOS

La presa de fluidos es el recipiente metálico utilizado para el almacenamiento y tratamiento de los fluidos de control, sus dimensiones son: largo 6.09 mts, ancho 2.44 mts y altura de 2.29 mts. Su capacidad es de 32 m³, es de doble compartimiento, piso de rejilla, bastidor hidráulico para bajar la tubería a nivel de suelo, bastidores móviles, escaleras, barandales plegables de seguridad con rodapiés, desgasificador, colector de 2", línea de succión de 4", sensor de nivel de fluidos mecánico (figura 2.26).



Figura 2.26 Presa de Fluidos

2.5.2.17 PRESA AUXILIAR

La presa auxiliar es utilizada para almacenar los fluidos de control recuperados después de la limpieza del pozo, es decir almacena fluidos sucios que no volverán a ocuparse durante la intervención del pozo. Sus dimensiones son: largo 10.9 mts., ancho 2.65 mts. y altura de 2.07 mts.; para una capacidad de 40 m³ (figura 2.27).



Figura 2.27 Presa Auxiliar

2.5.2.18 MÚLTIPLE DE ESTRANGULACIÓN (*Manifold*)

El múltiple de estrangulación es un arreglo especial de válvulas, cruces y T's de flujo, estranguladores y líneas. Utilizado para el control del pozo, también permite el manejo adecuado de los fluidos aportados. Ensamblado en la unidad móvil bomba, con colector de 7 válvulas de 5,000 psi (figura 2.28).



Figura 2.28 Múltiple de Estrangulación

2.5.2.19 UNIDAD DE HERRAMIENTAS

Como se había mencionado, en esta unidad se guardan y transportan las herramientas, su capacidad es de 5 tons, potencia de 300 hp, 1900 rpm. Además se utiliza para arrastrar la *doghouse* (cabina), (figura 2.29).



Figura 2.29 Unidad de Herramientas

2.5.2.20 PREVENTOR

El preventor es parte de las conexiones superficiales para el control del pozo, es de tipo ariete de doble compuerta clase II, su característica principal es el poder utilizar diferentes tipos y medidas de arietes, según se requiera en los arreglos del conjunto de preventores. Su tamaño es de 7 1/16", presión de trabajo 5000 psi, cuenta con arietes de 2 3/8", 2 7/8", 3 1/2" y aretes ciegos (figura 2.30).



Figura 2.30 Preventor

2.5.2.21 SISTEMA DE ACUMULADORES

El sistema de control acciona el arreglo de preventores, permite aplicar la potencia hidráulica suficiente y confiable para operar el preventor y válvulas hidráulicas instaladas. El sistema de control de preventores se puede accionar de dos formas: hidráulicamente y manualmente; capacidad de 22 gal, y se encuentra instalado en la unidad móvil de servicio (figura 2.31a y 2.31b).



Figura 2.31a

Figura 2.31b Sistemas de Acumuladores

2.5.2.22 CABINA (DOGHOUSE)

Unidad equipada con dos compartimientos, un área para oficinas, y la segunda baño vestidor para la cuadrilla, cuenta con generador eléctrico para su autoabastecimiento. La oficina cuenta con aire acondicionado, frigo bar, seis casilleros, alacena, microondas (figura 2.32).



Figura 2.32 Cabina (Doghouse).

2.5.2.23 GENERADOR

El generador es el dispositivo capaz de mantener una diferencia de potencial eléctrica transformando la energía mecánica en eléctrica, su voltaje es de 480 volts, 66.2 amp, 1800 rpm; equipado con 10 caratulas diferentes calibradas por el número y tamaño de la línea en libras, kilogramos o decanewtons, de fácil lectura, su rango es de 0 a 90 lbf (figura 2.33.).

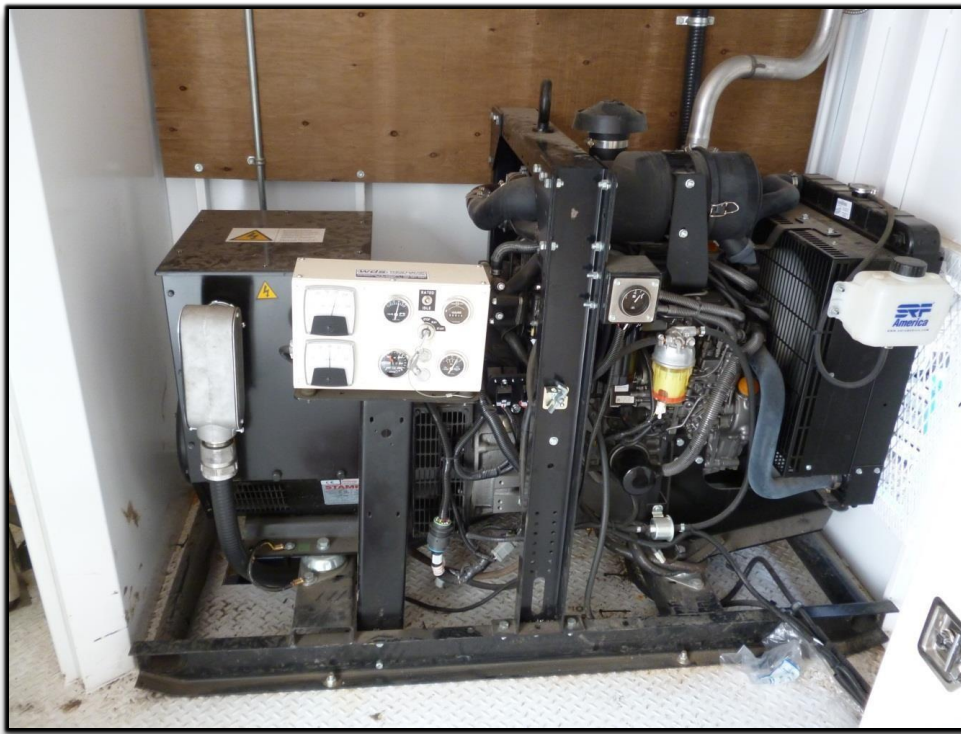
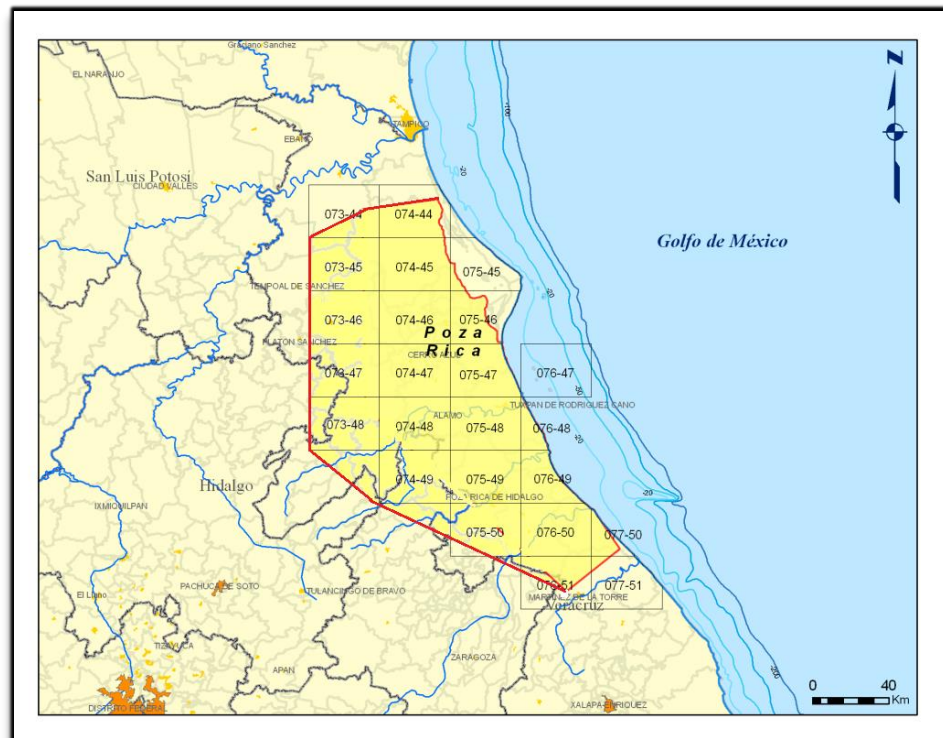


Figura 2.33 Generador

3. DESCRIPCIÓN DE LA PROBLEMÁTICA ABORDADA Y DEL AREA DE APLICACIÓN.

3.1 HISTORIA Y UBICACIÓN

Entre los años de 1925 y 1928, se adquirió información gravimétrica utilizando el rudimentario método de balanza de torsión; por medio de esta información se identificó una anomalía, la cual se interpretó como un alto estructural, y posteriormente ahí se propuso la localización del pozo Poza Rica 2, el cual fue el pozo descubridor del campo. A partir de 1932, se inició una intensa campaña de perforación de pozos de desarrollo, y con esta, la instalación de la infraestructura petrolera de producción, lo cual impidió la adquisición de información sísmica. En 1995 se evaluaron las reservas de aceite del campo y se concluyó que por sus atractivas reservas era importante adquirir sísmica tridimensional.



3.1 Región que comprende el Proyecto de Explotación Poza Rica

El proyecto de explotación Poza Rica se localiza en la planicie costera del Golfo de México en la porción Norte del Estado de Veracruz. Geológicamente está ubicado en la porción Sur-Centro-Oriental de la Provincia Geológica Tampico – Misantla.

Los límites geográficos del proyecto son: al Norte el río Panuco, al Sur el río Nautla, al Oeste los afloramientos de la Sierra Madre Oriental y al Este la línea de costa.

3.2 GEOLOGÍA

3.2.1 ESTRUCTURAL

Mediante sismogramas sintéticos se identificaron e interpretaron un total de 10 horizontes en el volumen sísmico que corresponde a los siguientes marcadores geológicos: base del Terciario, cima Formación Méndez, cima Formación Tamabra, cima Formación Tamaulipas Inferior, cima Formación Pimienta, cima Formación Cahuwasas/ Tepexic y Basamento.

La base del Terciario corresponde a un mínimo o valle. Representa una discordancia la cual no es fácil de seguir o correlacionar por los numerosos valles y canales que genera en el área de estudio. La cima de la Formación Méndez, corresponde a un máximo o pico. Se caracteriza por ser de buena continuidad y amplitud a través del área de estudio.

La cima de la Formación Tamabra se interpretó como un mínimo o valle. Se caracteriza por ser de buena continuidad y amplitud a través del área de estudio. El cuerpo “D” de la Formación Tamabra está representado por un mínimo o valle que se puede seguir a través de toda el área. El cuerpo “BC” corresponde a un máximo o pico. Hay áreas donde se vuelve difícil de correlacionar por la aparición de otros reflectores que pueden corresponder a montículos (mounds). El cuerpo “A” se interpretó como un mínimo o valle; su interpretación se hace difícil hacia la parte Suroeste del levantamiento porque aparenta acunarse.⁷

* 7. PEMEX. Proyecto de Explotación Poza Rica 2010. Pp.23-29

La Formación Tamaulipas fue interpretada como un mínimo o valle y es relativamente consistente a través de todo el levantamiento. La Formación Pimienta corresponde a un valle y se caracteriza por ser de buena continuidad. El horizonte correspondiente a las formaciones Cahuastas/Tepexic fue interpretado como un máximo; el Basamento se interpretó como un máximo y tiene una buena continuidad hacia la parte noroeste del levantamiento. La figura 3.2 muestra una sección arbitraria con los horizontes interpretados y sus características.

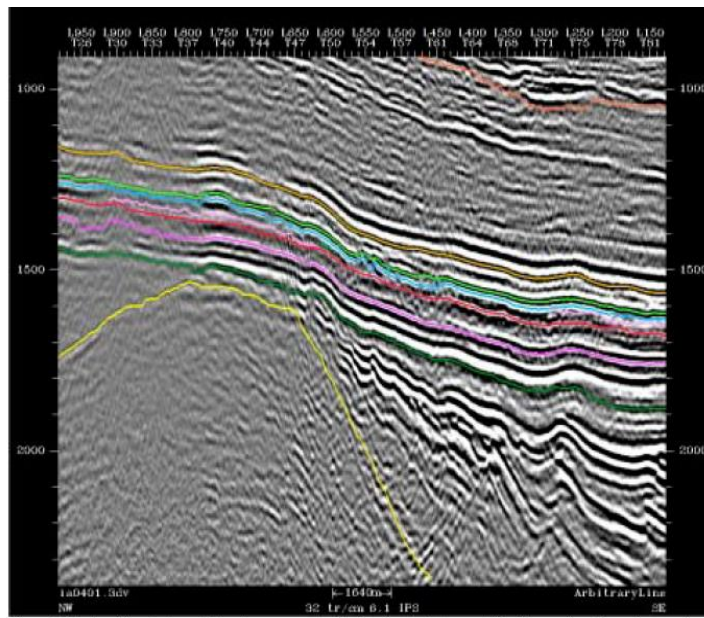


Figura 3.2.- Sección sísmica arbitraria que muestra los horizontes interpretados.

Se cuenta con una buena correlación entre la cima identificada de la Formación Tamabra en los registros de pozo y los datos sísmicos, sin embargo, debido a las geometrías internas y las reflexiones discontinuas, se hace un poco más difícil seguir las cimas de los cuerpos de la formación citada. Con esta información, se construyeron mapas estructurales de los horizontes de la cima de la Formación Tamabra, cima del cuerpo “BC”, cima del cuerpo “A” y cima de la Formación Tamaulipas Inferior; cabe señalar que como el cuerpo “ab” sísmicamente es muy delgado, el mapa de la cima de la Formación Tamabra se puede considerar como el del cuerpo “D”. Todos los mapas muestran una fuerte influencia de la

estructura del basamento, observándose una extensión angosta de la estructura positiva hacia el sureste con una forma parecida a la de un delantal, figura 3.3

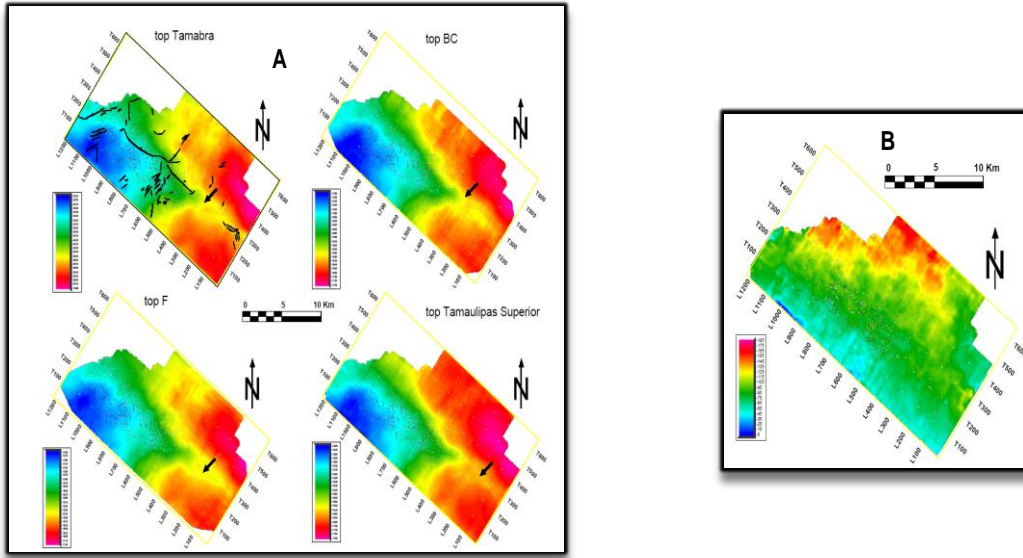


Figura 3.3. Mapas estructurales de los cuatro horizontes principales con mapas contruidos en el conjunto de datos de sísmica 3D.

También se construyó un mapa de isopacas de la Formación Tamabra, en el cual se puede observar un adelgazamiento general hacia el Suroeste de toda la sección de la formación en cuestión. Los espesores más gruesos se ubican en la porción Noreste y se va adelgazando gradualmente hacia el Sureste.

Para obtener la mejor comprensión de la arquitectura estratigráfica del intervalo del yacimiento, fue necesario examinar varios atributos sísmicos. La meta fue identificar la distribución espacial que se pueda relacionar con las formas y las dimensiones conocidas de los cuerpos sedimentarios, especialmente rasgos con forma de abanico o de lóbulo, para lo cual es necesario remover la influencia de la estructura subyacente. Por tal motivo, se horizontalizaron la cima y la base de los reflectores del yacimiento, la base está representada por la cima de la Formación Tamaulipas pero por ser esta una reflexión que representa una unidad litoestratigráfica y no cronoestratigráfica, se decidió utilizar la cima

de la Formación Pimienta dado a su “confiabilidad” en edad, de la misma manera se utilizó al reflector a la cima de la Formación Tamabra, figura 3.4

Los datos sísmicos horizontalizados de la cima del yacimiento son los mejores para mostrar la distribución del evento sísmico, mientras que los de la base reflejan las geometrías que son cercanas a las geometrías originales en el momento de la *sedimentación*.

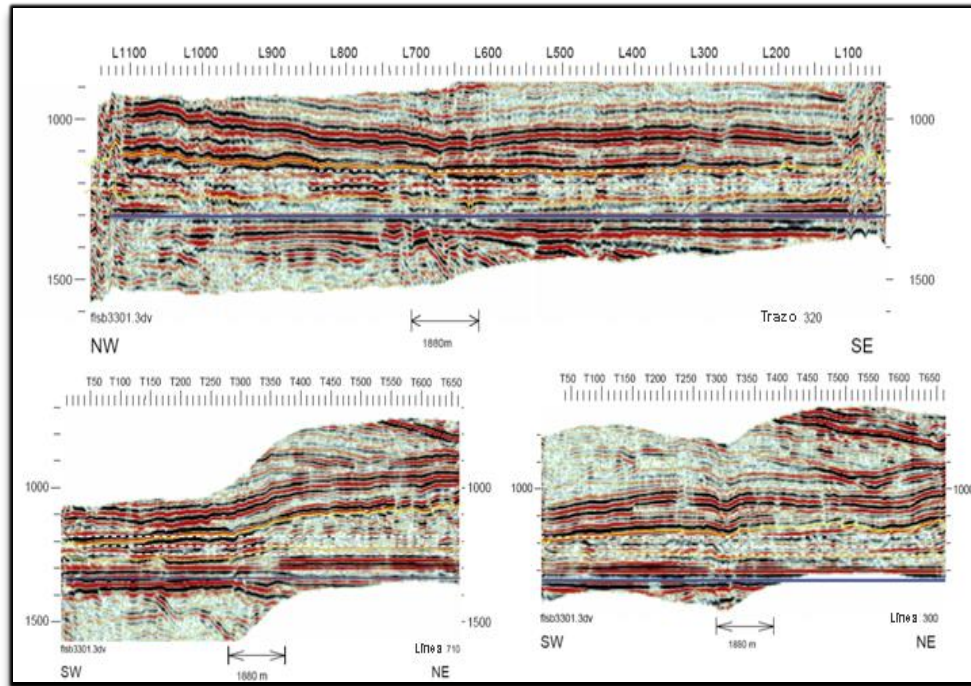


Figura 3.4.- Sección de amplitud sísmica a través de cubo 3D aplanado en el horizonte cima de Pimienta (azul).

La línea amarilla y anaranjada representa el horizonte cima de Tamabra y el horizonte cima de Tamaulipas superior, respectivamente. Las líneas blancas discontinúas muestran la ubicación del corte horizontal en tiempo.

3.2.2 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA

La columna estratigráfica investigada por los pozos comprende desde el Jurásico Inferior hasta el Oligoceno Superior. En el sureste del área, los yacimientos terciarios del Paleocanal de Chicontepec descansan discordantemente en el Jurásico Superior San

Andrés; en la parte centro y norte, se encuentran por encima del Cretácico Superior Méndez. El Paleoceno está representado por las formaciones Velasco, Chicontepec Inferior y Chicontepec Medio. El Eoceno Inferior, por las formaciones Aragón y Chicontepec Superior Canal. El Eoceno Medio por la Formación Guayabal y el Eoceno Superior por las formaciones Tantoyuca y Chapopote. En Chicontepec se tienen definidos tres plays productores: Play Chicontepec (Paleoceno – Eoceno Inferior), Play Chicontepec Canal (Eoceno Inferior Tardío) y Play Tantoyuca (Eoceno Superior). Estos sedimentos son producto de la erosión, fueron transportados y distribuidos por corrientes de turbidez, y depositados en ambiente nerítico a batial superior de aguas profundas. Las secuencias turbidíticas se depositaron por eventos múltiples, incluyendo flujo de escombros y deslizamientos, algunas veces retrabajadas por corrientes de fondo marino.

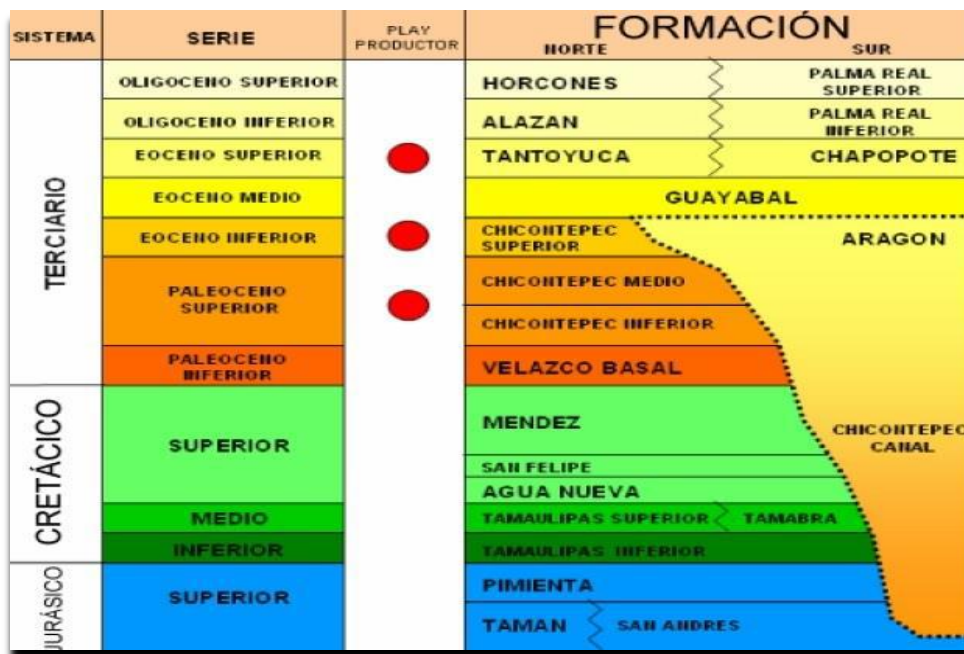


Figura 3.5 Columna Geológica

3.2.3 DESCRIPTIVA

En todas las áreas, las formaciones productoras son: el Abra, Tamabra y San Andrés Jurásico; en total corresponden a 75 campos (53 del área Poza Rica y 22 del área Tres Hermanos).

El campo Poza Rica es un yacimiento de aceite negro de 31° API de densidad saturado con casquete primario de gas y entrada parcial de agua. Su mecanismo de empuje es combinado: gas disuelto y expansión roca-fluido; la RGA varía de 200 a 360 m³ /m³.

El campo San Andrés está constituido por los yacimientos: San Andrés superior, San Andrés inferior y Tamabra, los cuales producen aceite ligero de 32° API. El yacimiento San Andrés es un yacimiento bajo saturado, la RGA varía de 150 a 500 m³ /m³. Su principal mecanismo de empuje es combinado: gas disuelto y expansión roca-fluido.

Los campos de la denominada Faja de Oro terrestre se encuentran en alineamiento de la franja Tamabra, todos ellos son productores en rocas del Cretácico Medio en las formaciones Abra y Tamabra. La profundidad de los yacimientos en Formación Abra va incrementándose de norte a sur de 800 a 1,350 metros. Su principal y único mecanismo de empuje es por acuífero muy activo que mantiene la presión casi sin cambio desde su inicio de explotación en el Abra. La calidad del aceite que producen es de una densidad que varía de los 18° a los 25° API y la RGA varía de 60 a 150 m³ /m³, mientras que en los campos productores en la Formación Tamabra tienen una profundidad promedio de 2,200 metros, el aceite que se produce es ligero con densidad promedio de 32° API y la RGA varía de 150 a 350 m³/m³. Su mecanismo de empuje es combinado: gas disuelto y expansión roca-fluido.

AREA	YACIMIENTO	MECANISMO EMPUJE	DE GRADOS API	TIPO ACEITE	DE RGA M ³ /M ³
Poza Rica	Tamabra	Combinado Disuelto y Expansión Roca-Fluido	Gas 31°	Ligero	200 a 360
San Andrés	San Andrés Inferior, Superior y Tamabra,	Bajo Saturado	32°	Ligero	150 a 500
Faja De Oro Terrestre	Abra Tamabra.	Combinado Hidráulico y Gas Disuelto	18° a los 25° 32°	Pesado Ligero	60 a 150 350

Cuadro 3.1.- Características de los principales yacimientos

3.3 GEOFÍSICA

En los pozos se adquirieron registros geofísicos, como los de resistividad y rayos gamma-neutrón, principalmente, y conforme se continuó con la perforación de pozos, se adquirieron algunos registros sísmicos y escasos de densidad; a la fecha se cuenta solamente con siete pozos con checkshots (Mecatepec 31, Poza Rica 87, Poza Rica 100, Poza Rica 238, Escolín 19, Escolín 32 y Presidente Alemán 5); y un registro de VSP (Poza Rica 50 H3). En las áreas periféricas aledañas, fuera del área donde se adquirió la sísmica 3D, se encuentran otros 13 pozos con información de velocidades.

Para la adquisición de esta información se presentaron varios retos, entre los cuales destacan la infraestructura urbana de la ciudad de Poza Rica, la cual se estableció sobre la parte más alta del yacimiento, además la presencia de abundantes oleoductos, algunos activos y muchos fuera de operación; así como la zona arqueológica de el Tajín, por lo que fue necesario proponer dos fuentes de energía: vibro sísmo en la ciudad y dinamita en las áreas suburbanas en donde se hicieron levantamientos topográficos acompañados de detectores de metales para evitar detonar cerca de un oleoducto. Por otra parte, el diseño del tendido de los receptores fue cuidadosamente determinado para poder recuperar la información de la formación objetivo en aquellas áreas sin acceso. La calidad de la información sísmica es aceptable y fue reprocesada en post y pre apilamiento en tiempo y profundidad.⁸

3.3.1 SISMICA 3D

El atributo sísmico de frecuencia, es un buen indicador de las geometrías complejas de un reflector que está por debajo de la resolución sísmica (Robertson y Nogami, 1984)⁹. En la porción distal, la frecuencia muestra varias formas lobuladas y arqueadas que pudieran ser interpretados como complejos de abanicos que son muy similares a los lóbulos observados en los cortes de amplitud en tiempo.

^{*8} PEMEX. Proyecto de Explotación Poza Rica 2010

^{*9} Robertson, J. D., and Nogami, H. H., 1984, Complex seismic trace analysis of thin beds: Geophysics, 49, 344-352.

El atributo sísmico de fuerza de reflexión es un sustituto de baja resolución de la impedancia. Comúnmente se utiliza para construir mapas de diferentes litologías.

Las líneas discontinuas destacan geometrías lobuladas y arqueadas que pueden estar relacionadas con la geometría que existía al momento de la sedimentación. El área amarilla corresponde a la intersección entre el corte en tiempo y el horizonte Tamabra, en tanto que el área anaranjada corresponde al horizonte Tamaulipas Superior. El intervalo del yacimiento está situado en el lado derecho del área amarilla y en lado izquierdo del área anaranjada.

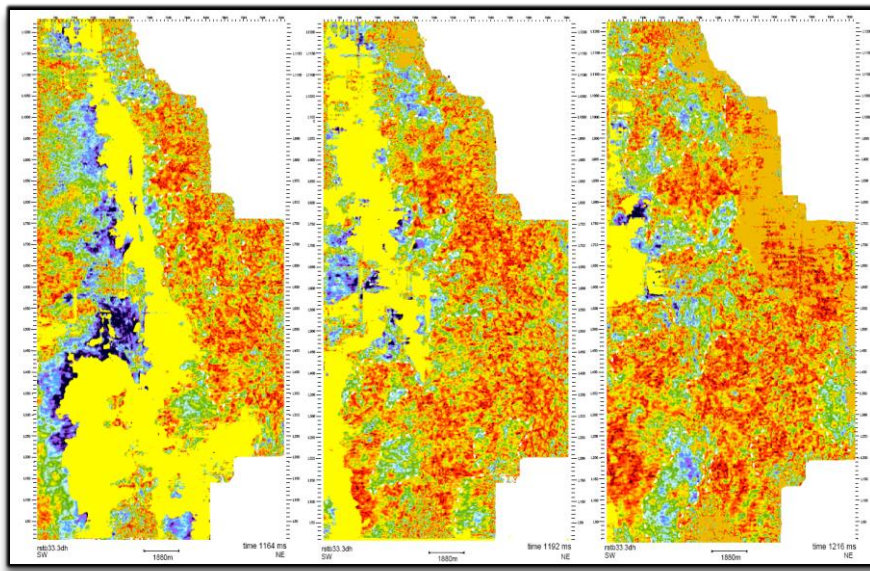


Figura 3.6.- Corte horizontal en tiempo de la fuerza de la reflexión a través de la sísmica 3D horizontalizada en la base.

3.3.2 IMPEDANCIA ACÚSTICA.

La impedancia acústica es un método con el cual se puede estimar la calidad de la roca almacén y estimar su heterogeneidad desde un punto de vista de los cambios de porosidad, también indirectamente se puede estimar la porosidad. Se considera que los principales beneficios de la impedancia acústica en comparación con los datos sísmicos son: se optimiza la resolución vertical y se minimiza el nivel de ruido, se obtiene de las reflexiones

sísmicas un sentido más geológico y sus datos pueden ser correlacionados directamente con registros de pozo para las predicciones laterales de litología, porosidad o contenido de fluidos, en los cortes más someros se observan grandes áreas lobuladas con impedancia baja, al parecer en los cortes más profundos hay un aumento general de los valores de impedancia y una disminución de las heterogeneidades laterales. Los datos de impedancia se usan como un conjunto de co-kriging para construir el modelo estático del yacimiento.

4.- DESARROLLO DE UN CASO-TRABAJO DE APLICACIÓN

Refiriéndonos a un “protocolo” como a: “un conjunto de procedimientos específicos establecidos en un plan”; a continuación se presenta un ejemplo de protocolo como los que se emplean en campo para una intervención catalogada como Reparación Menor, misma que se llevó a cabo durante el mes de abril del año 2013 en la región ya descrita en el tercer capítulo de este mismo trabajo, y en la que tuve la oportunidad de participar.

Con el fin de llevarse a cabo con los estándares más altos de seguridad industrial, al menor costo posible y en consideración a no ocasionar impactos negativos al ecosistema, no solo fue de suma importancia tener buena comunicación con los ingenieros de diseño de PEMEX, a quienes se agradece su cooperación al proporcionar las Bases de Usuario que contienen la información fundamental para la programación de la intervención al pozo, sino también el aporte del criterio de personal experimentado que ayudó a discernir con mayor agilidad sobre los elementos y las diferentes variantes involucrados en las operaciones en tiempo real.

En la primera parte de este capítulo se presenta El Programa Operativo con información del “histórico” del pozo Furbero 555 obtenida mediante una base de usuario proporcionada por PEMEX y que principalmente indica la manera en que se recibió el pozo. En la segunda parte del capítulo se presenta el Reporte Final de operaciones que describe paso a paso la manera en que se reportó la ejecución del programa por parte de TARCO-ACCICO y también se presentan los resultados de la operación tal y como se registró al término de la intervención, es decir aquí se explica si esta fue o no exitosa y se da el “por qué”.

Para concluir esta breve introducción al capítulo creo importante destacar que aunque el equipo que está a cargo netamente de ejecutar el programa operativo en campo está

conformado solo por siete personas, existe un numeroso equipo de ingenieros de diseño y seguridad que analizaron la información antes de elaborar o generar algún plan de intervención, y qué el éxito de una operación no solo depende del trabajo en campo sino también de la información recaudada desde décadas atrás, muchas veces empezando desde los registros geofísicos y la información del sistema roca-fluido.



4.1 PROGRAMA DE REPARACIÓN MENOR CON EQUIPO

REACONDICIONAMIENTO A BOMBEO MECÁNICO

**POZO: FURBERO 555
(PLATAFORMA: FURBERO 555)
EQUIPO TARCO 870**



COORDINACIÓN DE DISEÑO DE EXPLOTACIÓN

03 ABRIL 2013

CONTENIDO:

1.- OBJETIVO

2.- ANTECEDENTES Y CONDICIONES ACTUALES DEL POZO

3.- RESUMEN DE PERFORACIÓN

4.-FECHAS DE TOMAS DE REGISTROS

5.- RESUMEN DE TERMINACIÓN Y OTRAS INTERVENCIONES

6.- TRAYECTORIA DIRECCIONAL

7.- ESTADO MECÁNICO ACTUAL

8.- PROGRAMA DE ACTIVIDADES Y TIEMPOS DE INTERVENCIÓN

9.- ESTADO MECÁNICO PROGRAMADO

10.- COSTOS DE OPERACIÓN

11.- SEGURIDAD Y ECOLOGÍA

1.- OBJETIVO:

Realizar reacondicionamiento al Sistema de Bombeo Mecánico, para continuar con la explotación comercial de hidrocarburos a través del intervalo 1,935-1,950 m, 1,960-1,975 m, 1,985-2,000 [m] y 2,095-2,120 [m].

2.- ANTECEDENTES Y CONDICIONES ACTUALES DEL POZO:

El pozo Furbero 555 comenzó las operaciones de perforación el 10 de Noviembre del 2011 y se terminó de perforar el 24 de Noviembre del 2011, la terminación de este pozo comenzó el 18 de Diciembre del 2011, el 23 de diciembre del 2011 se disparó el intervalo 2095-2120 m.d.b.m.r. y se realizó un fracturamiento ácido el 27 de diciembre del 2011, el pozo fluyó 104 horas por el estrangulador de 3 mm de diámetro aportando 50% de agua y 50% de aceite, posteriormente se decide aislar el intervalo anclando un tapón a 2060 m.d.b.m.r, el 10 de Enero del 2012 se disparó el intervalo 1985-2000 m.d.b.m.r. y el 11 de Enero del 2012 se dispararon los intervalos 1960-1975 m,d,b,m,r, y 1835-1850 m.d.b.m.r., se realizó multifractura a estos intervalos el 21 de Enero del 2012 inyectando 3947 y 4000 sacos de apuntalante DC 20/40, fluyeron 178 horas por un estrangulador de 4 mm de diámetro aportando 40% de agua y 60% de aceite; el 5 de Febrero del 2012 finalizó la terminación del pozo. El 7 de julio del 2012 se comienzan las actividades de una CBM y se terminan el 12 de julio del 2012 sin éxito, posteriormente el 17 de Julio del 2012 se recuperó la bomba y las varillas, se probó en superficie y se volvió a bajar el ABM dándose por buena la operación. Actualmente el pozo se encuentra cerrado debido a que la bomba se encuentra azolvada y ese pozo tiene un buen potencial ya que se ha extraído poca reserva de la que cuenta, por lo que se propone un reacondicionamiento de Bombeo Mecánico para continuar con la producción comercial de hidrocarburos.

3.- RESUMEN DE PERFORACIÓN

Perforación del 10 al 24 de Noviembre de 2011, con el equipo 544 de Pemex.

Con barrena tricónica 14 3/4" perforó a 149 [m] con lodo bentonítico 1.10 [g/cm³] x 46 [s], metió TR 10 3/4", H-40, 32.75 lb/ft, STC a 146 [m], cementó misma con 83.7 [bls] de lechada 1.90 [g/cm³]. Con barrena PDC 9 2" rebajó cemento de 109 a 142 [m], probó TR con 500 [psi] por 15 [min], continuó perforando hasta a 802 [m] con lodo de densidad Máxima de 1.30 gr/cm³ x 54 [s], tomó registros DIL-BHC-GR de 802 a 146 [m], metió TR 7 5/8, H-40, 24 [lb/ft], STC a 799 [m], cementó misma con 110 [bls] de lechada ligera de 1.65 [g/cm³] y 25 [bls] de lechada convencional de 1.90 [g/cm³], durante la operación se observó circulación normal. Con barrena PDC 6 3/4" rebajó cemento de 788 a 791, probó TR con 1,000 [psi] por 15 [min], continuó perforando a 2,178 [m] con lodo de emulsión inversa de 1.43 [g/cm³] x 60 [s], el 23 de Noviembre de 2011, tomó registros eléctricos: AIT-BHC-CNL-LDL-GR desde 2,178 [m] a 799 [m], metió TR de 5 1/2", N-80, 17 [lb/ft], HYD 521 a 2,175 [m], cople flotador a 2,161.74 [m], cementó misma con 33.3 [bls] de lechada ligera de 1.65 [g/cm³] y 47.7 [bls] de lechada de amarre de 1.80 [g/cm³]. Instaló Sección C del cabezal de 11", probó sellos con 4,000 psi por 15 [min].

4.- DATOS DE REGISTROS DE POZOS

Intervalo (m.d.b.m.r.)		Registro	Observaciones
De	A		
2,178.00	799.00	AIT-BHC-CNL-LDL-GR	23-11-2011
2,143.00	749.00	CBL-VDL-RG-CCL	18-12-2011
2,144.00	2,000.00	GR-CCL	23-12-2011
2,070.00	1,850.00	GR-CCL	09-01-2012

5.- RESUMEN DE TERMINACIÓN Y OTRAS INTERVENCIONES.

Terminación del 19 de Diciembre de 1981 de 2011 al 05 de Febrero de 2012.

El 23 de Diciembre de 2011, con URE de SLB, bajó calibrador 4 11/16"+GR-CCL a 2,144 [m], tomó registro de 2,144 [m] a 2,000 [m], con pistolas de 2 7/8", 20 CPM, F= 60°, disparó los intervalos **2,120-2,095**, sin acumular presión. El 27 de Diciembre de 2012, Cía. SLB, efectuó fracturamiento con ácido al int. 2,095 – 2,120 [m], sistema divergente (250 bolas selladoras, Parámetros: 82.5 [m³] de sxe 28%, 25.4 [m³] de Brine + N2

(desplazamiento), P. Máx. = 5,042 [psi], Q = 30 [bpm], P. Mín. = 4,589 [psi], ISIP Final = 3,931 [psi], fluido total bombeado (Pre-pad, Fractura (sxe 28%) + Flush): 31,013.8 [gal], N2 bombeado = 9,300 [m³]. Observó pozo por 102 h, P= 110 [psi], QW/O= 16.2 [bpd], QG= 0 [mmpcd], Vol. Iny.= 738.4 [bls], Vol. O Rec.= 99.9 [bls], Vol. W Rec.= 330.1 [bls], pH= 7, fluyó fluido de fractura 50 %, aceite 50 %, lectura de H₂S= 13 [ppm].

Limpieza de pozo, 05 de Enero de 2012, UTF SLB. Bajó TF 1 ¾” con trompo difusor 1 11/16” a 2,161 [m], levantó a 2,160 [m], indujo con N2, levantó a 1,000 [m], bajó a 2,160 [m], reinició bombeo de N2, sacó TF a superficie.

El 08 de Enero de 2012, con ULA de SLB, bajó cortador de parafina de 2 ¼” a 2,143 [m], tomó RPFC por estaciones cada 200 [m] por 5 [min] a 2,085 [m], tomó RPFC por 20 [min] a 2,085 [m], tomó RPFC ascendente por estaciones cada 200 [m] por 5 [min].

El 09 de Enero de 2012, con URE de SLB, bajó calibrador 4 11/16” a 2,070 [m], tomó registro de correlación GR-CCL de 2,070 a 1,850 [m]. Armó, bajó y ancló tapón Copperhead 5 ½” 15.5-23 [lb/pie] a 2,060[m]. Con bomba de Boss Services probó tapón con 3,500 [psi] por 15 [min].

El 10 de Enero de 2012, con URE de SLB, bajó pistolas 2 1/8” DP, 20 CPM, Fase 60° y disparó el intervalo **2,000-1,985 [m]**. **El 11 de Enero de 2012**, disparó los intervalos **1,975-1,960 [m]** y **1,950-1,935 [m]**. **El 21 de Enero de 2012**, Cía. WTF, realizó Multi-fractura hidráulica convencional a los intervalos **1935-1950 [m]**, **1960-1975 [m]** y **1,985-2,000 [m]**. Vol. total de 4,000 sacos de apuntalante súper DC 20/40 utilizando un Volumen total de fluido limpio de 3,947 [bls], se ingresaron como divergentes mecánicos 380 bolas selladoras. Parámetros: Q. Iny.=28, 30, 32 [bpm], Conc. Arena=5.0[lb/gal], P. Máx.=3,246 [psi], ISIP Final=2,768 [psi], P. Iny.=2,626 [psi], P. Final=3,186 [psi], Tiempo de Iny.=156 [min], Fluidos: pre-colchón tipo Aquavis 20=7,602 [gal], Colchón tipo Dynafrac 20=36,540 [gal], fracturante tipo Dynafract HT 25/20=115,500 [gal], Desplazamiento tipo Slickwater=6,132 [gal]. Observó pozo por 178 [h] por 4 [mm], P=400 [psi], Q=172.8 [bpd],

Vol. Rec.=1,923.8 [bls], Vol. Iny.=3,947 [bls], pH 8, Sal. 17000 [ppm], fluyó 40% agua, 60% aceite.

El 30 de Enero de 2012, con URE de SLB, bajó calibrador 4 11/16”+GR-CCL, bajó a 1,925 [m], tomó registro de 1,925 a 1,525 [m], armó y bajó empacador Arrow Set 5 1/2”x2 7/8”, 15.5-17 [lb/pie] con 4 pines de 700 [psi], a 1,920 [m].

Del 02 al 05 de Febrero de 2012, con el equipo 119 de WTF, bajó zapata conectora 4 1/2”x2 7/8”x3 1/4” con TP 2 7/8” 8 hrr a 1,920 [m], se conectó a empacador, probó con 10,000[lb] de tensión y peso, bombeó 133 [bls] de agua con KCl al 2%, efectuó ajuste quedando con 199 tramos de TP 2 7/8” 8 [hrr] J-55 y 10 tramos de N-80, se conectó, dejó con 10,000 lb de peso. Instaló medio árbol de válvulas 5M, probó TR con 3,500 psi por 15 min, probó TP con 2,500 psi por 15 min, expulsó tapón con 3,700 psi.

El 02 de Mayo de 2012, con ULA, bajó BI 2” a 2,002 [m], observó huella de arena, tomó RPPF por estaciones cada 200 [m] por 5 [min] a 1,993 [m], tomó RPFC por 30 [min] a 1,993 [m]. P. Cabeza= 23.744 [psi], P. Fondo=1,840.241 [psi], T. Cabeza=31.166°C, T. Fondo=93.039°C.

Inducción Mecánica, 12 de Mayo de 2012, ULA de Sepec.

Desfogó pozo a 0 [psi], realizó viaje de calibración con BI 2 1/4” sin resistencia en la TP. Efectuó viaje de inducción con copas 2 1/2”, fluyó al término del viaje con 2 kg/cm², aceite semi-viscoso con gas, aumentó presión a 10 [kg/cm²], aportando aceite semi-viscoso con gas, alineó a tanque con 15 kg/cm².

Conversión a bombeo Mecánico, 07 al 12 de Julio de 2012, Eq. 589 de Pitsa.

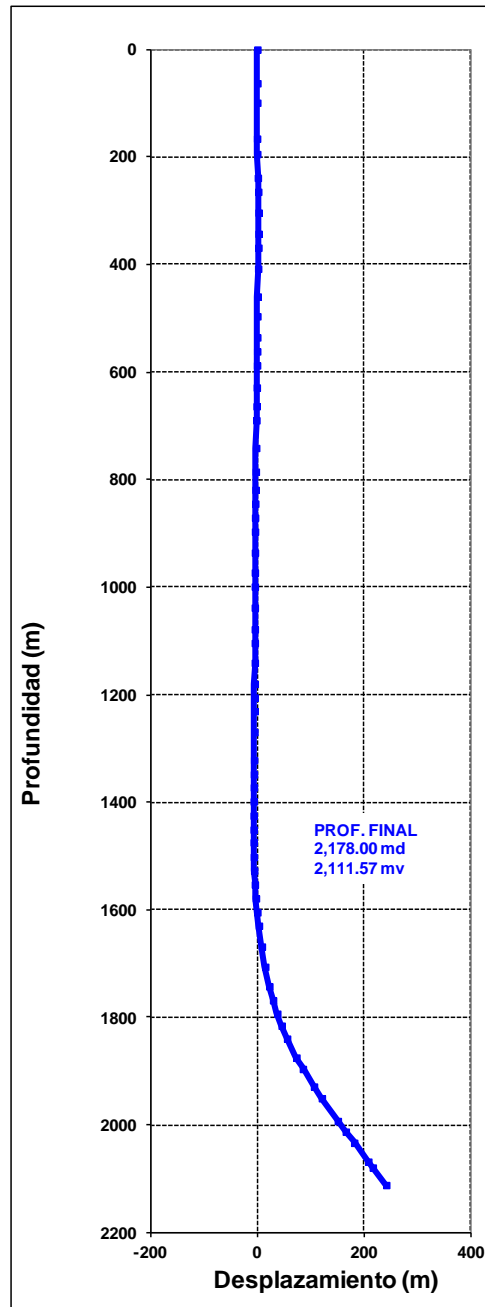
Desfogó ambas ramas a 0 [psi], bajó BI 2 1/4” a 1,991 [m], efectuó puncher a 1,910 [m], bombeó 10 m³ de s.s. 1.01 g/cm³, sin observar circulación, bombeó 3 m³ por espacio anular, sin observar circulación, observó pozo sin manifestar, desmanteló medio árbol de

válvulas, instaló BOP 7 1/16" 5M, probó A-C-A, desancló empacador y sacó a superficie con TP 2 7/8" 8 hrr por lingadas, llenando pozo con S.S. de 1.01 [g/cm³], perdiendo 14 [m³] de fluido. Probó cabezal con 4,000 [psi]. Bajó Niple aguja 2 7/8" con TP 2 7/8" 8 hrr, por lingadas a 2,002 [m], resistencia franca, circuló con FBD 0.89 g/cm³x88 s, Q=74 [gpm], Pb=0 [psi], desarenó pozo a 2,010.87 [m], observó pérdida parcial de 3 [m³], continuó desarenando a 2,058 [m], pérdida de 17[m³] en la operación, circuló observando desalojo de arena, levantó Niple a superficie. Bajó ABM consistente en: 1 tramo de TP 2 7/8", J-55, 6.5[lb/ft], 8 hrr (2,023.57 [m]), Zapata candado 2 7/8" (2,018 m), TP 2 7/8", J-55, 6.5[lb/ft], 8 hrr, ancla mecánica derecha WTF 5 1/2" 17 lb/, TP 2 7/8", J-55, 6.5 lb/ft, 8 hrr, probando con UPH con 2,500 [psi] con apriete de 1,650 [lb-pie], fijó ancla a 1,909.73 [m], dejó con 8,000 lbs de tensión, instaló brida colgadora, bajó bomba de inserción 25-150-RHBM-18-5-2-2 a 2,018 [m], efectuó ajuste, quedando con 106 varillas de succión de 3/4", 80 varillas de 7/8", 76 de 1", 1 pony 6', 1 pony de 8', todas grado "D" y varilla pulida, efectuó prueba a la bomba, con personal de CEO dio por bueno el ABM.

Reacondicionamiento de bombeo Mecánico, 16 y 17 de Octubre de 2012.

Desancló bomba de inserción con 16,000 [lb] de tensión, recupero a superficie con 2 ponys de 4' y 6', 76 vbm de 1", 80 vbm de 7/8" y 106 vbm de 3/4". Circuló con 20 [m³] de agua natural en directa, se abatieron las presiones a 0 [psi]. Bajó bomba 25-150-RHBM-22' con 106 varillas de succión de 3/4", 80 de 7/8", 76 de 1", todas grado D con 2 ponys de 6' y 8', llenó pozo con 1[m³] en presencia de personal de CEO efectuó prueba definitiva a bomba de inserción y dio por buena la misma.

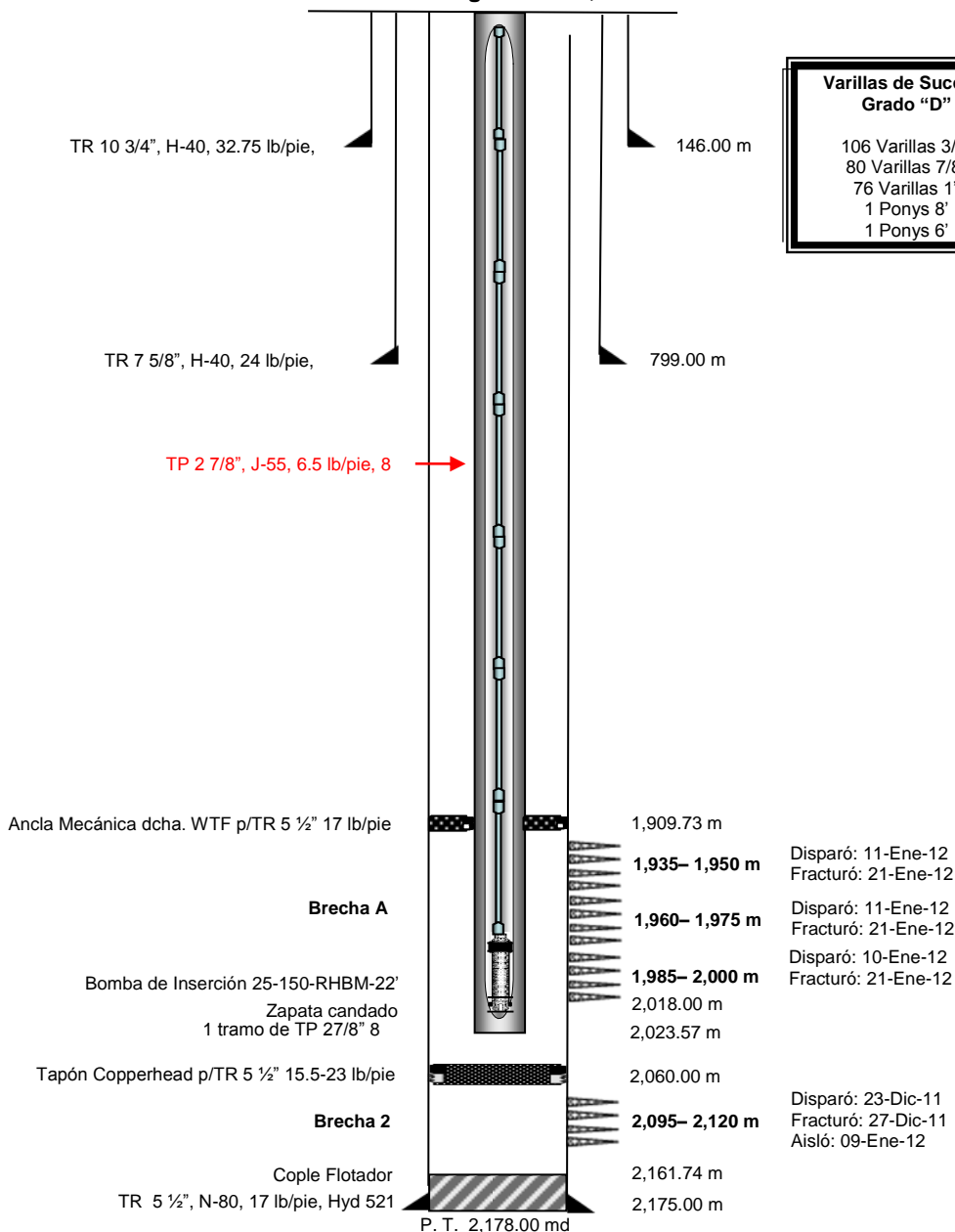
6.- TRAYECTORIA DIRECCIONAL (Gráfico).



Máxima inclinación: 37.86° @ 2136.82 y 2,178.00 md.
Máximo DLS: 3.35° a 1,821.28 md.

7.- ESTADO MECÁNICO ACTUAL

Brida Colgadora S-1,500



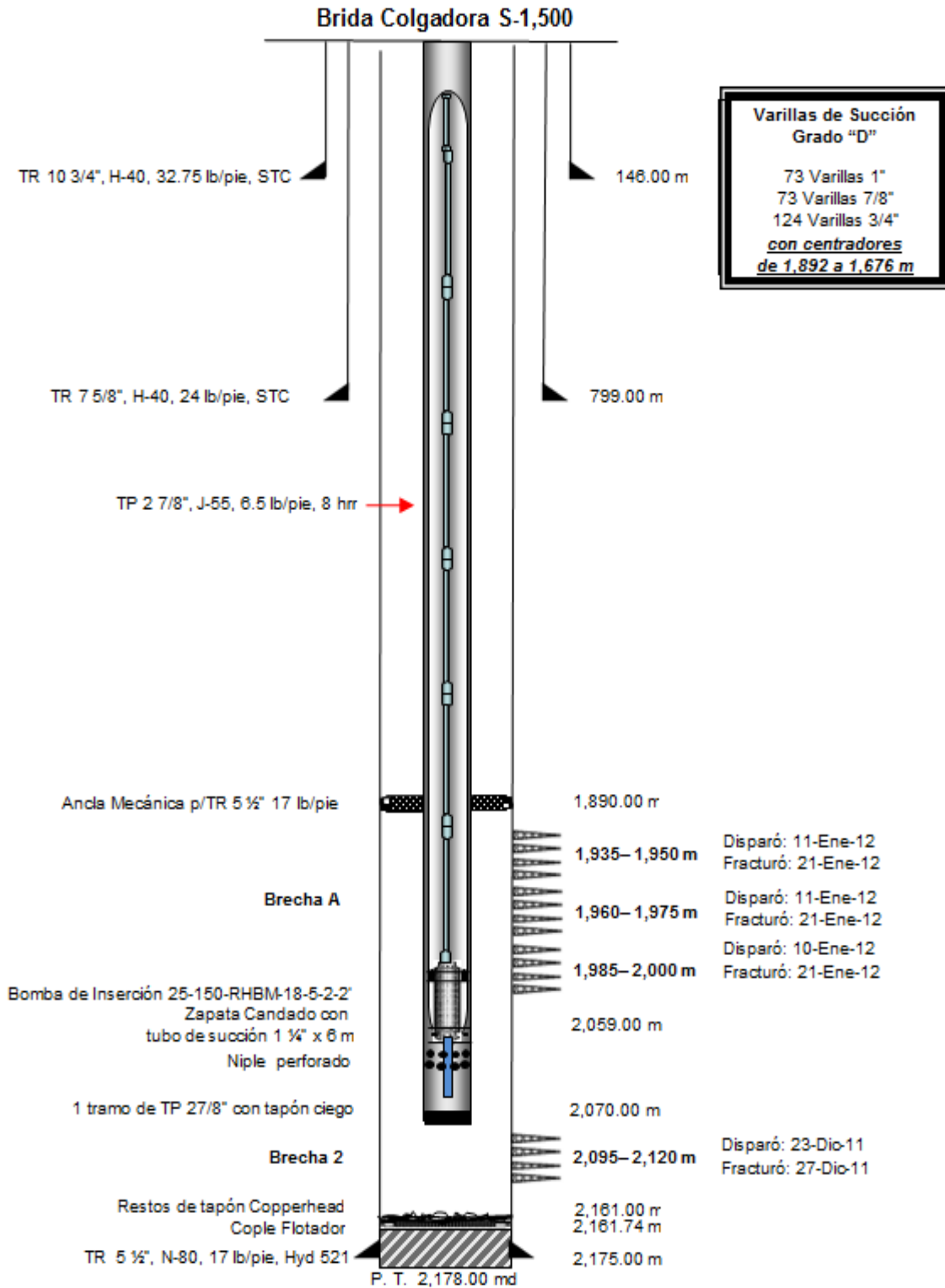
Varillas de Succión Grado "D"	
106	Varillas 3/4"
80	Varillas 7/8"
76	Varillas 1"
1	Ponys 8'
1	Ponys 6'

8.- PROGRAMA DE ACTIVIDADES Y TIEMPOS DE INTERVENCIÓN.

No.	ID	ACTIVIDAD GLOBAL	ACTIVIDAD ESPECIFICA	T. EST. (HRS)	T. ACM. (HRS)	T. ACM. (DIAS)	
1		MOVIMIENTO	1.1	Transportar el equipo en general 100%.	16	16	0.67
			1.2	Acomodar Equipo en general 100%. De acuerdo a procedimiento 223-21100-PO-211-0151. Solicitar 20 tramos de TP 2 7/8" J-55, 6.5 lb/pie, 8 hrr, C-II para sustituir tramos dañados.	8	24	1.00
2	IC	INSTALA C.S.C.	2.1	Efectuar Junta de Seguridad y Operación e Instalar Equipo 100%.	6	30	1.25
			2.2	Instalar Conexiones Superficiales de Control. De acuerdo a procedimiento 223-21100-PO-211-0091.	1	31	1.29
			2.3	Probar Conexiones Superficiales de Acuerdo al tipo de Cabezal Existente S-900 con 2,400 psi. Efectuar Check-list de prearranque antes de iniciar las operaciones programadas, si OK dar inicio a las operaciones, de lo contrario corregir anomalías detectadas.	4	35	1.46
3	CP	CONTROLA POZO	3.1	Verificar presiones en TR's 7 5/8", 5 1/2" y TP 2 7/8", posterior depresionar a batería o presa ecológica. Monitorear la presencia de H2S, si hay más de 20 ppm en la atmósfera solicitar el fluido con secuestrante.	4	39	1.63
			3.2	Efectuar prueba de hermeticidad en TP 2 7/8" con 800 psi, controlar pozo en inversa con F.B.D. 0.88 g/cm3 (densidad utilizada en la última intervención en Julio 2012), en caso de observar manifestación o pérdida, definir densidad de control. De acuerdo al procedimiento 223-21100-PO-211-0102.	5	44	1.83
4	IB	INSTALA BOP	4.1	Eliminar conexiones de bombeo mecánico, grampa, estopero y varilla pulida.	1	45	1.88
			4.2	Instalar y probar preventor para varillas con 1,600 psi.	1	46	1.92
5	RA	RECUPERA APAREJO	5.1	Desanclar bomba 25-150-RHBM-22' a 2,018 m con 106 varillas de succión de 3/4", 80 de 7/8", 76 de 1", todas grado D con 2 ponys de 6' y 8'. Si se tienen problemas para recuperar, realizar circulación inversa tensionando para apoyar el desanclaje. En caso de no poder liberar la bomba, realizar desenrosque mecánico de varillas, y sacar varillas a superficie, continuar programa. <i>Nota: Reportar puntos de daño en la TP, varillas, coples, zapata candado y niple de sellos reportando la profundidad de desgaste para modificar o agregar centralizadores y agregarlo al reporte de intervenciones S/OP. Rotular el nombre del pozo en la bomba. a profundidad del desgaste</i>	10	56	2.33
			5.2	Quitar preventor para varillas y brida colgadora. Colocar bola colgadora con válvula H. Instalar y probar A-C-A el preventor 7 1/16". Recuperar válvula H con bola colgadora, de acuerdo al procedimiento 223-21100-OP-411-0097.	3	59	2.46
6	EM	RECUPERA EMPACADOR	6.1	Desanclar Ancla Mecánica derecha WTF P/TR de 5 1/2", 17 lb/pie a 1909.73 m.	2	61	2.54
			6.2	Sacar aparejo de producción consistente en: TP 2 7/8", 8 hrr, tramo por tramo, Ancla Mecánica derecha WTF P/TR de 5 1/2", 17 lb/pie, TP 2 7/8", 8 hrr Zapata candado, 1 tramo de TP 2 7/8", J-55, 8 hrr a 2,023.57 m (midiendo y calibrando), llenando el pozo. portar las secciones de la TP que presenten mayor desgaste, en caso de observar daños cubrirlos e identificarlos.	9	70	2.92
			6.3	Con UPH probar cabezal en base a la serie del mismo (Serie 1,500 con 4,000 psi). De acuerdo a procedimiento 223-21100-PO-211-0093.	2	72	3.00
7	PI	RECONOCE PI	7.1	Meter Molino de 4 3/4", 4 D.C., TP 2 7/8", HT-90, 10.4 lb/pie, tramo por tramo a 2,060 m (Tapón Copperhead), en caso de encontrar cima de arena antes, desarenar el pozo y posterior moler el tapón Copperhead con peso, rotación y circulación hasta la profundidad de 2,161.00 m rompiendo circulación cada 500 m.	18	90	3.75
			7.2	Circular con fluido de control hasta obtener fluido de control limpio a superficie, levantar el extremo a 2,100.00 m esperar decantación de arena y reconocer la P.I.	4	94	3.92
			7.3	Sacar Molino de 4 3/4", 4 D.C., TP 2 7/8", HT-90, 10.4 lb/pie, tramo por tramo a superficie, llenando el pozo.	12	106	4.42

8	ES	ESCARIA	8.1	NO APLICA	0	106	4.42
9	AE	ANCLA EMPACADOR	9.1	Meter probando con UPH (2,500 psi) con apriete de juntas de 1,650 lbs/pie, aparejo de bombeo mecánico consistente en: Tapón ciego a 2,070.00 m, tramo de TP 2 7/8", Niple perforado, Zapata Candado con tubo de succión 1 1/4" x 6 m (2,059.00 m) , TP 2 7/8" 8 hrr, ancla mecánica P/TR 5 1/2", 17 lb/pie a (1,890.00 m) y TP 2 7/8" 8 hrr, tramo por tramo.	10	116	4.83
			9.2	Efectuar ajuste.	2	118	4.92
			9.3	Fijar ancla mecánica P/TR 5 1/2", 17 lb/pie a 1,890.00 m, verificar con tensión y peso el anclaje.	2	120	5.00
10	MA	METER APAREJO	10.1	Colocar válvula "H" con bola colgadora. Quitar preventor 7 1/16", recuperar válvula "H" con bola colgadora e Instalar brida colgadora S-1500, BOP para varilla pulida, "T" de flujo, una combinación de 2 a 3" de 2000 psi, con tapón ciego y alinear el pozo a presa ecológica. De acuerdo a procedimiento 223-21100-PO-211-0095.	2	122	5.08
			10.2	En caso de que el fluido de control sea mayor a 1.00 gr/cc, efectuar cambio de fluido de control por agua natural, abrir pozo a presa ecológica, si se observa flujo continuar con programa, si no se observa manifestación, pasar al punto 10.4	4	126	5.25
			10.3	Con personal de producción alinear el pozo a batería y observar por 24 h, en caso de observar abatimiento de presión, continuar con programa, en caso contrario pasar al punto 12.2	24	150	6.25
			10.4	Probar Bomba de inserción 25-150-RHBM-18-5-2-2 en superficie.	2	152	6.33
			10.5	Meter Bomba de inserción 25-150-RHBM-18-5-2-2 a 2,059.00 m con 124 varillas de succión de 3/4" centralizadas de 1,892 a 1,676 m , 73 varillas de succión de 7/8" y 73 varillas de succión de 1", todas grado "D".	7	159	6.63
			10.6	Efectuar ajuste con personal de CEO para una carrera de 144 y espaciar con 20", anclar bomba a 2,059.00 m.	3	162	6.75
11	IA		11.1	Instalar conexiones definitivas superficiales de Bombeo Mecánico, estopero, grampa y varilla pulida.	2	164	6.83
12	EI	EVALUA INTERVALO	12.1	Con personal de CEO probar la efectividad de la bomba y tomar evidencia de la prueba. Nota tomar evidencia del ajuste y la prueba de la bomba, enviar al personal de diseño ATG.	3	167	6.96
			12.2	Desmantelar Equipo 100%.	6	173	7.21
Tiempo Total de Transporte						24.00	1.00
Tiempo Total de la Operación						149.00	6.21
Tiempo Total de la Intervención						173.00	7.21
Próxima Intervención:							

9.- ESTADO MECÁNICO PROGRAMADO.



10.- COSTOS DE OPERACIÓN.

					CONTRATO	424102807
					POZO	Furbero 555
					INTERVENCIÓN	RBM
PDA.	DESCRIPCION	PRECIO UNITARIO	UNIDAD	CANTIDAD	TOTAL (USD)	
1.2	Transporte integral de los equipos y sus accesorios, en distancias entre 1 y 40 km.	\$8,543.84	Transporte	1	\$8,543.84	
1.9	Transporte de fluidos en distancias entre 1 y 40 km.	\$658.04	Transporte	7	\$4,606.28	
2.2	Unidad Combo Móvil (MCU) para Reparación Mayor, Rehabilitación o Conversión a Sistema Artificial o Inyector (con tripulación del contratista).	\$611.99	Hora	143	\$87,514.57	
3.1	Sistema de fluido baja densidad.	\$761.70	m3	50	\$38,085.00	
11.70	Molino recubierto con pastillas de carburo de tungsteno de 4 3/4" O.D.	\$1,190.78	Día	2	\$2,381.56	
11.94	Ensamble de herramienta de fondo, para sarta de trabajo 2 7/8" If o PH 6 que consiste en 15 drill collar de 3 1/8" diámetro.	\$933.22	Día	0.27	\$248.86	
11.93	Sarta de trabajo 2 7/8" If o PH 6 para operaciones de molienda: fierro, cemento, arena, sedimento, que Caja - Piñón, Caja - Caja, Piñón - Piñón, diferentes conexiones.	\$0.83	Metro/día	3047	\$2,529.02	
11.91	Power Swivel.	\$120.65	Día	3	\$361.95	
4.2	Prueba de cabezal.	\$1,774.52	Día	1.00	\$1,774.52	
6.20	Prueba de cabezal.	\$1,404.30	Prueba	1	\$1,404.30	
6.1	Prueba hidráulica de tubería.	\$10.78	Junta	223	\$2,403.94	
4.3	Tráiler habitación doble.	\$23.92	Día	7	\$167.44	
4.6	Presa auxiliar de 40 m3 para fluidos.	\$64.61	Día	7	\$452.27	
COSTO TOTAL					\$150,473.55	

11.- SEGURIDAD Y ECOLOGÍA

Acciones que deberán realizarse durante la intervención del Pozo Furbero 555 con relación a la seguridad.

- 1.- Todo personal sin excepción deberá portar su equipo de protección dentro de la localización del pozo.
- 2.- Durante las pruebas de conexiones superficiales probar cabezal cuando se requiera.
- 3.- Después de instalar el preventor probarlo.
- 4.- Deberá tener el volumen completo de fluido para controlar el pozo: como mínimo la capacidad del pozo más un excedente equivalente al 50 % del volumen calculado para llenar el pozo.
- 5.- Deberá de llenar el pozo durante la operación de control y en la recuperación de los aparejos de bombeo mecánico y neumático.
- 6.- Cuando las condiciones climatológicas sean adversas controlar el pozo con luz de día.

- 7.- Cuando estén operando unidades de apoyo ningún trabajador deberá atravesar las líneas conectadas al pozo que manejen presión y deberán estar perfectamente probadas para evitar fugas.
- 8.- No fumar dentro de la localización.
- 9.- El ITR y el encargado serán responsables de vigilar que el personal a su cargo no llegue en estado de ebriedad al pozo, para evitar accidentes.
- 10.- Tener en condiciones el equipo de respiración autónoma, y deberán ser usados siempre que el personal se localice en las inmediaciones de la presa auxiliar durante el depresionamiento del pozo, el lavado, las estimulaciones e inducciones.
- 11.- El ITR será responsable del tránsito vehicular en la localización del pozo (movimientos de tubería, de equipos y servicios para el pozo, así como el personal).
- 12.- Antes de efectuar el lavado, circular el pozo el tiempo necesario, verificando la salida de los baches muestreando a través del manifold.
- 13.- Si las condiciones climatológicas son adversas, exceso de neblina, de lluvia, etc., suspender las operaciones de lavado de pozo, estimulaciones, inducciones y todas aquellas operaciones que involucren un alto riesgo que afecten la integridad física del trabajador así como también daños al equipo de TRP hasta que mejoren o en su caso con luz de día continuar con la operación.
- 14.- Al circular el pozo a presa auxiliar, a presa de succión y/o asentamiento, en operaciones de lavado si presenta bolsas de gas, cerrar pozo contra manómetro y enviar a batería (previa solicitud).
- 15.- Tener un alumbrado eficiente en los lugares que se tenga que observar el pozo (presa auxiliar).
- 16.- Bajo ninguna circunstancia se circulará o de canalizará el pozo a la presa auxiliar si no se cuenta con los separadores de gas en condiciones y detectores de gas previamente instalados.
- 17.- No se iniciará el control del pozo y el lavado del mismo si no se cuenta con la presencia del supervisor de los fluidos.
- 18.- Bajo ninguna circunstancia se iniciarán las operaciones de riesgo, si no se cuenta con los equipos de seguridad de contra incendio y siempre bajo la supervisión del encargado de la seguridad (SIPA).
- 19.- Seguir Las Recomendaciones Del Capitulo Ocho De La Guía De Control De Brotes Y Simulacros.
- 20.- Se deberá contar con dispositivos de recolección (charolas ecológicas), en todos los recipientes que contengan o almacenen sustancias químicas peligrosas, para evitar cualquier contaminación en caso de derrame o escurrimiento (NOM-005-STPS-1998). En caso de tener un derrame, se restablecerá el suelo saneando el área afectada.
- 21.- Al inicio de la intervención se deberá realizar la instalación completa de los señalamientos de Seguridad e Higiene correspondientes, de acuerdo al croquis o plano de instalación del equipo (NOM-026-STPS-1998).
- 22.- Al inicio y durante la intervención, se deberá verificar y supervisar que los extintores y equipo contra incendio se encuentren en optimas condiciones de uso y se ubiquen correctamente, así mismo cumplan con la normatividad aplicable(NOM-002-STPS-2000), indicando de manera clara y legible: Nombre o razón del fabricante; nemotécnica de funcionamiento; Pictograma de la clase de fuego; fecha último.



5. INFORME FINAL

REPARACIÓN MENOR RECONDICIONAMIENTO DE BOMBEO MECÁNICO

**POZO: FURBERO 555
(PLATAFORMA: FURBERO 555)**

EQUIPO: SAI 840



ACTIVO DE PRODUCCION ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO
ABRIL DE 2013

CONTENIDO:

1.- OBJETIVO REAL

2.- RESUMEN DE LA INTERVENCIÓN

3.- RESUMEN DE TIEMPOS OPERATIVOS

4.- ESTADO MECÁNICO FINAL

1.- OBJETIVO REAL

Realizó reacondicionamiento al Sistema de Bombeo Mecánico, para continuar con la explotación comercial de hidrocarburos a través del intervalo 1,935-1,950 m, 1,960-1,975 m, 1,985-2,000 m y 2,095-2,120 m.

2.- RESUMEN DE LA INTERVENCIÓN.

07:30	08:00	DESLIzó EQUIPO TARCO 840 AL 100%, DEL POZO FURBERO 557 AL POZO FURBERO 555 AL 100%.
08:00	08:30	EFECTUó JUNTA DE SEGURIDAD Y SECUENCIA OPERATIVA, LLENO ATS, PPTR "A" #1325, LISTA DE VERIFICACION A9/B42-4 (IZAJE DE MASTIL) Y B25/B30-1 (TRABAJOS EN ALTURA) Y DIO LECTURA A P.O. 208-21800-OP-311-002 PARA INSTALACION DE EQUIPO E IZAJE DE MASTIL.
08:30	09:00	IZó MASTIL 1A Y 2A SECCIÓN EN CONDICIONES NORMALES, "OK".
09:00	10:00	INSTALó EQUIPO TARCO 870 EN GENERAL AL 100%. EN EL INTER SE REALIZARON TRABAJOS DE SOLDADURA AL EQUIPO.
10:00	12:00	CON UPH DE CIA. PROPESA PROBó CONEXIONES SUPERFICIALES DE CONTROL CON 500 PSI EN BAJA Y 4000 PSI EN ALTA, "OK".
12:00	14:00	CON GRUPO MULTIDISCIPLINARIO PEMEX-TARCO EFECTUó CHECKLIST DE PREARRANQUE, DANDO POR BUENO EL INICIO DE LA

		INTERVENCIÓN.
14:00	14:30	VERIFICÓ PRESIÓN EN TP= 25 PSI Y TR= 1000 PSI. EN EL INTER RECIBIO A.V. S-1500 C/BONETE WTF (A.V. PROBADO CON 500 EN BAJA Y 4000 PSI EN ALTA,"OK", POR CIA. AP SIGMA) Y BOLA COLGADORA DE ARBOLES Y VALVULAS PEMEX.
14:30	15:00	DESFOGÓ TP DE 25 A 0 PSI, ALINEADO A PRESA AUXILIAR, DESALOJANDO GAS Y POCO ACEITE, POSTERIOR SIN MANIFESTAR. EN EL INTER CON 1 UNIDAD DE CIA. SUFAMA CARGO 160 TRAMOS DE TP 2-3/8" 8HRR EN MALAS CONDICIONES RECUPERADOS DEL POZO FURBERO 1475 Y TRANSPORTO MISMOS A MP AGUA FRIA 898.
15:00	16:00	DEPRESIONÓ TR DE 1000 A 250 PSI DESALOJANDO GAS, ALINEADO A PRESA AUXILIAR; CONTINUO DEPRESIONANDO TR DE 250 A 120 PSI, DESALOJANDO ACEITE Y POCO GAS, RECUPERO 8 M3 DE ACEITE.
19:00	20:30	CON 2 UPVs DE CIA. MEXBRINE RECIBIO 40 M3 DE S.S. 1.01 G/CC NUEVOS. PROBÓ HERMETICIDAD DE TP CON 500 PSI, "OK". POSTERIOR CIRCULÓ POZO POR INVERSA, ALINEADO A PRESA AUX, CON F.C. S.S. 1.01 G/CC NUEVO, ROMPIENDO CIRCULACION A LOS 4 M3 BOMBADOS, DESALOJANDO ACEITE Y GAS HASTA HABER OBSERVADO F.C. LIMPIO EN RETORNO. RECUPERO 5 M3 DE ACEITE DURANTE CIRCULACION (TOTAL DE ACEITE EN PRESA AUXILIAR: 15 M3). EPM= 60, Q= 285 LPM, PB= 500 PSI, VOL=30 M3. EN EL INTER POR CAMBIO DE GUARDIA EFECTUO JUNTA DE SEGURIDAD Y SECUENCIA OPERATIVA, LLENO ATS Y DIO LECTURA A P.O. 208-21800-OP-311-019 PARA RECUPERAR ABM.
20:30	21:30	CERRÓ POZO PARA ESTABILIZAR COLUMNAS.
21:30	22:00	OBSERVÓ POZO ABIERTO POR AMBAS RAMAS SIN MANIFESTAR.
22:00	22:30	ELIMINÓ CONEXIONES SUPERFICIALES DE BM, INSTALO LLAVE HIDRAULICA Y PROBO PREVENTOR PARA VARILLA CON 1600 PSI.
22:30	23:00	OPERÓ SARTA DE VARILLA A DESANCLAR BOMBA DE INSERCIÓN 25-150-RHBM-18-5-2-2' @ 2018. M, CON ÉXITO.
23:00	24:00	SACA BOMBA DE INSERCIÓN CON VARILLAS DE ALTA RESISTENCIA DE 7/8".
	04:00	RECUPERÓ A SUPERFICIE BOMBA DE INSERCIÓN CON 80 VARILLAS DE ALTA RESISTENCIA DE 7/8", 106 VARILLAS DE ALTA RESISTENCIA DE 3/4". 76 DE 1", TODAS GRADO "D" CON 2 PONYS (UNOS DE 6' Y OTRO DE 8')
04:00	04:30	REALIZÓ JUNTA DE SEGURIDAD Y SECUENCIA OPERATIVA, LLENO AST, PPTR "A" # 1326, LLENO LISTA DE VERIFICACION A9/B42-8 Y DIO LECTURA AL P.O. 208-21800-OP-311-012 PARA CAMBIO DE BRIDA COLGADORA POR CONJUNTO DE PREVENTORES.
04:30	06:30	ELIMINÓ BRIDA COLGADORA S-1500, COLOCO BOLA COLGADORA CON VALVULA DE SEGURIDAD, INSTALO PREVENTOR 7-1/16" 5M, PROBÓ A-C-A Y CON 500 PSI EN BAJA Y 4000 PSI EN ALTA, "OK".
06:30	07:00	OPERÓ SARTA A LIBERAR ANCLA MECANICA DERECHA 7-1/16" @ 1909.23 M, CON ÉXITO.
07:00	07:30	PARA RECUPERAR APAREJO DE BOMBEO MECANICO.
07:30	10:00	SACÓ ABM A SUPERFICIE CON TP 2-7/8" 8HRR, TXT, MIDIENDO, LLENANDO POZO C/10, DE 2023.75 M @ SUPERFICIE 100%, RECUPERANDO: ZAPATA CANDADO, ANCLA MECANICA Y 106 TRAMOS DE TP 2-7/8" 8HRR. 106 VARILLAS DE 3/4", 80 VARILLAS DE 7/8" ,76 VARILLAS DE 1", 1 PONY D 8' 1 PONY DE 6', EN EL INTER CON 1 UPV DE CIA. WTF RETIRO 15 M3 DE ACEITE Y 13 M3 DE REMANENTES.
10:00	11:00	CON UPH DE CIA. PROPESA PROBÓ CABEZAL DE TR 5-1/2" 17# Y VALVULAS LATERALES DEL MISMO CON 500 PSI EN BAJA Y 4000 PSI

		EN ALTA, "OK", CON TR ANTERIOR DESFOGADA.
11:00	13:30	METE MOLINO DE ALETAS 4-3/4" CON 4 ORIFICIOS Y VIAS DE CIRCULACIÓN DE 1/2" (CIA. HOT-HED, NS: HHVH-MO-018) Y COMB. D/CAJA 2-7/8" REG X 2-7/8" 8HRR (CIA. HOT-HED, NS: HH-CM-DC-013) CON TP 2-7/8" 8HRR X LINGS, @ 2161 M.
13:30	14:00	METIÓ MOLINO DE ALETAS 4-3/4" CON TP 2-7/8" 8HRR, TXT, MIDIENDO Y CALIBRANDO, DE 2062 M @ 2170.81 M, DONDE DETECTÓ CIMA DE ARENA.
14:00	14:30	INSTALÓ ESTRIPER HIDRAULICO AL 100%. EN EL INTER CON 1 UPV DE CIA. MEXBRINE RECIBIO 30 M3 DE S.S. 1.01 G/CC NUEVO.
14:30	16:30	DESARENO POZO CON PESO Y CIRCULACIÓN DE F.C. S.S. 1.01 G/CC, DESALOJANDO F.C. CON ARENA Y TRAZAS DE ACEITE, DE 2170.81 M @ 2237.89 M, DONDE DETECTÓ RESISTENCIA FRANCA. EPM= 90, Q= 430 LPM, PB= 850 PSI, VOL= 47.5 M3 (10 M3 NUEVOS). TOTAL DE ARENA RECUPERADA= 0.8 M3.
16:30	18:00	CIRCULÓ POZO EN CIRCUITO CERRADO C/ F.C. S.S. 1.01 G/CC NUEVO DESALOJANDO F.C. CON TRAZAS DE ACEITE Y POCA ARENA HASTA HABER OBSERVADO F.C. LIMPIO EN RETORNO. EPM= 90, Q= 430 LPM, PB= 850 PSI, VOL= 30 M3.
18:00	19:00	LEVANTO EXTREMO DE 2100 M @ 1950 M, DONDE ESPERÓ DECANTACIÓN POR 40 MIN. BAJOR EXTREMO @ 2100. M, "OK".
19:00	19:30	POR CAMBIO DE GUARDIA EFECTUÓ JUNTA DE SEGURIDAD Y SECUENCIA OPERATIVA, LLENO ATS Y DIO LECTURA A P.O. 208-21800-OP-311-007 PARA SACAR TP.
19:30	22:00	RECUPERÓ MOLINO 4-3/4" Y COMBINACIÓN DE 2237.89 M @ SUPERFICIE 100% CON TP 2-7/8" 8HRR X LINGS, LLENANDO POZO C/10.
22:00	24:00	METE MOLINO DE ALETAS 4-3/4" CON 4 ORIFICIOS Y VIAS DE CIRCULACIÓN DE 1/2" (CIA. HOT-HED, NS: HHVH-MO-018), ESCARIADOR P/TR 5-1/2" 17# CIA. HOT-HED, NS: HHME-678) Y COMB. D/CAJA 2-7/8" REG X 2-7/8" 8HRR (CIA. HOT-HED, NS: HH-CM-DC-013) C/ TP 2-7/8" 8HRR X LINGS, @ 1850 M.

02:30	07:00	SACA HERRAMIENTA DE LIMPIA CON TP 2-7/8" 8HRR, TXT, LLENANO POZO C/10, DE 2060 M @ SUPERFICIE 100%.
07:00	16:00	ESPERA URE DE CIA. KEY PARA EFECTUAR CORRELACIÓN DE PROFUNDIDAD DEL INTERVALO 2063-2085 M. EN EL INTER METIO 600 M DE TPF 2-7/8" 8HRR COMO PREVENTIVAS. NOTA: A LAS 12:30 HRS RECIBIÓ 219 TRAMOS DE TP 2-7/8" 8HRR N-80 NUEVOS POR PARTE DE CIA. TAMSА PARA APAREJO DEFINITIVO. NOTA 2: A LAS 16:00 HRS RECIBIO EMPACADOR DE ANCLAJE HIDRAULICO P/TR 5-1/2" 17# NUEVO, ZAPATA CONECTORA ON-OFF Y TAPON EXPULSABLE POR PARTE DE CIA. BAKER, TRANSPORTADO POR CIA. COPA.
16:00	16:30	RECIBIÓ URE DE CIA. KESM. CON PERSONAL INVOLUCRADO, EFECTUÓ JUNTA DE SEGURIDAD Y SECUENCIA OPERATIVA, LLENO ATS.
16:30	17:30	INSTALÓ URE DE CIA. KESM AL 100%. EN EL INTER CON 1 UPV DE CIA. MEXBRINE RETIRO 29 M3 DE REMANENTES.
17:30	18:30	CON URE METIÓ SONDA GR-CCL DE 1-11/16" @ 2125 M; POSTERIOR TOMO REGISTRO DE 2125 A 1925 M Y RECUPERÓ HERRAMIENTA A SUPERFICIE 100%. REGISTRO INTERVALO A 2063-2085 M, "OK".
18:30	19:00	DESMANTELO URE DE CIA. KESM AL 100%.
19:00	20:00	ESPERÓ PERSONAL TÉCNICO DE CIA. BAKER.
20:00	21:00	SE PRESENTÓ PERSONAL DE CIA. BAKER. RECUPERO PREVENTIVAS TPF 2 7/8" 8 HRR DE 600 M @ SUPERFICIE.
21:00	22:00	INSTALO UPH Y PROBADOR DE TUBERIA DE CIA. PROPESA AL 100%.

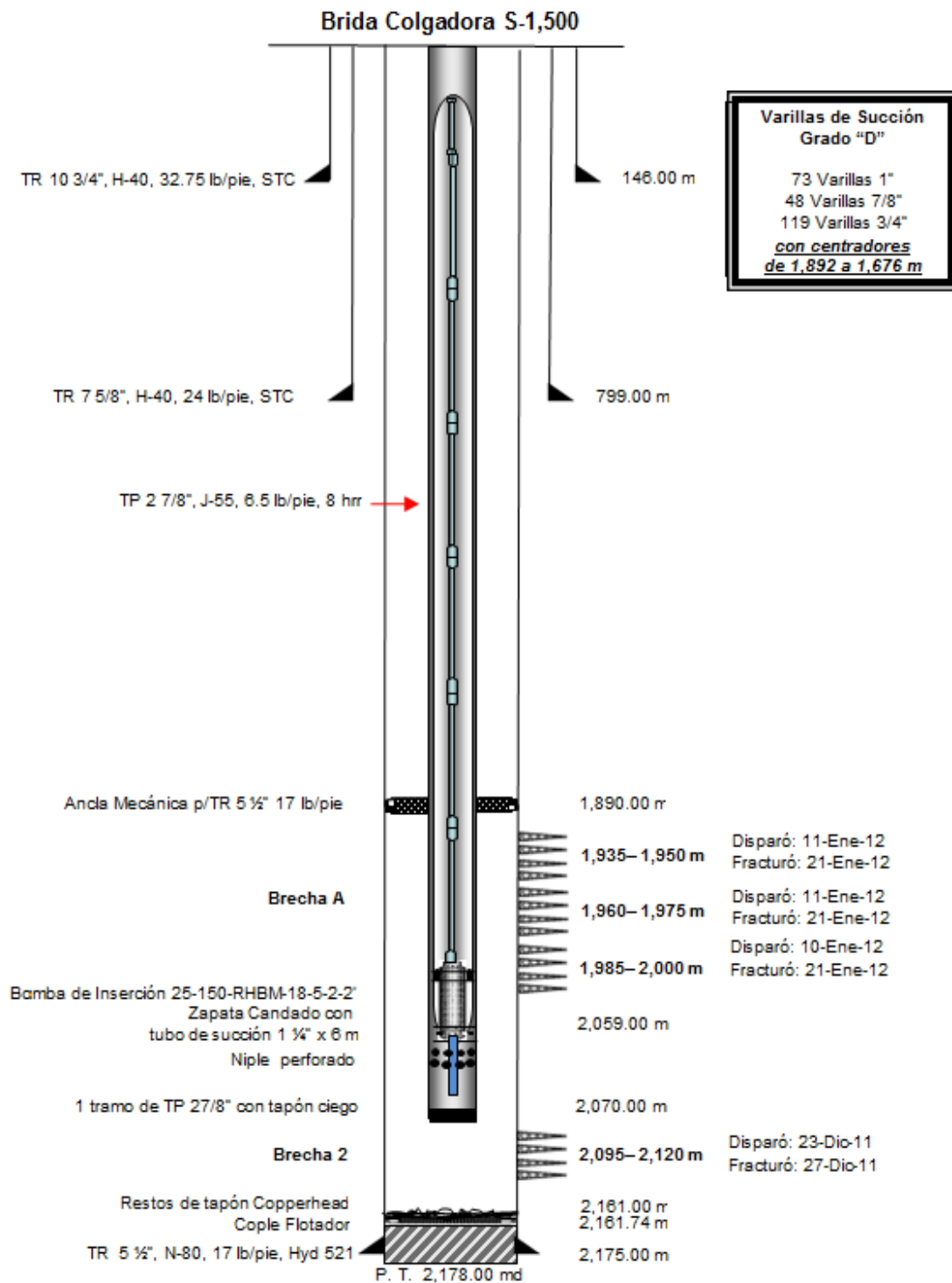
22:00	24:00	EN PRESENCIA DE PERSONAL DE CIA. BAKER ARMÓ Y METIÓ TAPÓN EXPULSABLE CON 5 PINES DE 766 PSI, EMPACADOR DE ANCLAJE HIDRAULICO P/ TR 5 1/2" 17# Y ZAPATA CONECTORA ON-OFF CON TP 2 7/8" 8HRR N-80 NUEVA, TXT, MIDIENDO Y CALIBRANDO CON 2-11/32" CON APRIETE DE JUNTAS DE 2300 LB-PIE, PROBANDO CON UPH CON 4000 PSI, @ 400 M.
	09:00	EN PRESENCIA DE PERSONAL DE CIA. BAKER ARMÓ Y METIÓ TAPÓN EXPULSABLE CON 5 PINES DE 766 PSI, EMPACADOR DE ANCLAJE HIDRAULICO P/ TR 5 1/2" 17# Y ZAPATA CONECTORA ON-OFF CON TP 2 7/8" 8HRR N-80 NUEVA, TXT, MIDIENDO Y CALIBRANDO CON 2-11/32" CON APRIETE DE JUNTAS DE 2300 LB-PIE, PROBANDO CON UPH CON 4000 PSI, DE 400 M @ 2097 M. EN EL INTER POR CAMBIO DE GUARDIA REALIZÓ JUNTA DE SEGURIDAD Y SECUENCIA OPERATIVA.
09:00	10:00	DESMANTELO UPH DE CIA. PROPESA AL 100%; 140 JUNTAS PROBADAS
10:00	10:30	INSTALAN CONEXIONES SUPERFICIALES DE APAREJO DE BOMBEO MECÁNICO
10:30	12:00	POR FALTA DE DIESEL EN PLANTA DE FLUIDO DE PEMEX, QUEDA EN ESPERA DE OPERACIÓN DE LIMPIEZA DE INTERVALOS, EN EL INTER SE RECIBIERON 10 M3 DE F.C.S.S DE 1.01 GR/CC POR PARTE DE CIA ALAMO.
12:00	19:00	POR CAMBIO DE PROGRAMA DE G.P.P SOLICITA ACEITE CICLICO PARA OPERACIÓN DE LIMPIEZA EN INTERVALOS. INSTALA UAP CIA CALGRAC 500 HPP AL 100%
19:00	20:00	EFFECTUÓ JUNTA DE SEGURIDAD Y SECUENCIA OPERATIVA, LLENO ATS, PPTR "A" NO. 1327, LISTA DE VERIFICACIÓN A9/B42-8 Y DIÓ LECTURA A P.O. 208-21800-OP-311-012 PARA CAMBIÓ DE BOP X A.V. EN EL INTER CON 1 UPV DE CIA. MEXBRINE RETIRÓ 30 M3 DE REMANENTES.
20:00	21:00	REALIZÓ LIMPIEZA AL INTERVALO 1314 M- 1333 M BOMBEANDO CON UAP DE LA SIGUIENTE MANERA: CON TR ABIERTA BOMBEA 25 BARRILES DE PRESA AUXILIAR: 15 M3). EPM= 60, Q= 285 LPM, PB= 500 PSI, VOL=30 M3. EN EL INTER POR CAMBIO DE GUARDIA EFFECTUÓ JUNTA DE SEGURIDAD Y CON TR CERRADA BOMBEA CONTRAFORMACIÓN 6.3 BARRILES (1 M3) DE ACEITE CICLICO (0.91 GR/CC) CON LOS SIGUIENTES PARÁMETROS Q=1.5 BPM, PB= 400 PSI, 70 EPM; NOTA: SE UTILIZÓ UN TOTAL DE 1314 GALONES (5 M3) DE ACEITE CICLICO EN TOTAL
21:00	22:00	CIERRA POZO POR AMABAS RAMAS Y OBSERVA.
22:00	22:30	OBSERVÓ POZO ABIERTO SIN MANIFESTAR
22:30	24:00	CIRCULÓ POZO POR DIRECTA CON AGUA PARA CAMBIO DE FLUIDO CON LOS SIGUIENTES PARÁMETROS: EPM=96, Q= 500 LTS/MIN, PB= 200 PSI, VB = 22 M3 ALINEADO A PRESA AUXILIAR DESALOJANDO F.C. CON ACEITE HASTA OBSERVAR AGUA LIMPIA EN RETORNO.
00:00	01:00	INSTALÓ PISO DE TRABAJO, PREVENTOR PARA VARILLAS Y ACCESORIOS; PROBÓ BOMBA DE INSERCIÓN 25-150-RHBM-18-5-2-2 CON AGUA EN SUPERFICIE "OK" UPV DE CIA PRETOSWAV RETIRÓ 30 M3 DE REMANENTES
01:00	02:00	BAJÓ BOMBA DE INSERCIÓN 25-150-RHBM-5-2-2 HTS A 2059 CON 124 VARILLAS DE SUCCIÓN DE 3/4" CENTRALIZADAS DE 1892 A 1676 M 73 VARILLAS DE 7/8", 73 VARILLAS DE 1 " A 2059 MS DONDE DETECTÓ ZAPATA CANDADO.
02:00	02:30	ELIMINÓ LLAVE HIDRÁULICA P/ VARILLA, ACCESORIOS P/ VARILLA Y PISO DE TRABAJO; POSTERIOR EFFECTUÓ AJUSTE CON 2 VARILLAS

		PONY 7/8" Y VARILLA PULIDA, POSTERIOR, ANCLÓ BOMBA DE INSERCIÓN @ 2059 MTS; QUEDANDO C/ 119 VARILLAS DE 3/4, 48 VARILLAS 7/8"
02:30	03:00	INSTALÓ CONEXIONES SUPERFICIALES DEFINITIVAS DE BOMBEO MECÁNICO
03:00	04:00	ESPERÓ PERSONAL DE ENLACE OPERATIVO PARA REALIZAR PRUEBA DE BOMBA DE INSERCIÓN
04:00	05:00	CON PERSONAL DE ENLACE OPERATIVO (CEO) REALIZÓ PRUEBA A LA BOMBA DE INSERCIÓN 25-150-RHBM-5-2-2 HTS, PRUEBA VÁLVULA VIAJERA CON 3 3/4 EMBOLADAS, REPRESIONANDO 37 KG/CM2, PRUEBA VÁLVULA DE PIE CON 3 EMBOLADAS, REPRESIONANDO 37 KG/CM2 POR 30 MIN SIN PERDER PRESIÓN EL INGENIERO REPRESENTANTE DE CEO DA POR BUENO EL APAREJO DE BOMBEO MECÁNICO
05:00	06:30	ESPERÓ LUZ DIURNA PARA ABATIR MASTIL Y TRANSPORTAR EQUIPO DEL POZO FURBERO 1497 (MP FUR 1479) AL POZO FURBERO 7272 (MP FUR 1774).
06:30	07:00	EFFECTUÓ JUNTA DE SEGURIDAD Y SECUENCIA OPERATIVA, LLENO ATS, PPTR "A" #1328, LISTA DE VERIFICACION A9/B42-5 (ABATIMIENTO DE MASTIL) Y B25/B30-1 (TRABAJOS EN ALTURA), Y DIO LECTURA A P.O. 208-21800-OP-311-030 (DESMANTELAMIENTO DE EQUIPO Y ABATIMIENTO DE MASTIL).
07:00	08:00	ABATIÓ MASTIL 2A Y 1A SECCIÓN EN CONDICIONES NORMALES, "OK".
08:00	09:00	DESMANTELO EQUIPO TARCO 840 EN GENERAL AL 100%.

3.- RESUMEN DE TIEMPOS DE OPERACIÓN

Tiempo Programado	Tiempo Real	Concepto
3.92	5.21	<p>Operativamente se logró efectuar el programa Operativo en tiempo de 94.0 Hrs. Pero se alargó 58.5 Hrs Debido a las siguientes esperas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Espera de Accesorios de ABM 12 Hrs. • Espera Generada por Falta de Materiales para llevar acabo la limpieza de Intervalos 35 Hrs. • Espera de Personal de CEO para Prueba de Aparejo BM. 11.5 Hrs.

4.- ESTADO MECÁNICO FINAL.



6.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

1.- Se logró realizar un reporte de trabajo profesional que también permite la lectura como un manual introductorio para todo aquel que esté interesado en acercarse al área de Reparación y Mantenimiento de Pozos y conocer los procedimientos de esta rama que se llevan a cabo en la industria petrolera en México.

2.- Como se puede advertir a través de la práctica en campo, para que una operación de Ingeniería en Reparación y Mantenimiento de Pozos se pueda considerar como “exitosa”, primero habrá que visualizarla a manera de un procedimiento o un conjunto de procedimientos logrados y efectuados con apego al desarrollo de los pasos que componen un protocolo previamente analizado por los ingenieros de diseño, considerando una cierta necesidad de producción y un historial del potencial del pozo. Para obtener una visión clara se debe tener en cuenta el modelo objetivo del sistema integral sobre el que se trabaja pues estos procedimientos de este protocolo se pueden alcanzar en una manera eficiente a partir del conocimiento y asimilación del estado del sistema que se quiere intervenir, del objetivo, los fundamentos y las variantes típicas que se encuentran involucradas e interrelacionadas en las intervenciones correspondientes (infraestructura, recursos disponibles, rendimientos, costos, tiempo, etc.) a esta área.

3.- Durante una intervención de Mantenimiento y/o Reparación de pozos a menudo se presentan circunstancias inesperadas en las que se deben tomar decisiones qué (si se minimizan) pueden resultar en pérdidas significativas de valores, no solo económicos sino también humanos y/o ecológicos; por lo anterior se debe también considerar indudablemente (durante la estructuración del conjunto labores del área Planeación y Proyección que involucran los diseño de algunos de los diferentes protocolos de las intervenciones) tener identificados los pasos del protocolo que supongan riesgos para así anticiparse a cualquier tipo de pérdida que pudiera ser previsible; en la realidad muchas veces se podrán aplicar técnicas especiales de análisis de riesgos y seguridad, sin embargo siempre existirán una importante cantidad de variables que no podrán preverse en un diseño

y que presupondrán requerimientos, resoluciones y reacciones inmediatas en campo, por ejemplo, la disponibilidad de herramientas o el comportamiento atípico de algún pozo con respecto a lo esperado. Para lo anterior es de gran importancia contar con personal capacitado y con experiencia que pueda reaccionar eficientemente sobre estas variables que resulten de imprevisto.

4.- La eficiencia en la realización de los procedimientos dependerá directamente de los siguientes factores: Conocimiento del área de trabajo, conocimiento del equipo de intervención, buena planificación y ejecución del protocolo, disponibilidad de recursos humanos capacitados y así mismo de la herramienta adecuada para cualquier caso que se presente. El pleno conocimiento y asimilación de los procedimientos por el personal y la práctica constante permitirán también desarrollar mejoras con frecuencia.

5.- En gran medida, siempre será de relevante establecer una excelente comunicación no solo entre los ingenieros de campo y los de diseño de la misma compañía de servicios, sino también entre los ingenieros de diseño de PEMEX con los de la compañía de servicios para mantener mejores vínculos de colaboración y fortalecer el equipo de trabajo, pues así será más factible obtener mejores resultados a mediano y largo plazo que beneficien a todos.

6.- Creo importante hacer notar al valioso trabajo de los ingenieros de seguridad y ecología industrial quienes cumplen con la labor principal de asegurarse mediante la aplicación de procedimientos de aminorar los riesgos que pudieran poner en peligro la salud de alguien, fuese del personal de la compañía o no.

7. BIBLIOGRAFÍA

- Brian Edment. (2002). Mejoramiento de los tratamientos de empaque de grava en pozos horizontales. Oil Field Review, 12, p.

- PEMEX. Plan de Negocios de Pemex y sus Organismos Subsidiarios 2014 2013. Julio, 2013.

- http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Documents/pn_14-18_131031.pdf

- Exploración y Producción. Trabajos de Reparación y Mantenimiento a Pozos, en el Activo Integral Poza Rica – Altamira de la Región Norte, Paquete II: Anexo C “Catalogo de Conceptos”. Julio, 2008.

- Stuart Truscott, William. Ficha Técnica de los Equipos MCU. Tarco Latin America. Enero, 2011.

- PEMEX. Proyecto de Explotación Poza Rica 2010 2010. Diciembre, 2010

- Tarco Latin America, S.A. de C.V.
<http://www.tarco.com.mx/index.html>

- Alonso Ignacio Cardenas, Apuntes de Terminación de Pozos, Facultad de Ingeniería UNAM.

- Shirley L. Jaimes Villamil, Estimulación Ácida a Pozos Petroleros, Universidad Industrial de Santander. 2013

- Roberston, J. D., and Nogami, H. H., 1984, Complex seismic trace analysis of thin beds: Geophysics, 49, 344-352.