



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

REPARACIÓN DE POZOS TERRESTRES CON EQUIPOS MCU´S: CASO CHICONTEC

INFORME DE TRABAJO PROFESIONAL

PARA OBTENER EL TÍTULO DE :
INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

EDUARDO SÁNCHEZ ALBA

AVAL ANTE EL COMITÉ DE TITULACIÓN
ING. JOSÉ AGUSTÍN VELASCO ESQUIVEL



MÉXICO, D.F. 2014 .



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN
CIENCIAS DE LA TIERRA
OFICIO/FING/DICT/649/2014

SR. EDUARDO SÁNCHEZ ALBA
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. Agustín Velasco Esquivel**, en calidad de **Aval**, han sido aprobados por el comité de titulación de la carrera de **Ingeniería Petrolera** y se muestran a continuación

REPARACIÓN DE POZOS TERRESTRES CON EQUIPOS MCU'S: CASO CHICONTEPEC

- I PALEOCANAL DE CHICONTEPEC
- II EQUIPOS DE TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS MCU'S
- III EVALUACIÓN TÉCNICA ECONÓMICA
- IV EJEMPLOS DE APLICACIÓN CASO CHICONTEPEC

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. BERNARDO MARTELL ANDRADE
VOCAL: ING. AGUSTÍN VELASCO ESQUIVEL
SECRETARIO: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS
1ER. SUPLENTE: ING. ISRAEL CASTRO HERRERA
2DO. SUPLENTE: ING. RAFAEL VIÑAS RODRÍGUEZ

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, D. F. a 16 de Junio de 2014
El Presidente del Comité de Titulación de Ingeniería Petrolera


DR. JOSÉ ANTONIO HERNÁNDEZ ESPRIÚ
ccp Coordinador de la Carrera
ccp Interesado

AGRADECIMIENTOS

*Gracias a **Dios** por permitirme concluir mis estudios de licenciatura, eres tú quien me bendice, guarda y protege todos los días de mi existir.*

*Gracias a mi **Esposa** por tu amor, paciencia y comprensión, hoy hemos alcanzado un triunfo, porque los dos somos uno y mis logros son tuyos. Te amo flaquita hermosa.*

*Gracias a mi **Padre** por su amor, cuidados, consejos y dirección, por lo mucho que te amo, por confiar en mí y no dejarme en ningún momento.*

*Gracias a mi **Madre** por amarme, educarme, procurarme, por apoyarme siempre, por consentirme tanto, porque que te amo.*

*Gracias a mis hermanos **Nayeli** y **Alejandro** por ser mi fuerza para seguir adelante, por el sin número de sonrisas que hemos compartido, por su amor.*

*Gracias a toda mi **Familia** por sus buenos deseos, amistad y cariño.*

*Gracias a toda la **Familia** de mi esposa por su cariño.*

*Gracias a mis hermanos **Rodrigo** y **Antonio** porque he compartido con ustedes momentos que han dejado huella en mi vida.*

*Gracias a mis compañeros de clases y amigos **Fernando**, **Ernesto**, **Héctor** y **Luis** que sin duda han influido de manera significativa en mi vida.*

Gracias a mis compañeros y amigos que he tenido a lo largo de mis estudios con los que compartí buenos y malos momentos.

Gracias a mis compañeros de trabajo por compartir sus conocimientos y experiencias.

Gracias al Ing. José Agustín Velasco Esquivel por su apoyo para el desarrollo de este informe de trabajo que formara parte de mi vida profesional.

Gracias a mis sinodales Ingenieros José Bernardo Martell Andrade, Manuel Juan Villamar Viguera, Israel Castro Herrera, Rafael Viñas Rodríguez por toda la ayuda que me ofrecieron para la realización de este trabajo.

Gracias a todos mis profesores por sus enseñanzas y dedicación.

*Gracias a la **Universidad Nacional Autónoma de México**, en especial a la **Facultad de Ingeniería** por darme la oportunidad de pertenecer a la mejor institución del país, que espero no defraudar y poder brindar mi apoyo algún día.*

Gracias a todas aquellas personas que he conocido durante mi vida, que de alguna manera han aportado alguna enseñanza.

REPARACIÓN DE POZOS TERRESTRES CON EQUIPOS MCU'S: CASO CHICONTEPEC

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	3
CAPÍTULO 1.- PALEOCANAL DE CHICONTEPEC.....	5
1.1.- ANTECEDENTES	5
1.2.- LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA	7
1.3.- DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA	8
1.4.- HISTORIA DE PRODUCCIÓN.....	13
CAPÍTULO 2.- EQUIPOS DE TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS MCU'S (UNIDADES MÓVILES COMBINADAS).....	15
2.1.- DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS MCU'S	15
2.2.- COMPONENTES DE LOS EQUIPOS MCU'S.....	19
2.3.- MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS MCU'S	40
CAPÍTULO 3.- EVALUACIÓN TÉCNICA – ECONÓMICA.....	43
3.1.- BENEFICIOS ECONÓMICOS	44
3.2.- BENEFICIOS PARA EL MEDIO AMBIENTE	46

3.3.- EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS EQUIPOS MCU'S	48
CAPÍTULO 4.- EJEMPLOS DE APLICACIÓN: CASO CHICONTEPEC	55
4.1.- CONVERSIÓN A BOMBEO MECÁNICO	55
4.2.- REACONDICIONAMIENTO DE BOMBEO MECÁNICO	71
4.3.- COMPLEMENTO DE REPARACIÓN MAYOR / APAREJO SENCILLO FLUYENTE ...	90
CONCLUSIONES	105
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS Y SITIOS WEB	106

INTRODUCCIÓN

La industria petrolera forma parte importante en la economía mundial. En consecuencia, en el mercado petrolero hemos visto cómo ha fluctuado el precio del barril, siendo determinante en el poder financiero y político a nivel global.

México produce 2,860 bpd de petróleo y 6,501 mmpcd de gas natural actualmente¹; ocupando el décimo lugar de los principales productores de petróleo, y el décimo octavo sitio de reservas probadas por país³. Lo que representa para esta industria la mayor fuente de ingresos en nuestro país, haciendo de gran importancia que se siga desarrollando o introduciendo nueva tecnología.

El Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (Chicontepec) es de gran relevancia para el país, ya que representa 39.9% de la reserva total, lo que equivale a alrededor de 17 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente. El Activo se localiza en la cuenca geológica Tampico – Misantla, al poniente de la plataforma de Tuxpan y cubre un área aproximada de 3,800 kilómetros cuadrados. Los yacimientos de Chicontepec se caracterizan por su alto contenido de hidrocarburos, baja permeabilidad y baja presión, por lo que la productividad de los pozos es mínima y su explotación compleja⁴. El área de Chicontepec solo aporta el 2.5% de la producción en México, mostrando que la explotación de estas reservas es aún incipiente, requiriendo de una gran cantidad de recursos económicos, físicos, humanos y tecnológicos.

Durante la vida productiva de un pozo se requieren de diversas operaciones para aprovechar al máximo la energía del yacimiento, así como eliminar problemas mecánicos en el pozo que impidan su producción.

El mantenimiento de pozos petroleros se lleva a cabo por medio de dos tipos de intervenciones: mayores y menores. Una reparación mayor es aquella donde se modifica sustancial y definitivamente las características de la zona productora. Mientras que una reparación menor solo se corrigen los problemas en el estado mecánico del pozo.

Los trabajos de reparaciones mayores y menores han sido factores determinantes para el incremento de la producción de hidrocarburos y han contribuido para alcanzar las metas volumétricas en los campos del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AIATG), con ello se aceleró el ritmo de conversión y reacondicionamiento a los sistemas artificiales de producción (SAP), revirtiendo la declinación natural de los pozos.

Las reparaciones mayores o menores, se realizan con equipos de reparación convencional o unidades móviles combinadas (MCU por sus siglas en inglés); estos segundos son unidades multifuncionales, diseñadas principalmente para realizar este tipo de trabajos, como son conversión a sistemas artificiales, tales como: bombeo mecánico, bombeo neumático, bombeo hidráulico, cavidades progresivas, bombeo electrocentrífugo, así como aislamientos de intervalos por medio de tapones mecánicos o de cemento, cementaciones forzadas, moliendas.

Las unidades móviles combinadas se utilizaron en los “Servicios Integrales de Reparación y Mantenimiento de los pozos del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo y/u otros de la Región Norte, Paquete II” a través de la compañía Tarco Latin America, establecida en México desde el 2007.

Capítulo 1.- Paleocanal de Chicontepec

Las características geográficas de una región, la ubicación de sus yacimientos y la calidad de crudo que contiene, así como la distribución y tipo de activos fijos, se conducen eficientemente en el manejo técnico y administrativo de dicha región, brindando una atención detallada a sus yacimientos, plataformas, pozos y toda la gama de instalaciones superficiales que hacen posible conducir adecuadamente los procesos de extracción de los hidrocarburos, su separación y tratamiento preliminar, almacenamiento, bombeo o compresión, así como transporte y venta; todo viéndose reflejado en los volúmenes de hidrocarburos comercializados.

1.1.- Antecedentes

La manifestación de hidrocarburos en el Paleocanal de Chicontepec data de 1926 los cuales se consideraron pocos rentables en ese momento. Para el año de 1952, en los campos pertenecientes a los distritos de Poza Rica y Cerro Azul, se tuvo la presencia de hidrocarburos en formaciones arcillo – arenosas del Terciario, considerando nuevamente pocos rentables debido a la baja permeabilidad. Fue hasta los años 70's, cuando se inició el desarrollo comercial de Chicontepec, en el campo Presidente Alemán, aunque se consideraron como pozos de baja productividad.

La primera etapa de producción de Chicontepec, se realizó a través de la perforación de 300 pozos en los campos de Soledad, Soledad Norte, Aragón, Coyotes y Horcones, para una producción de 14.3 mbpd. Posterior se perforaron 228 pozos en los campos Agua Fría y Tajín. En el año de 1992, se alcanzó una producción máxima de 17.8 mbpd, declinando la misma al 50% para el año 2001.

En 1999, la compañía *DeGolyer and MacNaughton*, certificó que las reservas del Paleocanal eran de 139, 000,000 mbpce (millones de barriles de petróleo crudo equivalente) y una reserva probable (2P) de 6, 500,000 mbpce⁵.

En el año 2002, Pemex Exploración y Producción, estableció el Proyecto Aceite Terciario del Golfo, para mejorar el manejo de los recursos económicos y materiales en el área, y así lograr alcanzar u obtener mejores técnicas operativas, debido a la gran extensión territorial y con base al conocimiento geológico, dicho proyecto se integró en 29 campos, divididos en 8 sectores (figura 1.1).

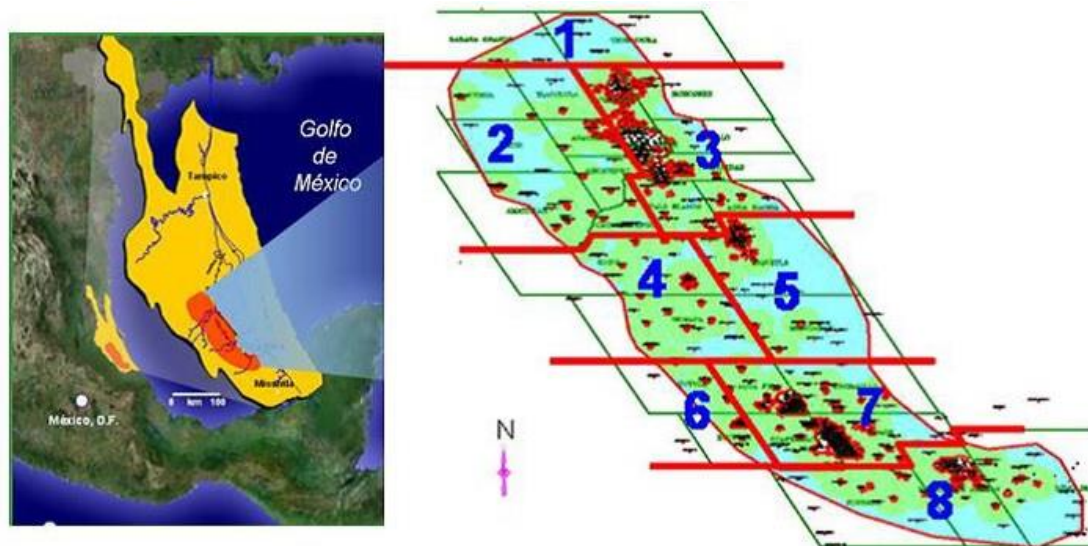


Figura 1.1 Subdivisión geográfica del ATG⁶.

En el período de 2002 a 2006, se incrementó la producción de crudo a 27.2 mbpd, gracias al desarrollo de los campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín. Para el año 2007, Pemex Exploración y Producción decidió crear el “Activo Integral Aceite Terciario del Golfo” para la administración del Paleocanal de Chicontepec, tomando como iniciativa la perforación y terminación de pozos de forma masiva; así para finales del 2010 la producción era de 44.8 mbpd.

1.2.- Localización Geográfica

El Activo Integral Aceite Terciario del Golfo está integrado por 29 campos del Paleocanal de Chicontepec, ubicado en la porción Centro – Oeste de México, entre los paralelos 20° 15´ y 21° 13´ de la latitud Norte, 96° 58´ y 98° 13´ de la longitud Oeste, zona integrada por 14 municipios en conjunto de los estados de Veracruz y Puebla. Entre los rasgos fisiográficos más relevantes son: la Sierra Madre Oriental al Poniente del área y los ríos Tecolutla, Cazones, Pantepec y Vinazco, dentro de la planicie Costera del Golfo. Según la clasificación de provincias fisiográficas de México el activo integral se ubica en una porción de la provincia “Planicie Costera del Golfo de México” y en parte de la Provincia “Vertiente de Misantla” (figura 1.2).



Figura 1.2 Integración de Municipios del AIATG⁷.

1.3.- Descripción Geológica

El origen del Paleocanal de Chicontepec se presentó a fines del Paleoceno y principios del Eoceno, geológicamente se localiza entre la porción Sur de la Cuenca de Tampico – Misantla y al Occidente de la Plataforma de Tuxpan. A consecuencia del relleno sedimentario por corrientes submarinas de los mismos sedimentos del Paleoceno, Cretácico y Jurásico, posteriormente el canal fue rellenado por sedimentos arcillosos y arenosos en forma alternada, dando lugar a trampas estratigráficas localizadas a profundidades que varían desde los 800 m, en la porción norte, hasta alrededor de los 2500 m en la porción sur.

Columna Geológica

La columna geológica 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)⁷, (figura 1.3).

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.

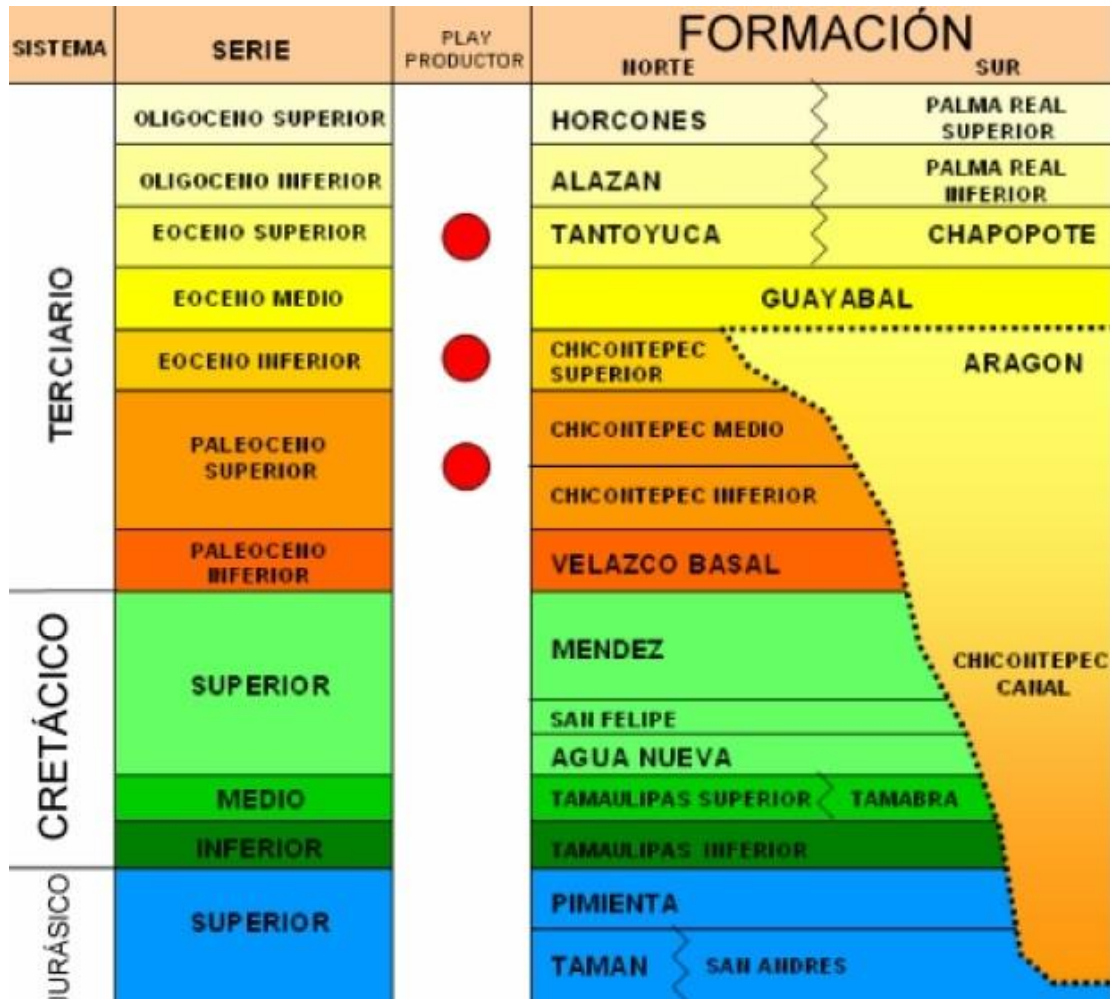


Figura 1.3 Columna geológica del área del Paleocanal de Chicontepec⁷.

Geología Estructural

Regionalmente, la geometría de las arenas está asociada en forma directa con el medio ambiente de depósito de abanicos submarinos superpuestos, conformando estructuras suaves (anticlinales y sinclinales) y amplias facies de abanico medio distal. Las estructuras más profundas y deformadas se

encuentran en la porción occidental del Paleocanal de Chicontepec, en las facies de abanico superior o cercano a la fuente de aporte, situación por la que el aspecto estructural está al menos parcialmente subordinado al carácter estratigráfico (figura 1.4).

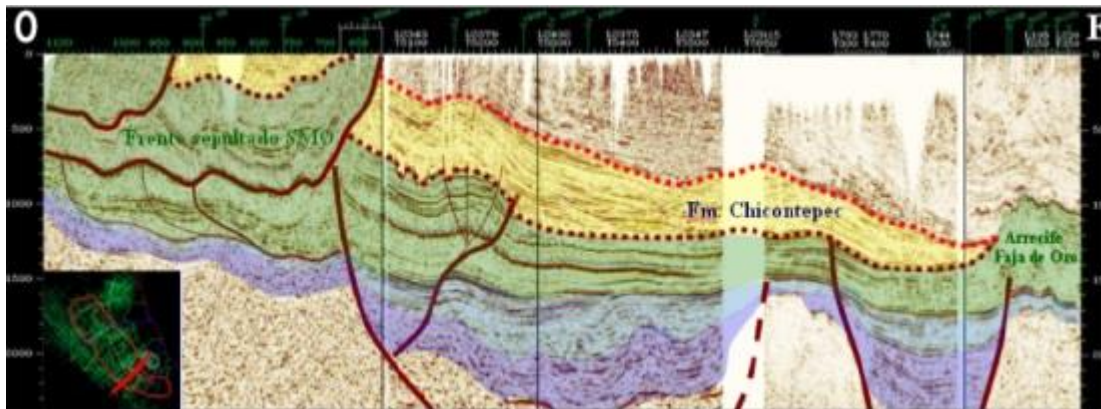


Figura 1.4 Sección estructural que muestra la discordancia regional del Eoceno Inferior⁷.

Sistema Petrolero

Las principales rocas generadoras son las facies arcillo – calcáreas del Jurásico Superior, de las Formaciones Santiago, Tamán y Pimienta. Las rocas almacenadoras ocupan aproximadamente el 33% del relleno de la cuenca. Son principalmente areniscas del Eoceno Inferior de la Formación Chicontepec Superior, originadas por sistemas de depósitos turbidíticos cíclicos de abanicos submarinos. También existen acumulaciones en rocas del Paleoceno Superior y Eoceno Superior.

Las rocas sello en las porciones norte y central del área, lo componen sedimentos arcillosos localizados por encima de la erosión regional de edad Eoceno Inferior, mientras que hacia el sureste lo establecen los sedimentos arcillosos de la Formación Guayabal (Eoceno Medio), (figura 1.5).

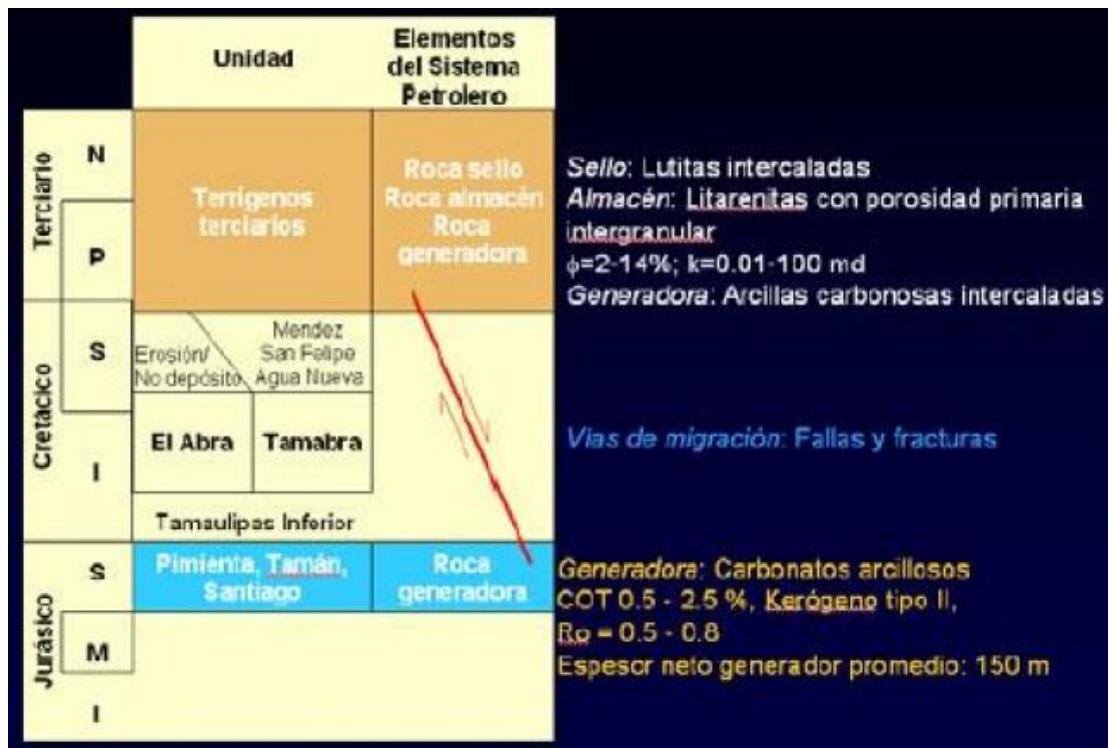


Figura 1.5 Sistema petrolero del área de los campos de Chicontepec⁷.

Es importante mencionar que debido a la naturaleza del depósito, las intercalaciones arcillosas entre cuerpos arenosos constituyen sellos de carácter local. El hecho de que la roca generadora sea de edad Jurásico Tardío, significa que hacia la porción sur del área de estudio los intervalos productores – ubicados en las arenas basales que sobreyacen a la discordancia – se hallan muy cercanos a la fuente de origen del petróleo, por lo que la migración secundaria debió ser corta.

Lo anterior implica que la discordancia no está sellada. Hacia el norte y centro del Paleocanal la distancia de migración secundaria fue insuficiente para que la mayor parte del petróleo generado atravesara la discordancia, aunque una parte del petróleo sí la atravesó y ello también implica que en el norte y centro del Paleocanal de Chicontepec existen porciones no selladas de la discordancia.

En el Paleocanal de Chicontepec, las trampas que predominan son de tipo estratigráfico, complejas, y controladas por la geometría debido a la superposición de abanicos y superficies de erosión, que muestran un componente estructural en los cuerpos localizados en la porción occidental.

En Chicontepec han sido reconocidas tres áreas productoras:

- I. Chicontepec Paleoceno – Eoceno Inferior
- II. Chicontepec Canal Eoceno Inferior Tardío
- III. Tantoyuca Eoceno Superior

Por medio de estudios petrofísicos se conoce que la porosidad fluctúa entre el 5 y 18 por ciento; mientras que la permeabilidad se encuentra entre 0.01 a 10 milidarcys (figura 1.6).

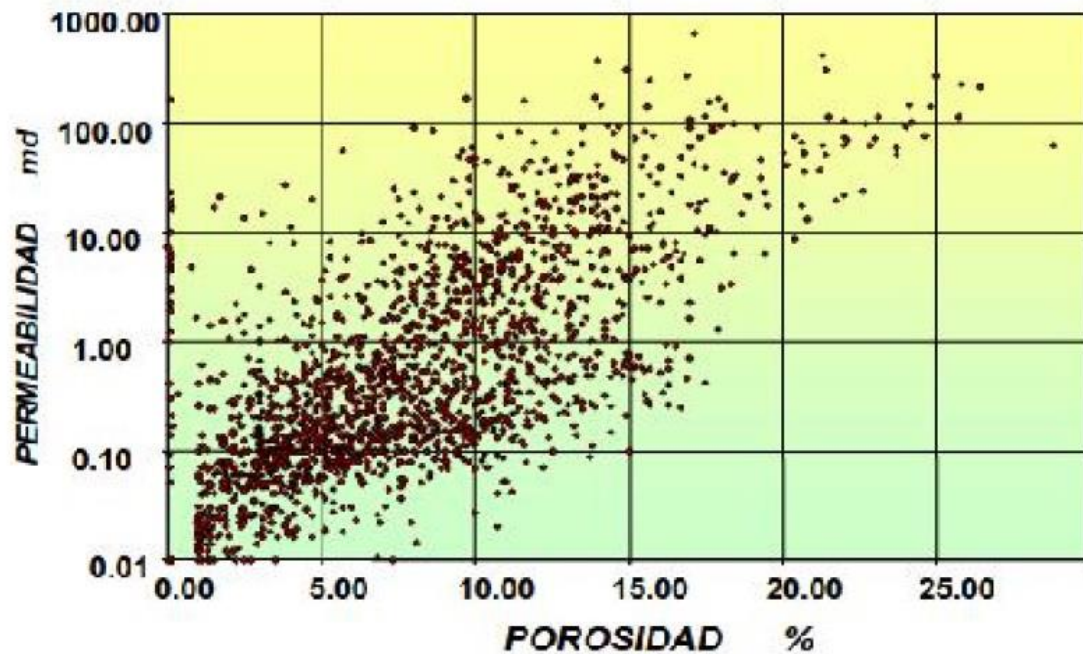


Figura 1.6 Gráfica de Porosidad vs Permeabilidad⁷.

1.4.- Historia de Producción

En el período comprendido como proyecto Aceite Terciario del Golfo (2002 – 2007), la producción acumulada fue de 60 millones de barriles de crudo y 83,000 millones de pies cúbicos de gas, en la tabla siguiente se muestra la producción promedio anual (tabla 1.1).

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Unidades
Crudo	8	8	20	25	24	23	mbpd
Gas	16	18	29	28	25	28	mmpcpd

Tabla 1.1 Historial de Producción PATG⁷.

En el inicio como Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, como administrador de Chicontepec y hasta el año 2012, la producción anual se muestra en la tabla siguiente (tabla 1.2).

	2008	2009	2010	2011	2012	Unidades
Crudo	29.3	29.5	41	52.8	68.6	mbpd
Gas	52.1	78.7	85.3	111.9	148.8	mmpcpd

Tabla 1.2 Producción Promedio Anual del AIATG².

En la actualidad el Activo Integral ATG, cuenta con más de 3,000 pozos, cuya profundidad promedio es de 2,000 m. Realizando un balance de lo que se ha hecho dentro del activo, a partir de la mitad del 2010 se efectuaron actividades tales como optimización de pozos fluyentes, instalación y optimización de sistemas artificiales, limpiezas, refracturamientos, inducciones químicas; las cuales se realizan con un menor costo comparado

a una perforación y/o terminación de un pozo, consiguiendo un incremento en la producción; misma que a finales del 2012 alcanzó los 68,000 bpd.

En el 2012, una de las actividades que más se realizaron dentro del ATG, fueron las reparaciones mayores y menores, para lograr dichas actividades el Activo contaba con más de 40 equipos de reparación de pozos, de los cuales 3 de ellos eran las unidades móviles combinadas.

En la siguiente gráfica se muestra la evolución de la producción del Paleocanal de Chicontepec (tabla 1.3).

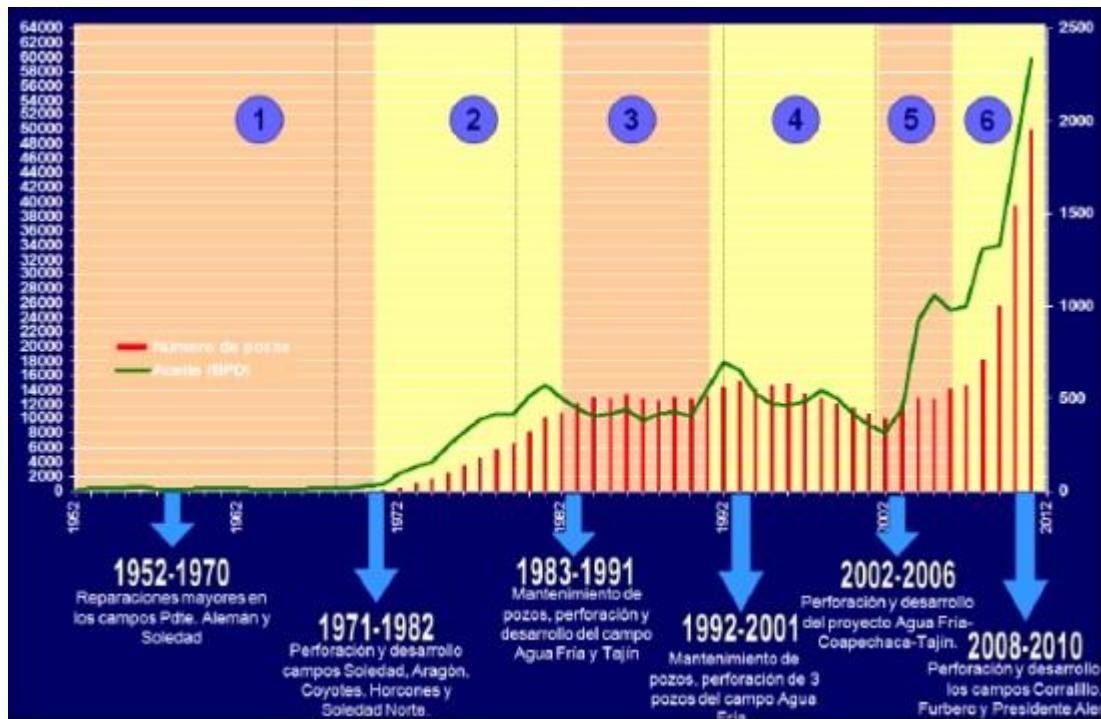


Tabla 1.3 Comportamiento histórico de producción del Paleocanal Chicontepec⁵.

Capítulo 2.- Equipos de Terminación y Reparación de Pozos MCU'S (Unidades Móviles 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 2.1).

2.1.- 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 fabricante.



Figura 2.1 Equipo de terminación y reparación convencional.

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.

Unidad Móvil de Servicio o Mástil

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 (figura 2.2).

Unidad para Bomba y Presa de Fluidos

Esta unidad se conforma por una bomba Triplex, múltiple de estrangulación, plataforma para alojar la presa de fluidos y poder transportarla, totalmente

iluminada y cuenta con tubería y conexiones necesarias para realizar el control de fluidos (figura 2.3).



Figura 2.2 Unidad Móvil de Servicio o Mástil



Figura 2.3 Unidad para Bomba y Presa de Fluidos

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 2.4).

2.2.- 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. A continuación se describirá cada uno de sus componentes.



Figura 2.4 Unidad de Herramientas

Unidad Móvil de Servicio o Mástil

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 2.5).

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 2.6).

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” ú 210 tramos de tubería de 3 1/2” (figura 2.7).



Figura 2.5 Unidad Móvil de Servicio o Mástil



Figura 2.6 Sistema de Estabilizadores



Figura 2.7 Piso de Enganche (Changuero)

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 2.8).

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" y línea de 1" (figura 2.9).



Figura 2.8 Corona



Figura 2.9 Bloque Viajero

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 2.10).



Figura 2.10 Tambor Principal

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 2.11).

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. 2.12).

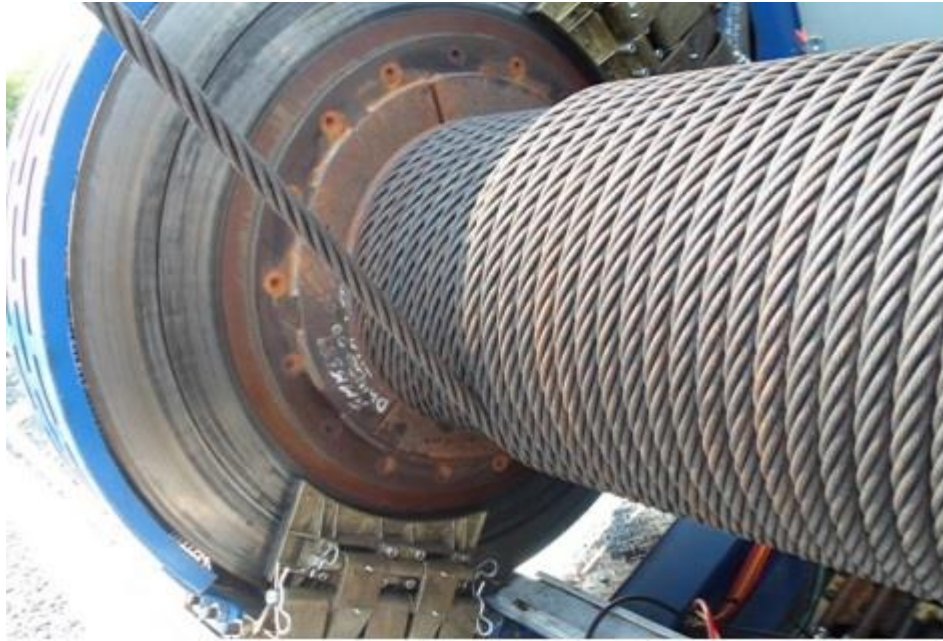


Figura 2.11 Cable de Perforación



Figura 2.12 Sistema de Frenado

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 2.13).



Figura 2.13 Válvula de Seguridad

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 2.14).



Figura 2.14 Eslabones

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 2.15).



Figura 2.15 Elevador de tubería

Elevadores para Varilla de Bombeo

Este elevador para varilla está compuesto por un cuerpo de elevador y una placa de varilla, el elevador es la herramienta que se utiliza para cargar y manejar la varilla de bombeo, su capacidad de carga es de 25 tons (figura 2.16).



Figura 2.16 Elevador para varilla de bombeo

Llave de Tubería de Producción

Es un equipo hidráulico que se acciona por medio de una unidad de potencia, la llave 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 2.17).

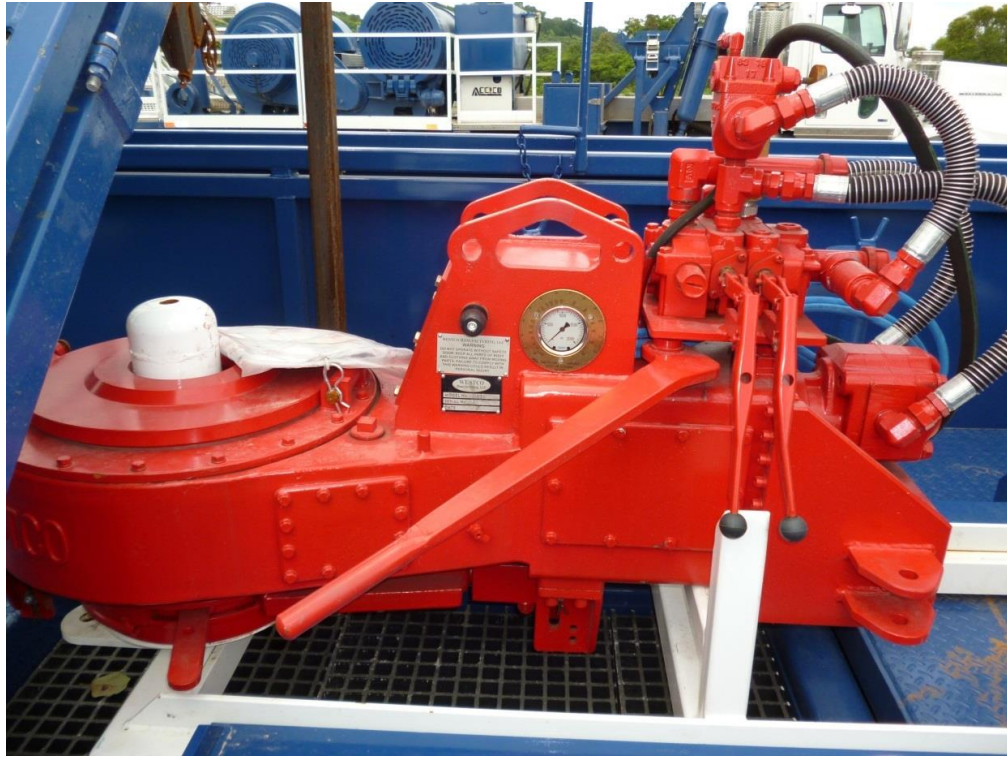


Figura 2.17 Llave de Tubería de Producción

Llave para 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 2.18).

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 2.19).



Figura 2.18 Llave para Varilla de Bombeo



Figura 2.19 Gancho para Varilla

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 2.20).



Figura 2.20 Araña para tubería de producción

Unidad para Bomba y Presa 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 (figura 2.21).



Figura 2.21 Unidad para Bomba y Presa de Fluidos

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 2.22).



Figura 2.22 Bomba Triplex

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 (figuras 2.23 y 2.24).



Figura 2.23 Presa de Fluidos



Figura 2.24 Presa de Fluidos

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 2.25).

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 2.26).



Figura 2.25 Presa Auxiliar



Figura 2.26 Múltiple de Estrangulación

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 2.27).



Figura 2.27 Unidad de Herramientas

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 arietes ciegos (figura 2.28).

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 2.29).



Figura 2.28 Preventor



Figura 2.29 Sistema de Acumuladores

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 2.30).



Figura 2.30 Cabina (Doghouse)

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 (figura 2.31).

Indicador de Peso

Diseñado para pequeñas unidades, el sistema de indicadores de peso consiste en un medidor y un diafragma de línea muerta, conectados por una manguera de alta presión; el diafragma convierte la carga de la línea en una señal de presión hidráulica que se transmite al medidor. Puede ser montado

cerca en el mástil; 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 2.32.).

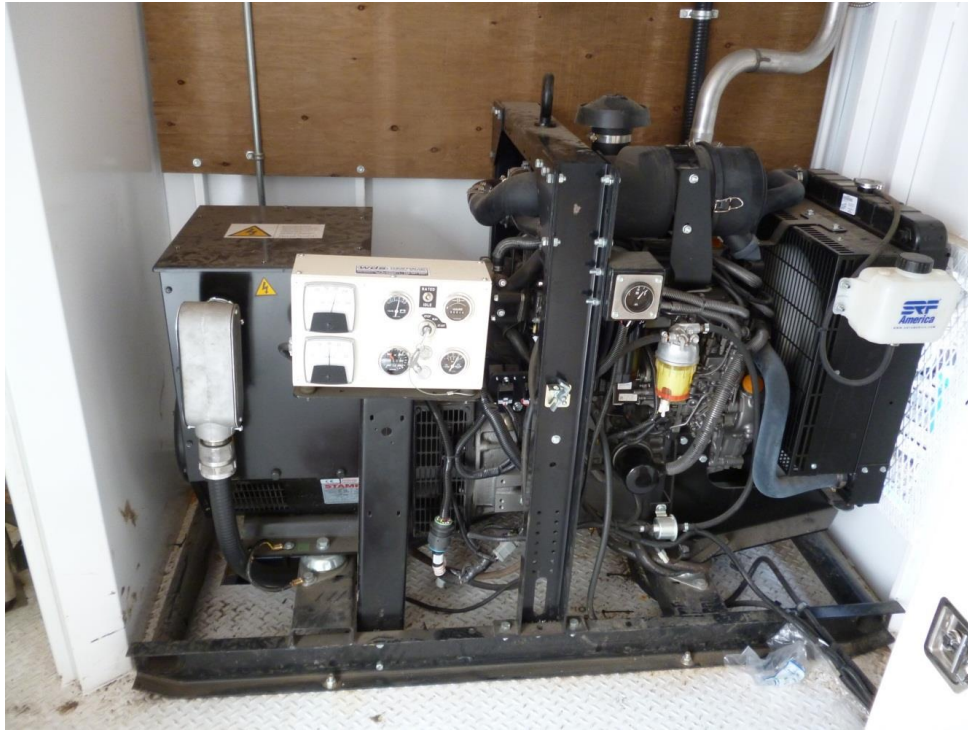


Figura 2.31 Generador



Figura 2.32 Indicador de Peso

2.3.- Mantenimiento de los Equipos MCU'S

El mantenimiento es el conjunto de acciones necesarias para conservar o restablecer un equipo en un estado que permita garantizar su funcionamiento al menor costo. El objetivo del mantenimiento es asegurar una larga vida útil para los equipos; para las unidades móviles combinadas la esperanza de vida útil se sitúa habitualmente entre los 20 y los 30 años.

También la labor de mantenimiento está relacionado con la seguridad operacional para los trabajadores al prevenir accidentes y lesiones, siendo de mayor responsabilidad mantener en buenas condiciones las unidades, herramientas y equipo de trabajo, evitando riesgos innecesarios.

La necesidad de implementar un plan de mantenimiento se debe a las exigencias del sector energético de ser más eficientes y eficaces en uso de recursos con lo que garantizan parte de su competitividad en el mercado. Los objetivos en el mantenimiento de los equipos MCU'S son:

- I) Aumentar la disponibilidad de cada una de las unidades.
- II) Reducir los costos de mantenimiento al mínimo.
- III) Mejorar la confiabilidad de los equipos.

Para poder llevar a cabo el mantenimiento de manera adecuada es imprescindible empezar a actuar en la especificación técnica (normas, tolerancias, planos y demás documentación técnica) y seguir con su recepción, instalación y puesta en marcha; estas actividades al realizarlas sirven para establecer y documentar el estado de referencia. A ese estado nos referimos durante la vida del equipo cada vez que hagamos evaluaciones de su rendimiento, funcionalidades y demás prestaciones (figura 2.33).



Figura 2.33 Mantenimiento al Equipo Móvil de Servicio

El mantenimiento de los equipos MCU'S se efectúa a intervalos regulares de tiempo, según un programa establecido y teniendo en cuenta el estado de cada unidad y la existencia o no de reserva.

Las actividades de mantenimiento de los equipos MCU'S se clasifican de la siguiente manera:

- 1) Inspección: observar para obtener información acerca del equipo, su estado físico, funcionamiento, anomalías, mal desempeño.

-
- 2) Rutinas: trabajos de preservación y mantenimiento necesarios para que los equipos funcionen, duren y se vean bien.
 - 3) Reparación: trabajos para corregir daños que tenga el equipo o alguna parte de ella.
 - 4) Cambio: sustitución de alguna pieza o equipo en base al criterio del personal; causado por su mal funcionamiento, baja eficiencia o destrucción total.
 - 5) Modificación: trabajos que se realizan para mejorar el diseño o propiedades físicas de los equipos.

Para un mejor control se dispone de un inventario donde están identificados y clasificados todos los equipos, teniendo la información que sea relevante para el mantenimiento (tabla 2.1), de acuerdo a las siguientes descripciones:

Actividad	Código
Inspección Visual	V
Engrasar / Lubricar	G
Inspección a detalle / Ajuste	I
Verificar y Anotar	N
Reemplazo / Servicio	C

La administración del mantenimiento se considera como un sistema de toma de decisiones, donde se dirige los recursos disponibles hacia la realización de los diversos trabajos de acuerdo a la organización y estructura jerárquica, teniendo dos elementos importantes: decisión y ejecución.

Desde hace varios años se practican estudios y pruebas con el objeto de minimizar todas las funciones de la conservación, como tiempo dedicado al mantenimiento programable, los tiempos de paro, la falta de conocimientos y

habilidades del personal que intervienen en los equipos y, en fin, todo aquello que de alguna u otra forma permite que los equipos a conservación continúen funcionando satisfactoriamente y económicamente duren todo su ciclo de vida.

Hoja Revisión de Mantenimiento	Cambio	Diario	Semana	Mensual	Horas	Notas
Unidad Móvil de Servicio						
Horas del Motor		N				
Horas Último Servicio		N				
Requiere Servicio el Motor		N				
Nivel de Aceite del Motor	V				C	
Filtros de Aceite			I		C	
Nivel de Refrigerante	V				C	
Filtros de Refrigerante			I		C	
Presión de Aceite	V	N				
Presión de Combustible	V	N				
Filtro de Combustible			I		C	
Medidor de Temperatura	V	N				
Filtros de Aire			I		C	
Temperatura del Refrigerante	V	N				
Filtros del Sistema Hidráulico			I		C	
Nivel Aceite Hidráulico	V				C	
Bandas / Protecciones			I		C	
Fugas			I		C	
Ruidos Extraños			I			
Protección de Incendio			I			
Limpieza General		N				
Generador						
Horas del Motor		N				
Horas Último Servicio		N				
Requiere Servicio el Motor		N				
Nivel Aceite del Motor	V				C	
Filtros de Aceite			I		C	
Nivel del Refrigerante	V				C	
Filtros del Refrigerante			I		C	
Presión de Aceite	V	N				
Presión Combustible	V	N				
Filtro Combustible			I		C	
Medidor Temperatura	V	N				
Filtros de Aire			I		C	
Temperatura del Refrigerante	V	N				
Voltaje de Carga		N				
Bandas Ventilador/Protección			I		C	
Soportes del Generador			I		G	
Fugas			I		C	
Ruidos Extraños			I			
Protección de Incendio			I			
Limpieza General		N				

Tabla 2.1 Ejemplos de Hoja de Revisión de Mantenimiento

Actualmente en la organización del mantenimiento se tiene menos personal, pero cada vez más preparado técnicamente. Situación que permite subcontratar compañías más preparadas y mejor dotadas para la realización de algún trabajo de mantenimiento primordialmente reparaciones imprevistas, cuestión que está ligada al departamento de compras, decidiendo subcontratar o no, dependiendo de las consideraciones económicas, técnicas y sobre todo estratégicas.

Capítulo 3.- Evaluación Técnica – Económica

Los objetivos de una compañía podrían ser clasificados con respecto a dos controladores complementarios de negocios, es decir, maximizar la magnitud de la aceleración de flujo de efectivo y la minimización de costos en términos de costo/barriles.

Los beneficios de una reparación exitosa a un pozo son de suma importancia, estos incluyen: reducción en los costos de operación, acelerar la producción de ingresos, aumentar la recuperación máxima y mejoramiento o restauración de la seguridad.

3.1.- Beneficios Económicos

En la elaboración de un análisis costo – beneficio de la reparación de pozos se deben considerar la evaluación económica. El uso de las unidades móviles combinadas genera una reducción en los tiempos de intervención, menores tiempos de movilización.

Los equipos MCU'S son aplicables a todas las operaciones de: terminación de pozos, conversiones y reacondicionamiento de sistemas artificiales de producción (bombeo mecánico, bombeo neumático, bombeo hidráulico, etc.) hasta profundidades de 3000 mts (figura 3.1).

Los tiempos durante la intervención a pozos utilizando las unidades móviles combinadas son:

- a) Transportarse en una distancia de 40 km son 6 hrs.
- b) Instalación e izaje de mástil es de 4 hrs.
- c) Sacar tubería a una profundidad de 2000 mts es de 7 hrs.
- d) Sacar varillas de succión con profundidad de 2000 mts es de 5 hrs.



Figura 3.1 Introducción de tubería de producción con un Equipo MCU

Se tiene un ahorro por concepto del mantenimiento preventivo en las unidades móviles combinadas y ahorro por consumo de combustible que representa aproximadamente el 25% y 40%, respectivamente, frente a los equipos convencionales.

Otro punto importante es el volumen de fluido de control que se utiliza en cada intervención a pozo; en las unidades móviles combinadas se realiza la circulación inversa, desde la tubería de revestimiento hacia la tubería de producción, el yacimiento sólo admite fluido de control y no admitirá arena y sedimentos depositados al fondo del pozo; al ser el diámetro de la tubería de producción menor al de la tubería de revestimiento, se deberá de utilizar menos fluido de control.

La circulación inversa es posible utilizando un estriper hidráulico (brida) que se instala sobre el preventor, esta brida lleva en su interior un hule y un mecanismo que por medio de hidráulica comprime el hule, creando un sello entre la tubería y el espacio anular permitiendo la circulación inversa sin necesidad de cerrar los arietes (rams).

3.2.- Beneficios para el Medio Ambiente

En todas las regiones donde se explota los hidrocarburos se han generado contingencias ambientales de diferentes magnitudes, en consecuencia de la serie de actividades y operaciones típicas que se desarrollan dentro de la industria petrolera, por lo que no es la excepción en las intervenciones a pozos con equipos de terminación y reparación.

Prevenir, minimizar o mitigar los impactos ambientales son medidas que debe manejar una compañía; esto se logra por medio de la aplicación de planes de manejo ambiental basado en buenas prácticas ambientales y el desarrollo e implementación de nuevas tecnologías.

La población ha aumentado conforme pasa el tiempo, ocasionando el crecimiento de los pueblos en donde se ubican los pozos, por lo que genera mayor riesgo para su intervención; con las unidades móviles combinadas se minimiza el riesgo al requerir menos unidades de transportación y una menor área de trabajo (figura 3.2).

Un segundo beneficio de las unidades móviles combinadas es utilizar menos vehículos para su transportación, haciendo que el maltrato a los caminos sea menor, prolongando su uso y ahorrando en costos de rehabilitación. También se reduce las emisiones de dióxido de carbono, al ser equipos más compactos.

Otro aspecto importante es realizar el saneamiento del pozo al término de su intervención, se efectúa una limpieza exhaustiva de la localización para su entrega (figura 3.3). Esto se logra a través del correcto manejo de los residuos, estableciendo una clasificación general de residuos según su peligrosidad a la salud y al ambiente, definiendo dos categorías: residuos peligrosos (fluidos de control sucios, baterías, grasas, paños absorbentes y trapos contaminados, suelo contaminado, filtros de aceite, pinturas, etc.) y residuos no peligrosos (basura orgánica e inorgánica, etc.).

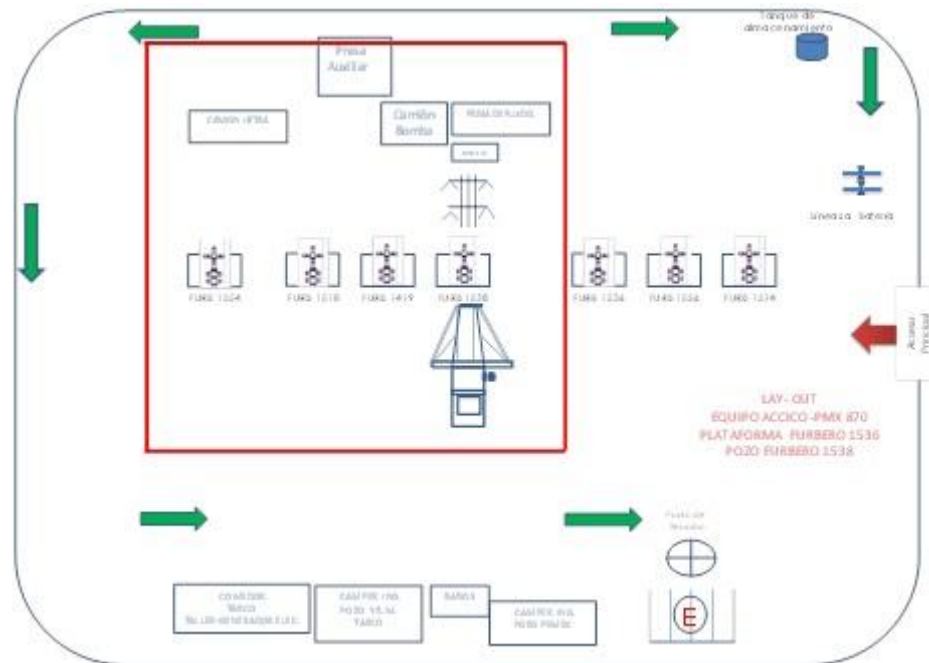


Figura 3.2 Distribución de las Unidades Móviles Combinadas

Se tienen planes de respuesta para la contención y/o eliminación de derrames de hidrocarburos; estas operaciones se dan de acuerdo a la magnitud y lugar donde se ha producido el siniestro, orientándose siempre a proteger el medio ambiente y la salud de los trabajadores.

Se cuenta con capacitación constante para concientizar al personal de su responsabilidad de proteger el medio ambiente y crear una barrera más de prevención.



Figura 3.3 Saneamiento de un pozo para su entrega

3.3.- Evaluación Económica de los Equipos MCU'S

La manera de medir y comparar los diversos beneficios de los equipos de terminación y reparación de pozos, es a través de la evaluación económica, con este análisis se pueden tomar decisiones racionales ante diferentes alternativas. El costo total de una intervención está compuesto por:

- a) Costo de los materiales
- b) Costos de los servicios
- c) Costos por personal
- d) Costos por la utilización, mantenimiento y depreciación del equipo

En términos generales las intervenciones ocurren en un pozo productor o en un pozo de inyección, los problemas en los pozos en gran medida se pueden asociar a:

- 1) Daños mecánicos en la sarta de producción, puede ser una fuga o colapso en la TP.
- 2) Sustitución de la sarta de terminación por un diseño alternativo, como puede ser la implementación de un sistema artificial de producción.
- 3) Sustitución de la sarta de producción para optimizar la explotación del yacimiento, por ejemplo cambiar la sarta a un tamaño más pequeño.

Los requerimientos principales de los equipos de terminación y reparación de pozos para este tipo de operaciones son:

- Resistir el esfuerzo de tensión creado por la extracción de la TP y cualquier sobretensión que pudiera existir.

Una reparación mayor modifica sustancial y definitivamente las condiciones y características del yacimiento. Dichas reparaciones se realizan en tres etapas: acondicionamiento, operaciones sin equipo y complemento.

En la tabla 3.1 se muestran los tiempos de ejecución de una reparación mayor (RMA) de cada una de las compañías que estaban al servicio de la paraestatal Pemex dentro de su AIATG, así como el costo promedio de dichas intervenciones y su producción acumulada.

Para los equipos MCU'S el tiempo de ejecución de un acondicionamiento es de 4.5 días, mientras que para el complemento es de 3.1 días, su costo es de 1.6 millones y 0.4 millones de pesos respectivamente, para una producción acumulada de 3.5 miles de barriles. En la tabla 3.2 se presentan el número de intervenciones de cada compañía (exitosas y diferidas por pez).

Tiempo de ejecución en las RMA¹
(Días)

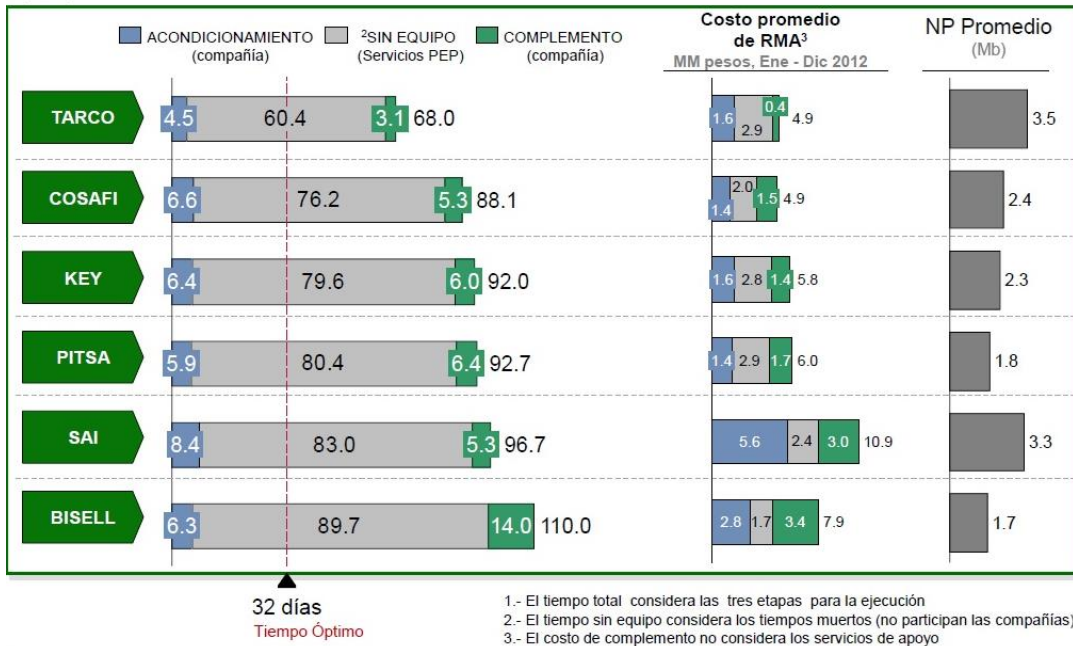


Tabla 3.1 Tiempo de ejecución de las RMA (días), costo y producción⁹

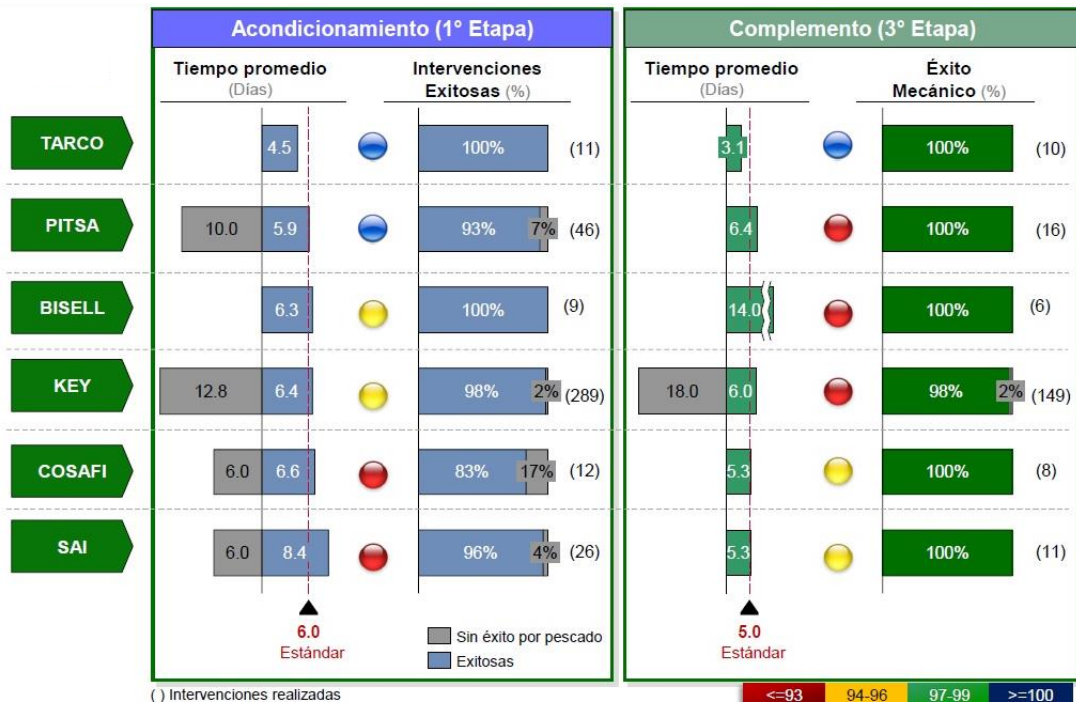


Tabla 3.2 Número de Intervenciones en las RMA⁹

Una reparación menor es aquella que tiene como objetivo modificar las condiciones del estado mecánico del pozo y optimizar las condiciones de flujo del yacimiento teniendo como principal encomienda, no modificar de forma sustancial el yacimiento.

Las operaciones más comunes de reparaciones menores dentro del AIATG son: conversiones y reacondicionamiento de bombeo mecánico, bombeo neumático y bombeo hidráulico.

En las tablas 3.3 y 3.4 se muestra el promedio de intervenciones por mes, por compañía, así como los tiempo de ejecución y su costo promedio; de acuerdo al tipo de reparación menor (RME). En los equipos MCU'S se realizaron en promedio por mes 7.1 conversiones de bombeo mecánico, con un tiempo de 3.8 días por intervención y un costo de 1.3 millones de pesos.



Tabla 3.3 Conversiones a Sistemas Artificiales de Producción⁹

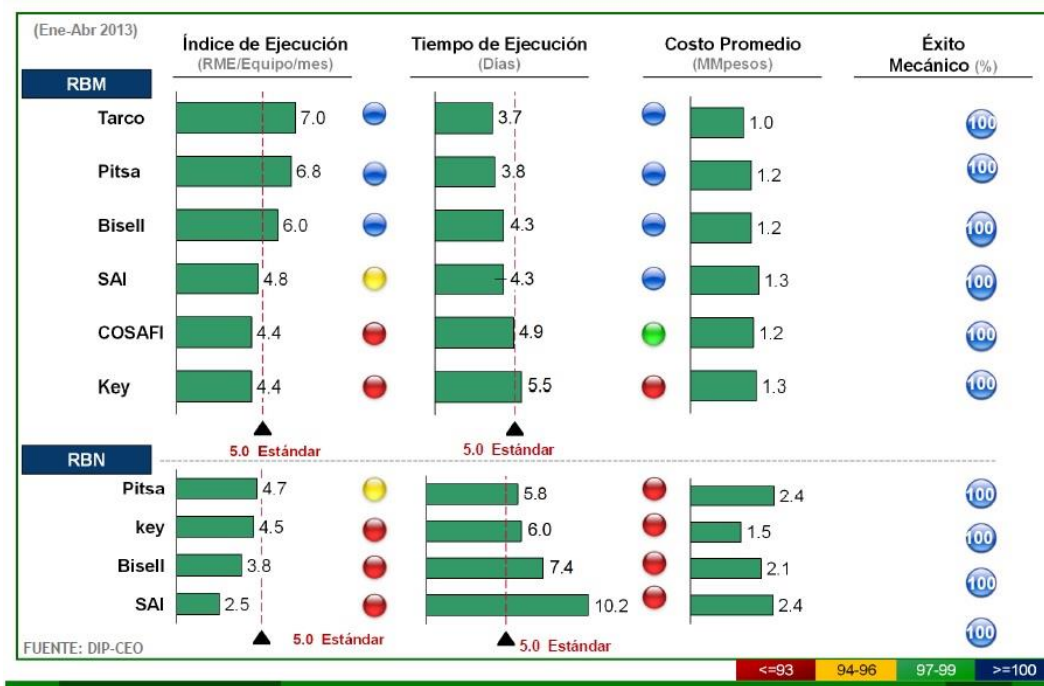


Tabla 3.4 Reacondicionamiento de Sistemas Artificiales de Producción⁹

En la tabla 3.5 se describen los tiempos de intervención y movilización de cada compañía. La búsqueda de una mayor eficiencia operativa, una compañía de reparación debe reducir sus tiempos de intervención, así como sus tiempos de movilización; logrando incrementar el aprovechamiento del equipo y reducir los tiempos no productivos.

Para las compañías que prestaban sus servicios al AIATG el mayor porcentaje en tiempos no productivos eran por falta de tubería y fluido de control (tabla 3.6). El tiempo no productivo de los equipos MCU'S era por la falta de insumos y espera de herramientas, por lo que la compañía ha invertido mayor cantidad de dinero en herramientas, mantenimiento y fluidos para mejorar su desempeño.

Las estadísticas son evidencia contundente de la optimización en tiempos que representa las unidades móviles combinadas.

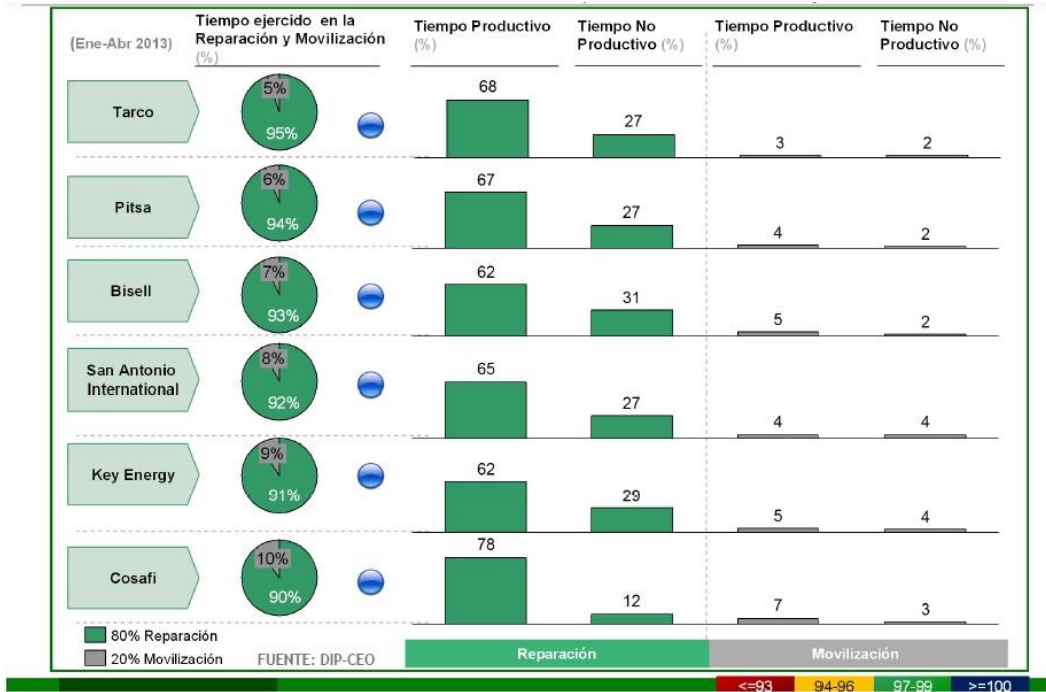


Tabla 3.5 Tiempos de Intervención y Movilización⁹

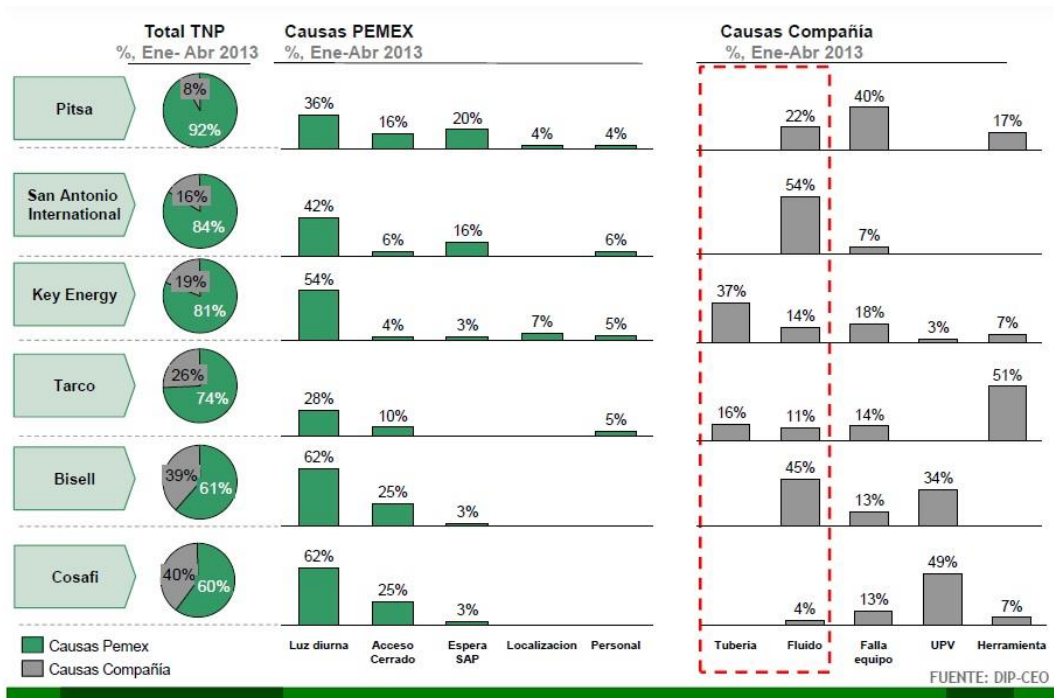


Tabla 3.6 Causas de los tiempos no productivos⁹

El tiempo promedio para realizar una intervención para un equipo MCU de la compañía Tarco Latin America es de 48 horas, incluyendo el movimiento del equipo. Mientras que el tiempo contractual para otras compañías es de 6 días, más 2 días de movimiento del equipo; dando como resultado una optimización de 6 días por intervención.

El servicio de las unidades móviles combinadas permiten incorporar 37% más rápido a producción un pozo que ha sido intervenido, en otras palabras una intervención que tarda 6 días, a 30 bpd, representa una producción adicional de 180 barriles; esto a \$90 dólares por barril, una recuperación de \$16,200 dólares por intervención que dura 6 días.

El desmantelamiento e instalación de los equipos de reparación, oscila entre los \$6,500 dólares y \$8,000 dólares, según precios de la paraestatal¹⁰. El uso de un equipo MCU con todos sus servicios representa un ahorro del 12%.

Capítulo 4.- Ejemplos de Aplicación: Caso Chicontepec

El objetivo de realizar las reparaciones a pozos es recuperar o incrementar su producción, por medio del cambio de aparejos de producción, modificación a las propiedades del flujo del intervalo productor o, cambio del intervalo productor.

Las reparaciones de pozos son operaciones llevadas a cabo después de la perforación y terminación, empleando técnicas y equipos adecuados a las características del yacimiento. Para llevar a cabo dichas operaciones es necesario contar con el programa operativo, teniendo como respaldo una base de usuario, misma que es proporcionada por la paraestatal, en ella se indica el tipo de intervención y el diseño del aparejo de producción.

Para fines prácticos solo se mencionarán los puntos más importantes que contiene un programa operativo como son: nombre del pozo, objetivo, antecedentes (perforación, terminación, reparaciones anteriores), estado mecánico actual, programa de actividades y tiempos de intervención, estado mecánico programado y costos estimados.

Una vez termina la intervención se realiza un informe final de dicha operación. Nuevamente para fines prácticos solo se mencionarán los puntos más importantes, como son: nombre del pozo, objetivo real, estado mecánico final, resumen y tiempos de la intervención.

4.1.- Conversión a Bombeo Mecánico

En el mes de Mayo del 2013 se realizó la conversión a Bombeo Mecánico del pozo Tajín 729 de la plataforma Tajín 826, a continuación se presenta su programa operativo e informe final.



DIVISIÓN NORTE
APATG

PROGRAMA DE REPARACIÓN MENOR CON EQUIPO

CONVERSION A BOMBEO MECÁNICO

**POZO: TAJIN 729
(PLATAFORMA: TAJIN 826)**

EQUIPO TARCO 851



ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO
25 MAYO DEL 2013

Objetivo

Realizar la conversión a bombeo mecánico para continuar con la explotación comercial de hidrocarburos a través del intervalo **2397 – 2421 m**, de la Formación Chicontepec Canal.

Antecedentes

Resumen de la perforación.

Perforación del 28 de Enero al 15 de Febrero del 2010. Inició la perforación del pozo Tajín 729 con el equipo 641 de cía. Perforadora Latina, se perforó primera etapa con barrena de 14-3/4" a 100.00 m., con fluido de 1.19 gr/cm³ x 53 seg. Metió y cementó TR 10 3/4" J-55 40.5 lbs/pie BCN a 99.07 m., con 56 bls de lechada 1.89 gr/cm³. La segunda etapa se perforó con barrena de 9-1/2" a 750.00 m., con fluido de 1.30 gr/cm³ x 50 seg. Tomó registros DIL – BHC – RG de 750.00 m. a 100.00 m. Posterior metió y cemento cementó TR 7 5/8" J-55 26.4 lbs/pie BCN a 745.00 m., con 114 bls lechada de 1.85 gr/cm³. La tercera etapa se perforó con barrena 6-3/4" direccional a 2472.00 m., con fluido de control de 1.41 gr/cc x 81 seg. Tomó registros AIT – BHC – CNL – GR desde 2472.00 m. a 745.00 m. Metió y cementó TR 5 1/2" N-80 17.0 lbs/pie VAM-FJL a 2469.00 m., con 70 bls lechada 1.70 gr/cm³, más 80 bls lechada de 1.89 gf/cm³, Pfinal=2500 psi. Instaló y probó sección "C" del cabezal de producción Vetco Gray, "ok". Finalmente con URE de cía. Baker tomó CBL – VDL – GR – CCL de 2453.50 m., a 745.00 m.

Resumen de la terminación y otras intervenciones.

Terminación del 17 al 31 de Agosto del 2010. El 17 de Agosto de 2010 con URE de cía. Halliburton bajó barra calibradora 2-1/8" a 2440.00 m, posterior

disparó el intervalo 2397 – 2421 m, con pistolas entubadas, JRC, 2”, DP, fase 60°, 20 cpm, (sin acumular presión).

El 18 de Agosto de 2010 con Equipo de fracturas de cía. Calfrac efectuó fracturamiento hidráulico al intervalo 2397 – 2421 m, colocando en formación 1300 sacos de arena cuarcítica resistencia hasta 7000 psi (Optiprop), malla 20/40, con 92.9 bls de CWS-600 como precolchón, 310 bls de CWS-700 como colchón, con 842.1 bls de CWS-700 en etapas de arena de 1 a 6 lbs/gal y con 180 bls de CWS-600 para desplazar con los siguientes parámetros: Q=5 bpm, Pini=139 psi, Prup=3365 psi, Pmáx=4424 psi, ISIPini=2150 psi, GF=0.73 psi/pie, ISIPfinal=3981 psi, Pfinal=4035 psi, Vol. Total=1425 bls. Abrió pozo con 2350 psi, observó pozo estrangulado gradualmente de 3 a 4 mm, durante 188 hrs. finalizando con los siguientes parámetros: Vol. Orec=328.58 bls, Vol. Wrec=818.32 bls., Qo=14.40 bpd, Qw=30.24 bpd, Pwh=150 psi, Qg=0.00 mmpcd, Sal=10,200 ppm, pH=8, aportando agua (50%) y aceite (50%); cerró pozo quedando con 520 psi en cabeza.

El 28 de Agosto de 2010 con URE de cía. Schlumberger bajó canasta calibradora 4-11/16” hasta 2390.00 m., posterior bajó empacador D&L VSI XW con 5 pines de corte de 500 psi cada uno, ancló empacador a la profundidad de 2390.00 m, recuperó soldador a superficie. Posterior el 30/31 de Agosto de 2010 con el equipo 119 de cía. San Antonio efectuó CTERM, bajó zapata conectora 4 1/2”, 1 tramo de TP 2-7/8” J-55 6.5 lbs/pie 8Hrr, niple de asiento perfil “F”, 250 tramos de TP 2-7/8” J-55 6.5 lbs/pie 8Hrr, 6 tramos de TP 2-7/8” N-80 6.5 lbs/pie 8Hrr “Nueva” hasta 2390.00 m, donde detectó cima del empacador, circuló pozo hasta homogenizar columnas con salmuera potásica 1.02 g/cc, efectuó ajuste y conectó zapata al empacador quedando con 8,000 lbs de peso. Instaló medio árbol de válvulas S-1500 (Vetco Gray), probó con 4500 psi, probó hermeticidad del espacio anular con

3500 psi, expulsó tapón del empacador represionando gradualmente por directa con 3400 psi, cerró pozo.

Inducción Mecánica 05 de Mayo del 2011 con equipo s/dato calibró con block de impresión 2-3/8" sin encontrar resistencia en TP recuperando aceite ligero al termino del viaje. Fluyó pozo aceite con mínima de agua y exceso de gas.

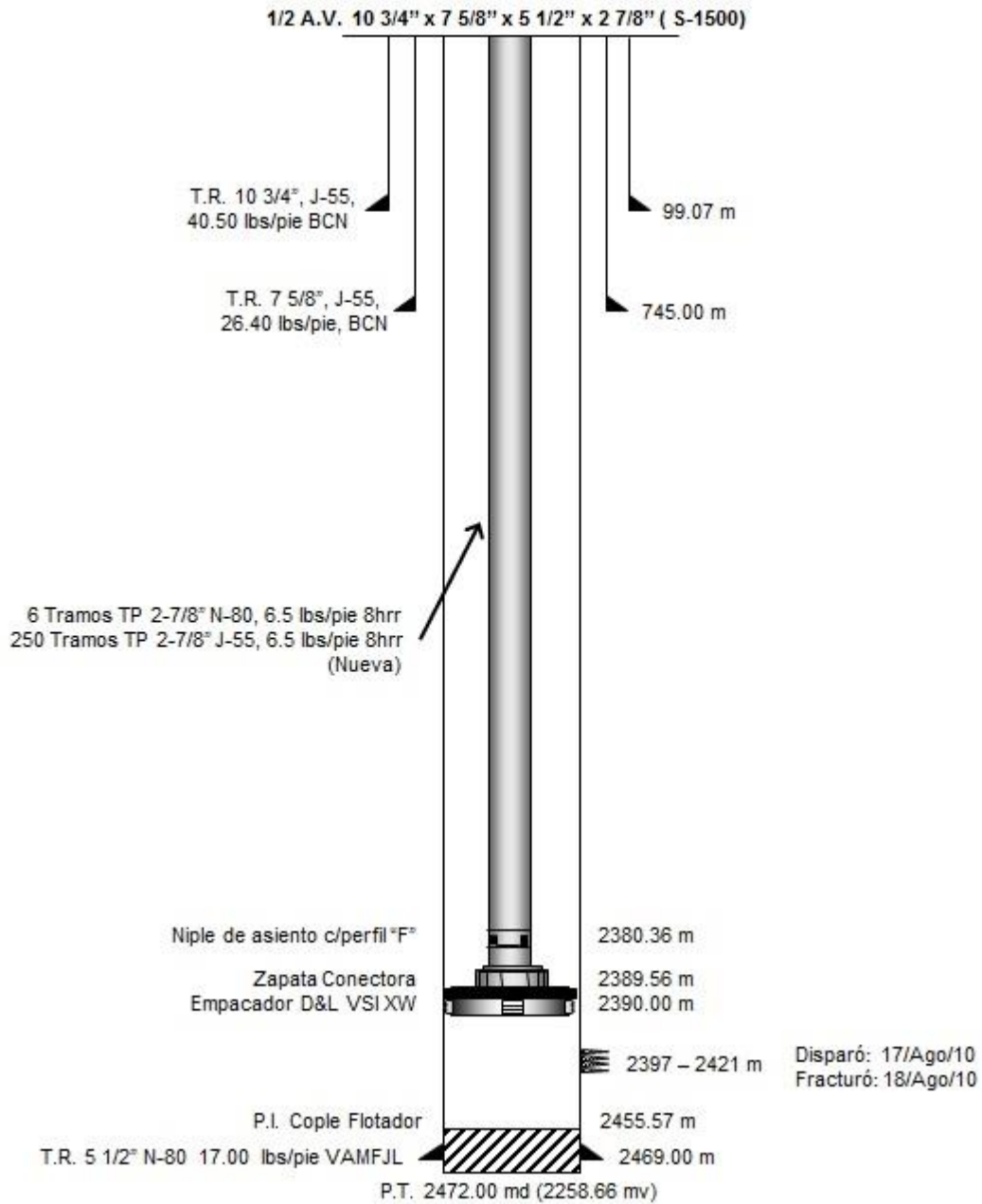
Registro de Presión de Fondo Fluyendo 18 de Agosto del 2011 con ULA de cía. s/dato calibró con block de impresión 2-1/4" a 2426.00 m., recuperó a superficie con huella de arena; posterior realizó RPFF por estaciones cada 200 m por 5 min a 2412.00 m., recuperó sonda registrando los siguientes parámetros: P_{sup}=629 psi, P_{fondo}=2550 psi, T_{sup}=32°C, T_{fondo}=94°C.

Inducción Mecánica 17 de Noviembre del 2011 con equipo s/dato calibró con block de impresión 2-3/8" sin resistencia en TP; posterior realizó viaje de inducción con copas 2-1/2" recuperando agua manchada con aceite. Alineó pozo a tanque aportando aceite ligero con exceso de gas.

Registro de Presión de Fondo Cerrado 21 de Septiembre del 2012 con ULA de Pemex calibró con block de impresión de 2" a 2419.00 m., recuperó a superficie sin observar huella; posterior realizó RPFC por estaciones a 2409.00 m., recuperó sonda a superficie registrando los siguientes parámetros: P_{ini}=1359.81 psi, P_{final}=2273.54 psi, T_{ini}=36.16°C, T_{final}=99.47°C.

Inducción Mecánica 30 de Noviembre del 2012 con equipo de cía. Petroswab, calibró con block de impresión 2-1/4". Realizó viaje de inducción con copas 2-1/2" aportando aceite emulsionado y gas abundante; posterior aceite ligero y gas. Alineó pozo a batería estrangulado con 3mm con presión de 19 kg/cm.

Estado Mecánico Actual



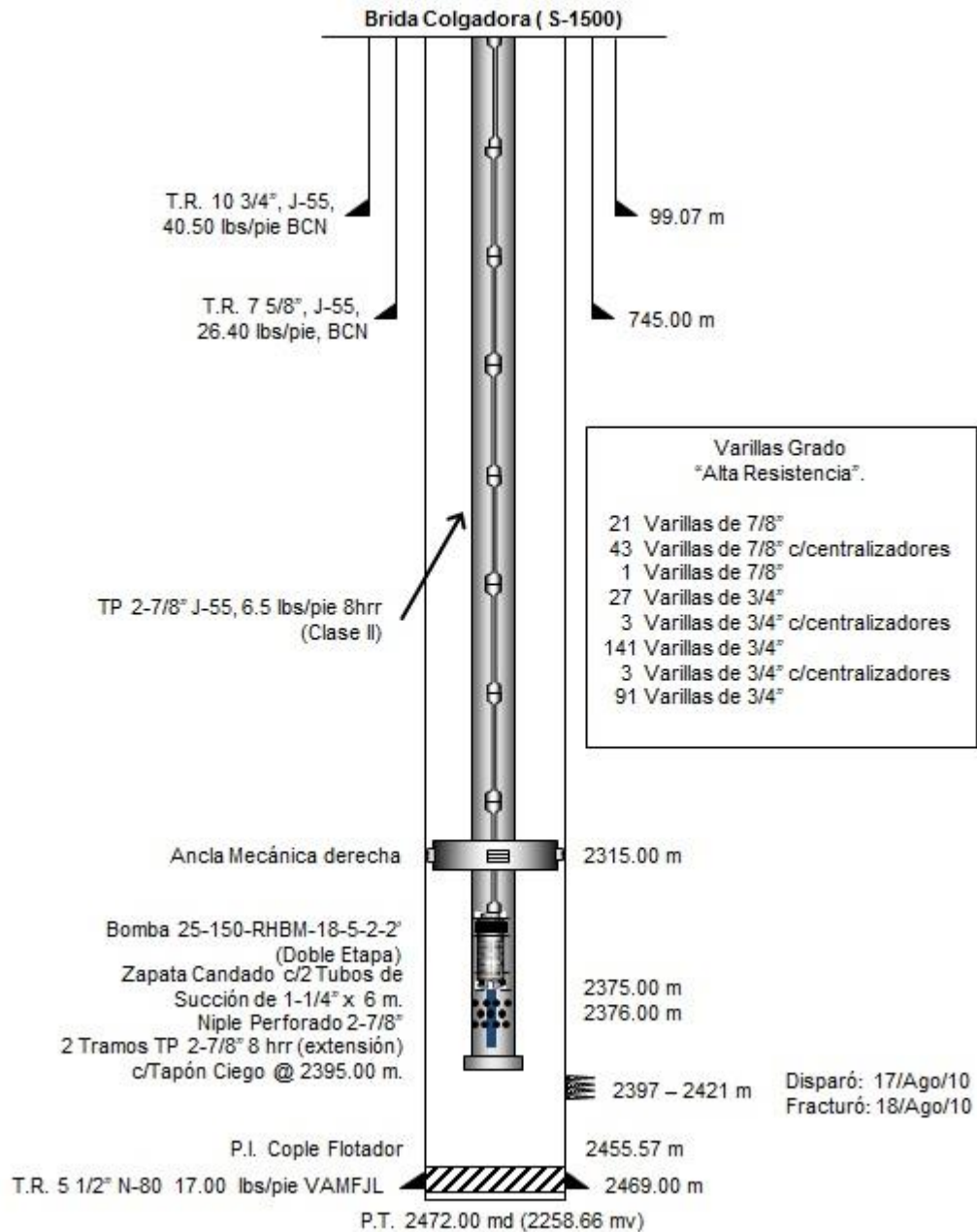
Programa de Actividades y Tiempos de Intervención

ACTIVIDAD GLOBAL	ACTIVIDAD ESPECIFICA	Tiempo estimado (hrs.)
MOVIMIENTO	1.1 Transportar y acomodar equipo al 100 %. Con base al procedimiento 208-21800-OP-311-002 para transporte e instalación de equipos TRP.	12
	1.2 Instalar equipo en general al 100%. Con base al procedimiento 208-21800-OP-311-002 para transporte e instalación de equipos TRP.	6
INSTALA C.S.C.	2.1 Instalar conexiones superficiales de control. Con base al procedimiento 208-21800-OP-311-002 para la instalación de conexiones superficiales de control.	3
	2.2 Probar Conexiones Superficiales de Control de acuerdo al tipo de Cabezal Existente en el pozo al 80 % (S-1500 con 4000 psi). Con base al procedimiento 208-21800-OP-311-003 para la prueba hidráulica de conexiones superficiales de control. Nota: Efectuar Check-list de pre-arranque, si "OK" dar inicio a las operaciones de lo contrario corregir anomalías.	5
CONTROL POZO	3.1 Verificar presiones TR 7-5/8", 5-1/2" y TP 2-7/8", posterior depresionar a batería o presa auxiliar.	5
	3.2 Con ULA realizar puncher mecánico a 2375.00 m., verificar apertura con circulación por directa con salmuera sódica de 1.01 gr/cc.	6
	3.3 Controlar pozo circulando con salmuera sódica de 1.01 gr/cc, hasta homogenizar columnas, (pozo sin manifestar). De acuerdo al procedimiento 208-21800-OP-311-004 "Control de pozo al inicio de la intervención". Nota: De observar manifestación cerrar pozo contra manómetro y definir nueva densidad de control.	3
INSTALA BOP	4.1 Instalar válvula "H", eliminar medio árbol de válvulas S-1500 e instalar preventor 7-1/16", probar mecanismo A.-C.-A, recuperar válvula "H". Con base al procedimiento 208-21800-OP-311-005 para cambio de medio árbol de válvulas por preventor.	3
RECUPERAR APAREJO	5.1 Desanclar empacador semipermanente D&L VSI XW a 2390.00 m., circular pozo.	3
	5.2 Recuperar a superficie Empacador D&L VSI XW, zapata conectora, niple de asiento c/perfil "F", con TP 2-7/8" J-55 6.5 lbs/pie 8hrr., midiendo y calibrando con	6

		2-11/32", por lingadas, de 2390.00 m., a superficie, llenando pozo cada 10 tramos. Con base al procedimiento 208-21800-OP-311-006 para recuperar aparejo de producción sencillo fluyente.	
	5.3	Con UPH probar Cabezal/BOP/Múltiple de Estrangulación en base a la serie del mismo al 80% (Serie 1500, 4000 psi). Con base al procedimiento 223-21100-PO-211-0093 para prueba hidráulica de cabezal, conjunto de preventores y múltiple de estrangulación.	2
RECONOCER P.I.	6.1	Bajar niple aguja de 2-7/8", con TP 2-7/8" 8hrr, por lingadas, reconociendo a 2455.57 m., (PI Cople Flotador), circular pozo para desplazar, residuos o sedimentos hasta observar fluido de control limpio en superficie. Con base al procedimiento 223-21100-OP-211-0112 para reconocer boca de TR (Liner), y profundidad interior (PI). Nota: De ser necesario bombear bache viscoso para recuperar sedimentos a superficie.	10
	6.6	Levantar extremo a 2380.00 m; esperar decantación, posterior verificar nuevamente P.I. a 2455.57 m. Posterior recuperar niple aguja de 2-7/8", con TP 2-7/8" 8hrr, por lingadas, de 2455.57 m., a superficie. Con base al procedimiento 223-21100-OP-211-0150 para meter y sacar tubería. Nota: Llenar pozo cuidando no disminuir la presión hidrostática en un rango mayor a 3.5 kg/cm2.	8
METER APAREJO	7.1	Meter probando con UPH a 2500 psi, con apriete de juntas de 1650 lbs/pie, (por lingadas), ABM consistente en: 2 tramos de TP 2-7/8" J-55, 6.5 lbs/pie 8hrr (como extensión) c/Tapón Ciego a 2395.00 m., Niple Perforado a 2376.00 m., zapata candado 2-7/8" c/2 tubos succión de 1-1/4" x 6 m. a 2375.00 m., ancla mecánica para TR 5-1/2" 17 lbs/pie a 2315.00 m., con TP 2-7/8", J-55, 6.5 lbs/pie 8hrr. Con base al procedimiento 208-21800-OP-311-020 para introducir aparejo de bombeo mecánico.	10
	7.2	Instalar bola colgadora 7-1/16" con válvula "H", eliminar preventor 7-1/16", sacar bola colgadora c/válvula "H". Con base al procedimiento 208-21800-OP-311-012 para efectuar cambio de preventor por Brida colgadora.	3
	7.3	Efectuar ajuste y fijar ancla mecánica a 2315.00 m., dejando misma con 6,000 lbs de tensión.	3

	7.4	Instalar brida colgadora S-1500, probar con UPH con 2500 psi (junta entre TP y brida colgadora); instalar BOP para varilla, T de flujo, combinación 2" a 3" de 42,000 psi con botella tapón y alinear pozo a presa ecológica. Con base al procedimiento 208-21800-OP-311-020 Introducción de aparejo de bombeo mecánico.	3
	7.5	Efectuar cambio de Fluido de control por agua natural en caso de que el fluido sea mayor a 1.00 gr/cc, alinear pozo a presa auxiliar en caso de presentar flujo natural observarlo y definir con producción entrega de pozo, y de observar abatimiento de presión, continuar con programa (Observación: si el fluido de control es de baja densidad, se procede sin efectuar cambio de fluido siempre y cuando el fluido se encuentre limpio).	4
	7.6	Probar bomba 25-150-RHBM-18-5-2-2', con agua natural en superficie, posterior bajar bomba 25-150-RHBM-18-5-2-2' a 2375.00 m., con 91 varillas de 3/4", 3 varillas de 3/4" c/centralizadores, 141 varillas de 3/4", 3 varillas de 3/4" c/Centralizadores, 27 varillas de 3/4", 1 varilla de 7/8", 43 varillas de 7/8" c/centralizadores, y 21 varillas de 7/8" (todas de "Alta Resistencia"), con apriete recomendado para varillas de succión, verificando apriete cada 10 varillas. Con base al procedimiento 208-21800-OP-311-020 Introducción de aparejo de bombeo mecánico.	8
	7.7	Efectuar ajuste para una carrera de 144 pulgadas y espaciamiento de 23".	3
	7.8	Instalar conexiones superficiales definitivas de bombeo mecánico: estópero/preventor y grampa de varilla pulida. Con base al procedimiento 208-21800-OP-311-020 Introducción de aparejo de bombeo mecánico.	3
INSTALA ÁRBOL	8.1	Con personal de CEO probar funcionamiento del Aparejo de Bombeo Mecánico.	3
EVALUA INTERVALO	9.1	Entregar pozo a personal de producción	2
	9.2	Desmantelar Equipo 100%. Con base al procedimiento 208-21800-OP-311-030 para el desarmado de equipos terrestres.	12

Estado Mecánico Programado



Costos Estimados de la Intervención

Código	Concepto	Unidad	Cantidad	P. Unitario Dólares	Acumulado
1.1	Transporte integral de los equipos y sus accesorios, en distancias entre 1 y 40 km.	Transporte	1	\$ 8,543.84	\$ 8,543.84
1.10	Transporte de fluidos en distancias entre 1 y 40 km.	Transporte	2	\$ 6,011.40	\$ 12,022.80
6.2	Prueba de cabezal.	Prueba	1	\$ 1,404.30	\$ 1,404.30
6.1	Prueba hidráulica de tubería.	Prueba	133	\$ 10.78	\$ 1,433.74
3.4	Sistema de fluido limpio salmuera sódica con densidad de 1.01 a 1.19 gr/cc.	m3	60	\$ 203.37	\$ 12,202.20
3.2	Sistema de fluido limpio salmuera sódica viscosa con densidad de 1.01 a 1.10 gr/cc.	m3	10	\$ 330.79	\$ 3,307.90
2.2	Unidad Combo Móvil (MCU) para Reparación Menor, Rehabilitación o Conversión a Sistema Artificial o Inyector (con tripulación del contratista).	Hora	89.04	\$ 611.99	\$ 54,491.58
COSTOS TOTALES					\$ 93,406.36



DIVISION NORTE
ACTIVO DE PRODUCCION ACEITE
TERCIARIO DEL GOLFO

INFORME FINAL

CONVERSIÓN A BOMBEO MECÁNICO

POZO: TAJIN 729
(PLATAFORMA: TAJIN 826)

EQUIPO: TARCO 851



ACTIVO DE PRODUCCION ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO
JUNIO DE 2013

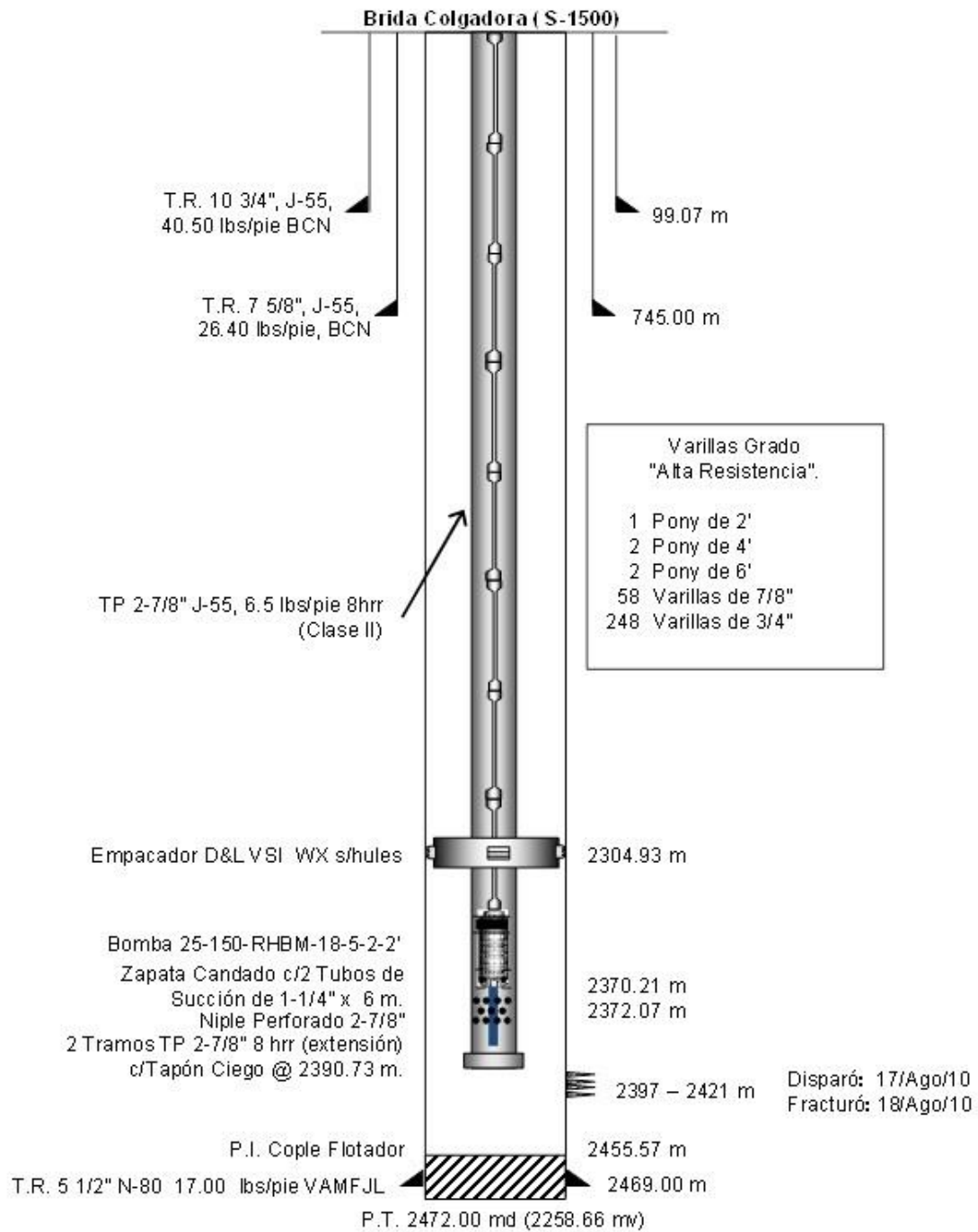
Objetivo Real

Se efectuó la Conversión a Bombeo Mecánico con Equipo de TRP, para continuar con la explotación comercial de hidrocarburos a través del intervalo **2397 – 2421 m**, de la formación Chicontepec.

Resumen de la Intervención

El 26/29 de Mayo del 2013 efectuó RME (CBM) con el Equipo de TRP 851 de la cía. Tarco; verificó presiones TP=250 psi, TR=0 psi, desfogo TP desalojando gas, abatiéndose la presión a 50 psi; cerró pozo. Con ULA realizó puncher mecánico @ 2375.00 m., con éxito y recuperó herramienta a superficie. Circuló con salmuera sódica de 1.01 gr/cc, observó pozo abierto por ambas ramas sin manifestar. Eliminó válvulas frac stack 7-1/16" (5M) e instaló y probó preventor de 7-1/16" (5M). Operó sarta a desanclar empacador D&L VSI, con éxito; recuperó empacador D&L VSI, zapata conectora, niple de asiento c/perfil "F", con TP 2-7/8" 8hrr de 2391.00 m. a superficie. Bajó niple aguja de 2-7/8", con TP 2-7/8" 8hrr @ 2426.00 m., donde detectó resistencia franca (cima de arena); desarenó pozo con peso y circulación con salmuera sódica de 1.01 gr/cc hasta 2455.00 m., (PI Cople Flotador), desalojando fluido de control y arena (10 sacos); posterior circuló por directa hasta observar fluido limpio en superficie. Levantó extremo de 2455.00 m., a 2380.00 m., donde esperó decantación por 1 hora, nuevamente bajó niple aguja 2-7/8", a 2455.00 m., sin detectar resistencia; recuperó niple guja 2-7/8", con TP 2-7/8" 8hrr a superficie. Probó cabezal de TR 5-1/2" 17 lbs/pie, "ok". Armó y bajó ABM consistente en: 2 tramos TP 2-7/8" 8hrr c/Tapón ciego @ 2390.73 m., niple perforado 2-7/8" @ 2372.07 m., zapata candado c/2 Tubos de succión de 1-1/4" @ 2370.21 m., empacador D&L VSI s/hules p/TR 5-1/2" @ 2304.93 m., con TP 2-7/8" 8hrr, probando con UPH con 2500 psi y apriete de juntas de 1650 lbs/pie. Eliminó preventor 7-1/16" (5M), e instaló y probó brida colgadora (S-1500), "ok". Efectuó cambio de fluido de control (salmuera sódica de 1.01 gr/cc) por agua natural. Probó bomba de inserción 25-150-RHBM-18-5-2-2' en superficie con agua natural, "ok". Bajó bomba de inserción 25-150-RHBM-18-5-2-2' con 248 varillas de 3/4", 58 varillas de 7/8", todas de "Alta Resistencia"; @ 2370.21 m., donde detectó zapata candado; efectuó ajuste con 2 pony's de 6', 2 pony's de 4' y 1 pony de 2', dejando un espaciamiento de 10", en presencia de personal de CEO. Posterior con personal de CEO, realizó prueba al ABM, dándose por bueno. Desmanteló equipo al 100%.

Estado Mecánico Final



Fotografía de la Brida Colgadora



Tiempos Reales de la Intervención

TARCO LATIN AMERICA & ACCICO SERVICES						
		EQUIPO No.: TARCO 851 POZO No.: TAJIN 729 TIPO INTERVENCIÓN: CONVERSIÓN A BOMBO MECÁNICO No. CONTRATO:		NICO: 26-may-13 TERMINO: 29-may-13 Tiempo (Días): 3.00		
EVALUACION DE TIEMPOS				TIEMPO DE ESPERA	HORAS SIN CUOTA	HORAS CUOTA
DIA	HORARIO	OPERACION	Tiempo (Horas)			
26 DE MAYO 2013						
	08:00	10:00	CON APOYO DE 3 UNIDADES DE CIA. TARCO, 3 UNIDADES DE CIA. HA GLOBAL Y 3 UNIDADES DE CIA. VAXISO, TRANSPORTO EQUIPO TARCO 851 AL 100% DEL POZO FURBERO 3376 MP FUR 1066 AL POZO TAJIN 826 MP TAJIN 729 . VIAJES= 9, DISTANCIA= 19 KM.		2.00	
	10:00	10:30	EFFECTUO JUNTA DE SEGURIDAD Y SECUENCIA OPERATIVA, LLENO ATS, PPTR "A" NO. 1535, LISTA DE VERIFICACION A9/842-4 (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.		0.50	
	10:30	11:00	IZO MASTIL 1A Y 2A SECCION EN CONDICIONES NORMALES, "OK", EN PRESENCIA DE GERENTE DE SEGURIDAD TARCO-ACCICO.		0.50	
	11:00	11:30	INSTALO EQUIPO TARCO 851 EN GENERAL AL 100% EN POZO TAJIN 729; NOTA: EN EL INTER SE RECIBIO UPH DE CIA PROPESA		0.50	
	11:30	12:30	CON UPH DE CIA. PROPESA PROBO CONEXIONES SUPERFICIALES DE CONTROL CON 500 PSI EN BAJA Y 4000 PSI EN ALTA, "OK".		1.00	
2	12:30	14:30	CON GRUPO MULTIDISCIPLINARIO PEMEX-TARCO EFECTUANDO CHECKLIST DE PREARRANQUE; NOTA: EN EL INTER SE RECIBE ULA DE CIA MSSM.		2.00	
6			NOTA: EN EL INTER CON APOYO DE TITAN Y PLANA DE CIA HA-GLOBAL SE TRANSPORTAN 200 TRAMOS DE TP 2-7/8" 8HRR DE PLAT FUR 1066 A POZO AGUA FRIA 898			
D	14:30	15:00	CHECO PRESIONES TR= 0 PSI, TP= 250 PSI, POSTERIOR DESFOGA TP ALINEADO A PRESA AUXILIAR DESALOJANDO GAS Y LEVE ACEITE CON UNA PRESION DE 50 PSI POSTERIOR CERRO POZO.		0.50	
E	15:00	15:30	MONITOREA POZO CERRADO OBSERVANDO UN REPRESIONAMIENTO EN TP= 150 PSI.		0.50	
M	15:30	16:00	CON PERSONAL DE ULA DE CIA. MSSM, EFFECTUO JUNTA DE SEGURIDAD Y SECUENCIA OPERATIVA, LLENO ATS.		0.50	
A	16:00	16:30	INSTALO ULA DE CIA. MSSM AL 100%. ARMO SARTA CON 2 BARRAS DE PESO, TIJERA MECANICA 1 1/2" Y BI 2"		0.50	
Y	16:30	18:00	CALIBRO CON BI 2" @ 2392 M; RECUPERO A SUPERFICIE BLOCC DE IMPRESION CON HUELLA DE REDUCCION.		1.50	
O			NOTA: EN EL INTER SE RECIBEN POR PARTE DE CIA MEXBRINE 40 M3 DE F.C.S.S. 1.01 GR/CC CON APOYO DE 2 UNIDADES DE TRANSPORTES SAN JOSE Y AMA.			
	18:00	20:00	REALIZO PUNCHER MECANICO @ 2375 M, EXITOSO, POSTERIOR RECUPERA HERRAMIENTA A SUPERFICIE.		2.00	
2	20:00	20:30	INTENTO BOMBEAR F.C.S.S. 1.01 GR/CC "NUEVO" POR INVERSA OBSERVANDO REPRESIONAMIENTO (PERFORACION PROBABLEMENTE TAPADA CON ARENA).		0.50	
0	20:30	21:00	LLENO CAPACIDAD DE TP BOMBEANDO 5 M3 DE F.C. S.S. 1.01 GR/CC POR DIRECTA CON LOS SIGUIENTES PARAMETROS: EPM=60, Q=250 LPM, PB= 300 PSI		0.50	
1			VOL= 5 M3.			
3	21:00	21:30	OBSERVA POZO ABIERTO POR AMBAS RAMAS POR 30 MINUTOS SIN MANIFESTAR, "OK"; NOTA: EN EL INTER SE DESMANTELA AL 100% ULA DE CIA MSSM		0.50	
	21:30	22:00	EFFECTUO JUNTA DE SEGURIDAD Y SECUENCIA OPERATIVA, LLENO ATS, PPTR "A" NO. 1535, LISTA DE VERIFICACION A9/842-9 (CAMBIO DE A.V. X PREVENTOR) Y DIO LECTURA A P.O. 208-21800-OP-311-005 PARA INSTALAR PREVENTOR.		0.50	
	22:00	22:30	ELIMINO ARREGLO DE 2 VALVULAS MECANICAS 7-1/16" 5M , COLOCO BOLA COLGADORA CON VALVULA DE SEGURIDAD E INSTALO PREVENTOR 7-1/16" 5M		0.50	
			PROBO A-C-A Y CON 500 PSI EN BAJA, 4000 PSI EN ALTA, "OK".			
	22:30	23:00	OPERO SARTA A DESANCLAR EMPACADOR D&L XW PARA TR 5-1/2" @ 1352 M CON EXITO, "OK".		0.50	
	23:00	23:30	INTENTO CIRCULAR F.C.S.S. 1.01 GR/CC " NUEVO"POR INVERSA OBSERVANDO REPRESIONAMIENTO .		0.50	
	23:30	24:00	ESPERO 30 MINUTOS A CONTRACCION DE HULES DEL EMPACADOR.		0.50	

27 DE MAYO 2013					
2 M A Y O	00:00	00:30	LLENO CAPACIDAD DE TP BOMBEANDO 5 M3 DE F.C. S.S. 1.01 GR/CC POR DIRECTA CON LOS SIGUIENTES PARAMETROS: EPM=60, Q=250 LPM, PB= 300 PSI VOL= 5 M3.	0.50	
	00:30	03:00	SACO TP 2 7/8" 8HRR POR LINGADAS, LLENANDO CADA 10 VOLUMEN DE ACERO EXTRAIDO, MIDIENDO Y CALIBRANDO CON 2 11/32" DE 2391 M @ 832.5 M DETECTANDO ARRASTRE DEL EMPACADOR.	2.50	
	03:00	03:30	CIRCULO POZO POR INVERSA CON F.C. S.S. 1.01 GR/CC "NUEVO" PARAMETROS DE BOMBEO: EPM= 60, Q= 250 LPM, PB= 350 PSI, VOL= 6 M3 ROMPIENDO CIRCULACION A LOS 5 M3 BOMBEADOS.	0.50	
	03:30	04:00	SACO TP 2 7/8" 8HRR POR LINGADAS A SUPERFICIE, LLENANDO CADA 10 VOLUMEN DE ACERO EXTRAIDO, MIDIENDO Y CALIBRANDO CON 2 11/32" DE 832.5 M @ SUPERFICIE, RECUPERO EN SUPERFICIE EMPACADOR D&L VSI PARA TR 5 1/2", ZAPATA CONECTORA, NIPLE DE ASIENTO C/PERFIL "F".	0.50	
	04:00	08:00	METIO NIPLE AGUJA 2-7/8" CON TP DE 2-7/8" POR LINGADAS HASTA 2426 M DONDE DETECTO RESISTENCIA (CIMA DE ARENA).	4.00	
	08:00	10:00	CON CIRCULACION Y PESO, DESARENO POZO DE 2426 M @ 2455 M DONDE DETECTO RESISTENCIA FRANCA, DESALOJANDO F.C. CON POCO GAS Y ARENA.	2.00	
	10:00	11:00	PARAMETROS DE BOMBEO: EPM= 80, Q= 400 LPM, PB= 450 PSI, VOL=40 M3 CIRCULO POZO POR DIRECTA, EN C.C., CON F.C. S.S. 1.01 G/CC, DESALOJANDO POCA ARENA HASTA HABER OBSERVADO RETORNO DE F.C LIMPPIO	1.00	
	11:00	12:30	EPM= 80, Q= 400 LPM, PB= 350 PSI, VOL= 20 M3, VOLUMEN RECUPERADO DE ARENA = 10 SACOS DE 30 KG.		
	12:30	16:00	LEVANTO EXTREMO DE 2455 M @ 2380 M, DONDE ESPERO DECANCIÓN DE ARENA POR UNA HORA, POSTERIOR BAJO NUEVAMENTE EXTREMO @ 2455 M, "OK".	1.50	
	16:00	18:30	SACANDO NIPLE AGUJA 2-7/8" CON TP 2-7/8" 8HRR POR LINGADAS, LLENANDO C/20 VOLUMEN DE ACERO EXTRAIDO DE 2455 M @ 474 M	3.50	
	18:30	19:00	NOTA: EN EL INTER SE RECIBIO UPH DE CIA PROPSA		
	19:00	20:00	CON NIPLE AGUJA Y TP 2 7/8" 8HRR. A 474 MTS COMO PREVENTIVAS EN ESPERA DE MATERIAL DE ABM POR PARTE DE COORDINACION DE ENLACE OPERATIVO	2.50	
	20:00	20:00	SE RECIBE POR PARTE DE CIA WEATHERFORD 66 VARILLAS DE SUCCION 7/8" X 25 FT GRADO S88 + 248 VARILLAS DE SUCCION 3/4" X 25 FT GRADO S88	0.50	
	20:00	20:00	BOMBA DE INSERCIÓN 25-150-RHBM-18-5-2-2, VARILLA PULIDA DE 1-1/2" X 22 FT Y ACCESORIOS PARA CONEXIONES DEFINITIVAS DE BM.		
	20:00	20:00	SACO NIPLE AGUJA 2-7/8" 8HRR CON TP 2-7/8" 8HRR J-55 6.5# POR LINGADAS, LLENANDO C/20 VOLUMEN DE ACERO EXTRAIDO DE 474 M @ SUPERFICIE.	1.00	
	20:00	20:00	INSTALO UPH DE CIA. PROPSA AL 100%.	0.50	
	20:30	21:30	CON UPH DE CIA. PROPSA PROBO CABEZAL DE TR 5-1/2" 17# Y VALVULAS LATERALES DEL MISMO, CON 500 PSI EN BAJA Y 4000 PSI EN ALTA "OK".	1.00	
	21:30	24:00	METIO ABM CONSISTENTE EN: 2 TRAMO DE TP 2-7/8" J-55 8HRR CON TAPON CIEGO, NIPLE PERFORADO 2-7/8", ZAPATA CANDADO C/2 TUBOS DE SUCCION DE 1-1/4" X 6 M, EMPACADOR D&L XW, POR LINGADAS, PROBANDO JUNTAS CON UPH CON 2500 PSI Y APRIETE DE JUNTAS DE 1650 LB/PIE CON EXTER CON APOYO DE UPV DE CIA MEXBRINE TRANSPORTES SAN FCO. SE RETIRAN 30 M3 DE REMANENTES DE PRESAS.	2.50	
	28 DE MAYO 2013				
	2 M A Y O	00:00	04:00	METIO ABM CONSISTENTE EN: 2 TRAMO DE TP 2-7/8" J-55 8HRR CON TAPON CIEGO, NIPLE PERFORADO 2-7/8", ZAPATA CANDADO C/2 TUBOS DE SUCCION DE 1-1/4" X 6 M, EMPACADOR D&L XW, POR LINGADAS, PROBANDO JUNTAS CON UPH CON 2500 PSI Y APRIETE DE JUNTAS DE 1650 LB/PIE CON EXTREMO @ 2390.73 M, DISTRIBUCION FINAL: EXTREMO TP 2-7/8" @ 2390.73 M, NIPLE PERFORADO @ 2372.07 M, ZAPATA CANDADO @ 2370.21 M EMPACADOR D&L WX SIN HULES @ 2304.93 M; NOTA : EN EL INTER SE RECIBEN 35 M3 DE AGUA NATURAL POR PARTE DE CIA MEXBRINE.	4.00
04:00		04:30	EFFECTUO JUNTA DE SEGURIDAD Y SECUENCIA OPERATIVA, LLENO ATS, PPTR "A" NO. 1537, Y DIO LECTURA A F.O. 208-21800-OP-311-012	0.50	
04:30		05:00	PARA CAMBIO DE PREVENTOR POR BRIDA COLGADORA.		
05:00		06:00	COLOCO BOLA COLGADORA CON VALVULA DE SEGURIDAD, ELIMINO PREVENTOR 7-1/16", RECUPERO BOLA CON VALVULA, INSTALO BRIDA COLGADORA S-1500 Y PROBO SELLO DE LA MISMA CON ULTIMO TRAMO CON UPH CON 2500 PSI, "OK". POSTERIOR INSTALO CONEXIONES SUPERFICIALES DE CIRCULACION.	0.50	
06:00		06:30	TOTAL DE JUNTAS PROBADAS = 256 JUNTAS.		
06:30		06:30	EFFECTUO CAMBIO DE FLUIDO CON AGUA NATURAL NUEVA, ALINEADO A PRESA AUXILIAR, DESALOJANDO LEVE GAS POSTERIOR FLUIDO 1.01 GR/CC HASTA HABER OBSERVADO AGUA LIMPIA EN SUPERFICIE. EPM=60, Q=330 LPM, PB=350 PSI, VOL= 30M3; NOTA: EN EL INTER SE DESMANTELA UPH DE CIA PROPSA AL 100%	1.00	
06:30		07:00	OBSERVO POR 30 MINUTOS POZO ABIERTO POR AMBAS RAMAS SIN MANIFESTAR.	0.50	
07:00		07:30	PROBO EN SUPERFICIE BOMBA DE INSERCIÓN 25-150-RHBM-18-5-2-2 NUEVA CON AGUA NATURAL, OBSERVANDO FUGA EN VALVULA DE PIE.	0.50	
07:30		16:00	DEBIDO A CAMBIO DE GUARDIA EFFECTUO JUNTA DE SEGURIDAD, SECUENCIA OPERATIVA Y LLENO AST.	0.50	
16:00		16:30	ESPERA NUEVA BOMBA DE INSERCIÓN POR PARTE DE CIA WEATHERFORD; NOTA: EL DIA 26 DE MAYO CON APOYO DE UPV DE CIA ALAMO SE RETIRARON 17 M3 DE REMANENTES DEL POZO ESCOBAL 1430 PLATAFORMA ESCOBAL 1430	8.50	
16:30		17:00	SE RECIBE POR PARTE DE CIA WEATHERFORD NUEVA BOMBA DE INSERCIÓN 25-150-RHBM/AC-18-5-2-2 + CONEXIONES SUPERFICIALES DE BM + ACCESORIOS BM.	0.50	
17:00		17:00	PROBO EN SUPERFICIE BOMBA DE INSERCIÓN 25-150-RHBM/AC-18-5-2-2 "NUEVA" CON AGUA NATURAL EN PRESENCIA DE PERSONAL DE CEO Y PEMEX, "OK".	0.50	
17:00		22:00	METIO BOMBA DE INSERCIÓN 25-150-RHBM/AC-18-5-2-2 "NUEVA" CON 248 VARILLAS DE SUCCION DE 3/4" + 63 VARILLAS DE SUCCION 7/8" AMBAS GRADO S88 @ 2370.21 M DONDE DETECTO ZAPATA CANDADO	5.00	
22:00		23:00	EFFECTUO AJUSTE QUEDANDO CON 248 VARILLAS DE 3/4", 58 VARILLAS DE 7/8", 2 PONY DE 6', 2 PONY 4' Y UN PONY DE 2' QUEDANDO CON 10 PULGADAS ESPACIAMIENTO, DISTANCIA TOTAL 80" PULGADAS.	1.00	
23:00		24:00	PERSONAL DE CEO EFFECTUO PRUEBA DEFINITIVA A ABM. PROBO VALVULA VIAJERA CON 4-3/4 EMBOLADAS, REPRESIONANDO A 40 KG/CM2 X 30 MIN, SIN MOSTRAR PERDIDA, "OK". POSTERIOR PROBO VALVULA DE PIE CON 4-1/4" EMBOLADAS, REPRESIONANDO A 34 KG/CM2 X 30 MIN SIN OBSERVAR PERDIDA "OK". PERSONAL DE CEO ING. LUIS ALFREDO LOPEZ TORRES DIO POR BUENO EL ABM.	1.00	
29 DE MAYO 2013					
2 M A Y O		00:00	02:00	DESMANTELA EQUIPO TARCO 851 AL 70%	2.00
		02:00	07:00	ESPERA LUZ DIURNA PARA REALIZAR ABATIMIENTO DE MASTIL.	5.00
		07:00	07:30	EFFECTUO JUNTA DE SEGURIDAD Y SECUENCIA OPERATIVA, LLENO ATS, PPTR "A" NO. 1538, 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 PARA DESMANTELIAMIENTO DE EQUIPO Y ABATIMIENTO DE MASTIL.	0.50
		07:30	08:00	ABATIO MASTIL 2A Y 1A SECCION EN CONDICIONES NORMALES, "OK", DESMANTELANDO EQUIPO AL 100%.	0.50
HORAS		72.00		14.50	
DIAS		3.00		0.60	
				57.50	
				2.40	

Está intervención se terminó en 3 días, para un costo de \$85,261.93 dólares, 10% menos al costo programado. El fácil traslado de los equipos MCU'S es ejemplo en esta intervención, porque en solo 4 horas, desde que empezó a moverse del pozo anterior, el equipo ya se encontraba instalado al 100% en el pozo Tajín 729. De los problemas operativos que se presentaron, fue observar represionamiento por el espacio anular al inició del control de pozo, pero gracias a la coordinación de nuestro grupo de trabajo con personal de Pemex, se toma la decisión de bombear la capacidad de la tubería de producción sin observar manifestación, para después proceder a desanclar el empacador, y continuar conforme al programa operativo.

4.2.- Reacondicionamiento de Bombeo Mecánico

En el mes de Julio del 2013 se realizó el reacondicionamiento de Bombeo Mecánico del pozo Humapa 1436 de la plataforma Humapa 1398, a continuación se presenta su programa operativo e informe final.



PROGRAMA DE REPARACIÓN MENOR CON EQUIPO

REACONDICIONAMIENTO DE BOMBEO MECÁNICO

POZO: HUMAPA 1436
PLATAFORMA: HUMAPA 1398

EQUIPO
TARCO 851

COORDINACIÓN DE DISEÑO DE EXPLOTACIÓN
11 DE JULIO DE 2013

Objetivo

Efectuar el Reacondicionamiento de Bombeo Mecánico para continuar con la explotación comercial de hidrocarburos a través de los intervalos **1641 – 1653 m., 1820 – 1832 m., 1861 – 1873 m. y 1888 – 1898 m.**

Antecedentes

Resumen de la perforación.

El 19 de Junio de 2012 con el equipo 9019 de la Cía. Perforadora México dio inicio a las operaciones de perforación; con barrena tricónica de 14-3/4” perforó primera etapa hasta 115 m. con lodo polimérico inhibido 1.26 gr/cc; metió TR 10-3/4” H-40 32.75 lbs/pie STC, hasta 111.55 m., cementó misma con 58 bls. de lechada 1.90 gr/cc, observó 10 bls. de lechada en línea de retorno; instaló cabezal Slip Lock (Weatherford) sección 10-3/4” x 11” 5M. Continuó perforando direccional segunda etapa con barrena 9-1/2” hasta 515 m. con lodo polimérico 1.50 gr/cc; posterior tomó registros GR-DAL-HDIL-CAL-SP desde 515.00 m. hasta 111.55 m., metió TR 7-5/8” H-40 24.00 lbs/pie STC, hasta 510.84 m., cementó misma con 86.15 bls. de lechada de 1.90 gr/cc, observó lechada de cemento en línea de retorno. Continuó perforando direccional tercera etapa con barrena 6-3/4” hasta 1987.00 m. con lodo de emulsión inversa de 1.41 gr/cc, recuperó sarta; tomó registros HDIL-DAL-EDL-CN-GR-CAL desde 1986.00 m. hasta 510.84 m., metió y cementó TR 5-1/2” N-80 17.00 lbs/pie VAM-FJL hasta 1982.44., con 95.77 bls. de lechada 1.70 gr/cc, quedando la cima teórica de cemento en el traslape a 309.50 m; instaló y probó con 4000 psi el cabezal de producción (Weatherford) 11” x 7-1/16” 5M. El 28 de Junio de 2012 se dieron por finalizadas las operaciones de perforación.

Resumen de la terminación y otras intervenciones.

Terminación del 24 de Julio de 2012 al 10 de Noviembre de 2012. El 24 de Julio de 2012 con URE tomó registro CBL-VDL-GR-CCL desde 1949.00 m. hasta 450.00 m., recuperó sarta a superficie. El 14 de Septiembre de 2012 con URE de Cía. Schlumberger disparó los intervalos 1861-1873 m., 1888-1898 m., con pistolas entubadas RTG 2-1/8", DP, 13 cpm, fase 60° (sin acumular presión).

El 24 de Septiembre de 2012 efectuó fracturamiento hidráulico a los intervalos 1861-1873 m., 1888-1898 m., colocando en formación 2076 sacos de arena cuarcítica, resistencia 4000 psi, malla 16/30 y 1000 sacos de arena cuarcítica curable cubierta con resina, resistencia 5000 psi, malla 16/30, bombeando en etapas de arena de 1 a 7 lbs/gal (utilizó 150 esferas divergentes, con los siguientes parámetros: Q= 32 bpm, P inicial= 1895 psi, P máxima= 3560 psi, P promedio= 3100 psi, P final= 2780 psi; abrió pozo contramanómetro con 2750 psi, posterior observó pozo fluyendo estrangulado con 3 mm., durante 158 hrs., finalizando con una presión de flujo de 200 psi, Q= 38.40 bpd, fluyendo aceite (100%).

El 10 de Octubre de 2012 con URE de Cía. Schlumberger bajó canasta calibradora 4-11/16" hasta 1855 m., posterior ancló tapón composite integral a 1845 m., probó hermeticidad con 3500 psi.

El 11 de Octubre de 2012 con URE de Cía. Schlumberger disparó el intervalo 1820-1832 m., con pistolas entubadas 2-1/8", DP, 20 cpm, fase 60° (sin acumular presión).

El 18 de Octubre de 2012 efectuó fracturamiento hidráulico energizado con N₂ al intervalo 1820-1832 m., colocando en formación 1600 sacos de arena super LC, malla 16/30, bombeando en etapas de arena de 1 a 7 lbs/gal con

fluido YF125LG con N₂ al 30% con los siguientes parámetros: Q= 30 bpm, P mínima= 3129 psi, ISIP final= 3921 psi, P máxima= 4268 psi; abrió pozo contramanómetro con 2150 psi, posterior observó pozo fluyendo estrangulado con 3 mm., durante 105 hrs., finalizando con aporte de agua (50%) y aceite (50%), P_{flujo}=105 psi, Q_{agua/aceite}=48.6 bpd, Q_{gas}=0 mmpcd, pH=8, salinidad= 20 000 ppm.

El 23 de Octubre de 2012 con ULA de Cía. MSSM calibró pozo con block de impresión 2-1/4" profundizando hasta 1842 m., recuperó block con huella de sedimento de arena.

El 28 de Octubre de 2012 con URE de Cía. Schlumberger bajó canasta calibradora 4-11/16" hasta 1720 m., posterior ancló tapón composite integral a 1750 m., probó hermeticidad con 3500 psi.

El 28 de Octubre de 2012 con URE de Cía. Schlumberger disparó el intervalo 1641-1653 m., con pistolas entubadas 2-7/8", DP, 20 cpm, fase 60° (sin acumular presión). El 01 de Noviembre de 2012 efectuó fracturamiento hidráulico energizado con N₂ al intervalo 1641-1653 m., colocando en formación 1000 sacos de arena Ottawa, malla 16/30 y 400 sacos de arena super DC, malla 16/30, bombeando en etapas de arena de 1 a 7 lbs/gal con fluido YFGO-ATG con N₂ al 30% con los siguientes parámetros: Q=30 bpm, P_{máx}=3085 psi, P_{mínima}=2359 psi, ISIP_{final}=2439 psi; abrió pozo contramanómetro con 1950 psi, posterior observó pozo fluyendo estrangulado con 3 mm., durante 80 hrs., resultando productor de aceite (100%), P_{flujo}=250 psi, Q_{aceite}=81 bpd, Q_{gas}=0 mmpcd.

El 07 de Noviembre de 2012 con URE de Cía. Schlumberger calibró pozo con GR-CCL hasta 1724.20 m., posterior bajó empacador D&L VSI-XW, niple de asiento perfil "X" con 7 pines de 375 psi cada uno, ancló empacador D&L a 1625 m.

El 09/10 de Noviembre de 2012 efectuó complemento de terminación; bajó zapata conectora, con 168 tramos de TP 2-7/8", J-55, 6.5 lbs/pie, 8Hrr. y 7 tramos de TP 2-7/8", N-80, 6.5 lbs/pie, 8Hrr., midiendo y calibrando con 2-11/32", hasta 1625 m., efectuó ajuste con 3 madrinas de TP 2-7/8", N-80, 6.5 lbs/pie, 8Hrr., circuló pozo quedando en seno de salmuera potásica 1.02 gr/cc, conectó zapata, asentó bola colgadora marca Weatherford quedando con 10,000 lbs. de peso, probó medio árbol de válvulas Serie 1500 con 5000 psi e instaló mismo; probó espacio anular con 3500 psi, posterior expulsó tapón del empacador D&L con 3100 psi, cerró pozo con 600 psi en cabeza. El 10 de Noviembre de 2012 se dan por finalizadas las operaciones de terminación.

El 06 de Enero de 2013 efectuó inducción mecánica con unidad de Cía. Petroswab; bajó block de 2-5/16" sin detectar obstrucción en TP 2-7/8", efectuó viaje con copas de 2-1/2", observó pozo con aporte de aceite ligero y gas, observó pozo sin aportar fluido, cerró pozo con 4 kg/cm².

El 14 de Enero de 2013 con ULA calibró pozo con block de impresión 2-1/4" profundizando hasta 1721 m., posterior tomó registro RPFPC por estaciones cada 150 m. hasta 1647 m., recuperó sarta a superficie con los siguientes parámetros: P_{cabeza}=30 psi, T_{cabeza}=26 °C, P_{a 1647 m.}=1788 psi, T_{a 1647 m.}=72 °C.

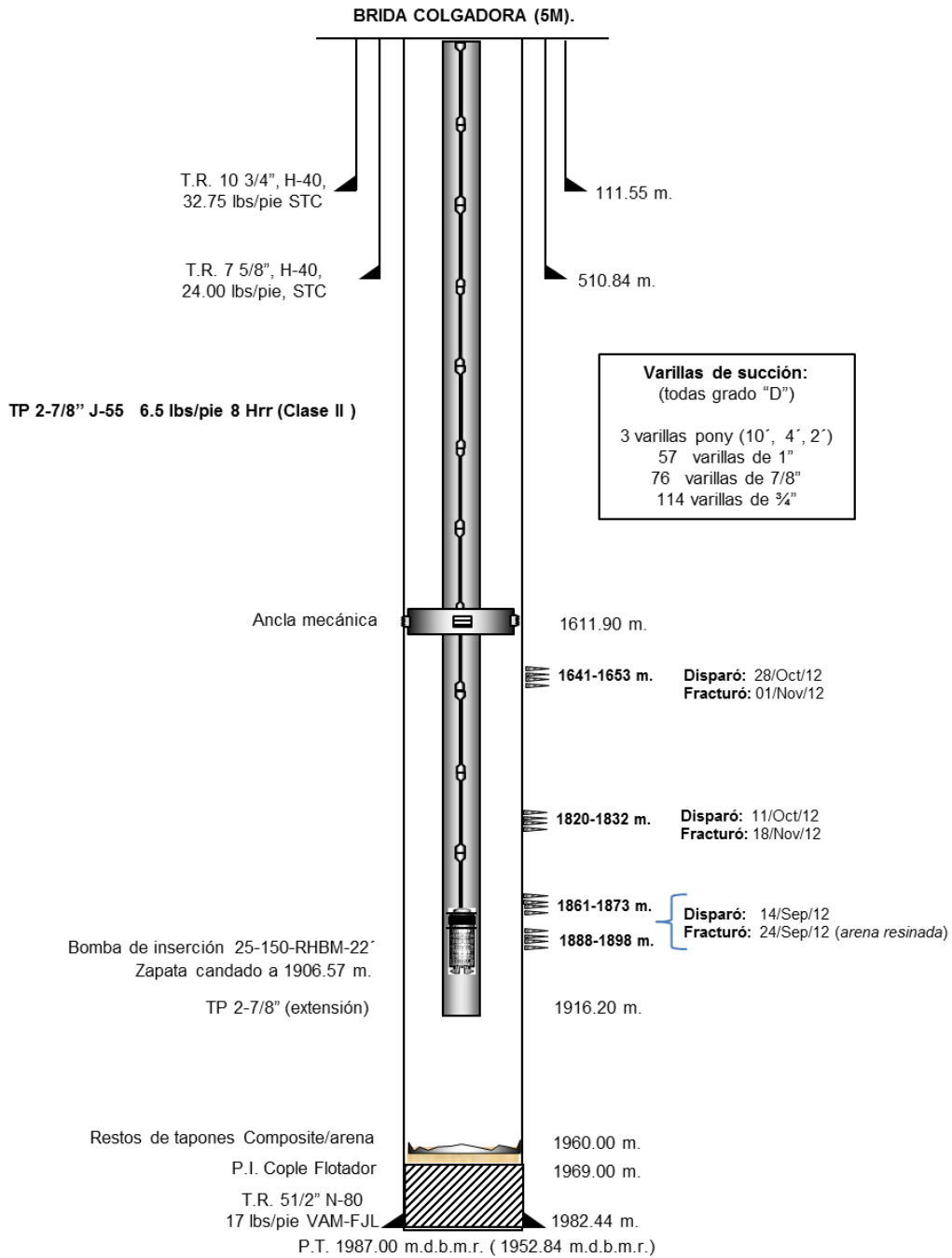
El 16 de Enero de 2013 efectuó inducción mecánica con unidad de Cía. Petroswab; bajó block de 2-5/16" sin detectar obstrucción en TP 2-7/8", efectuó viaje con copas de 2-1/2" recuperando aceite ligero y gas, observó pozo sin aportar fluido, cerró pozo con 4 kg/cm².

El 24 Febrero/06 Marzo de 2013 con el equipo Tarco 852 efectuó RME (CBM), con ULA de la Cía. MSSM intentó efectuar puncher sin éxito (aceite viscoso), llenó capacidades con salmuera sódica 1.01 g/cc, observó pozo sin manifestar, desancló empacador D&L VSI-XW a 1625 m, recuperó ASF

consistente en: empacador D&L, zapata conectora, con TP 2-7/8" J-55 6.5 lbs/pie 8Hrr. "Nueva", con UPH probó cabezal con 4000 psi. Bajó molino 4-3/4" a 1742.42 m, donde detectó cima de arena, desarenó pozo hasta 1749.42 m, donde detectó 1^{er} tapón Composite, molió tapón hasta 1749.49 m, observó manifestación por ambas ramas, controló pozo con salmuera sódica 1.12 g/cc, continuó molienda hasta 1749.60 m, observó falla en power swivel, recuperó molino a superficie. Bajó molino 4-3/4" con motor de fondo 3-1/2" a 1749.20 m, donde detectó resistencia, molió y desplazó restos de 1^{er} tapón hasta 1846 m (2^{do} tapón Composite), molió y desplazó 2^{do} tapón Composite hasta 1960 m, circuló pozo con salmuera sódica 1.12 g/cc hasta observar fluido limpio en línea de retorno, espero tiempo de decantación, verificó profundidad a 1960 m, recuperó molino a superficie. Bajó ABM consistente en: 1 tramo de TP 2-7/8" (extensión) a 1916.20 m, zapata candado a 1906.57 m, 31 tramos de TP 2-7/8", ancla mecánica a 1611.90 m, con TP 2-7/8" J-55 6.5 lbs/pie 8Hrr clase II, midiendo y calibrando con 2-11/32", probando con UPH a 2500 psi, instaló brida colgadora marca Weatherford 7-1/16" 5M. Efectuó cambio de fluido de control por agua natural 1.00 g/cc, observó pozo alineado a presa auxiliar, recuperó 18.4 m³ de agua, observó sin manifestar. Bajó bomba de inserción 25-150-RHBM-22' con 114 varillas de 3/4", 76 varillas de 7/8" y 59 varillas de 1" (todas grado "D"), donde detectó zapata candado, efectuó ajuste con 3 varillas pony (10', 4', 2', respectivamente), probó funcionamiento del ABM en presencia de personal de CEO dándose por bueno.

En Mayo de 2013 el pozo es cerrado por comunicación entre TP 2-7/8" y TR 5-1/2", por lo que se propone realizar el reacondicionamiento de bombeo mecánico con ETRP para continuar con la explotación comercial de hidrocarburos.

Estado Mecánico Actual



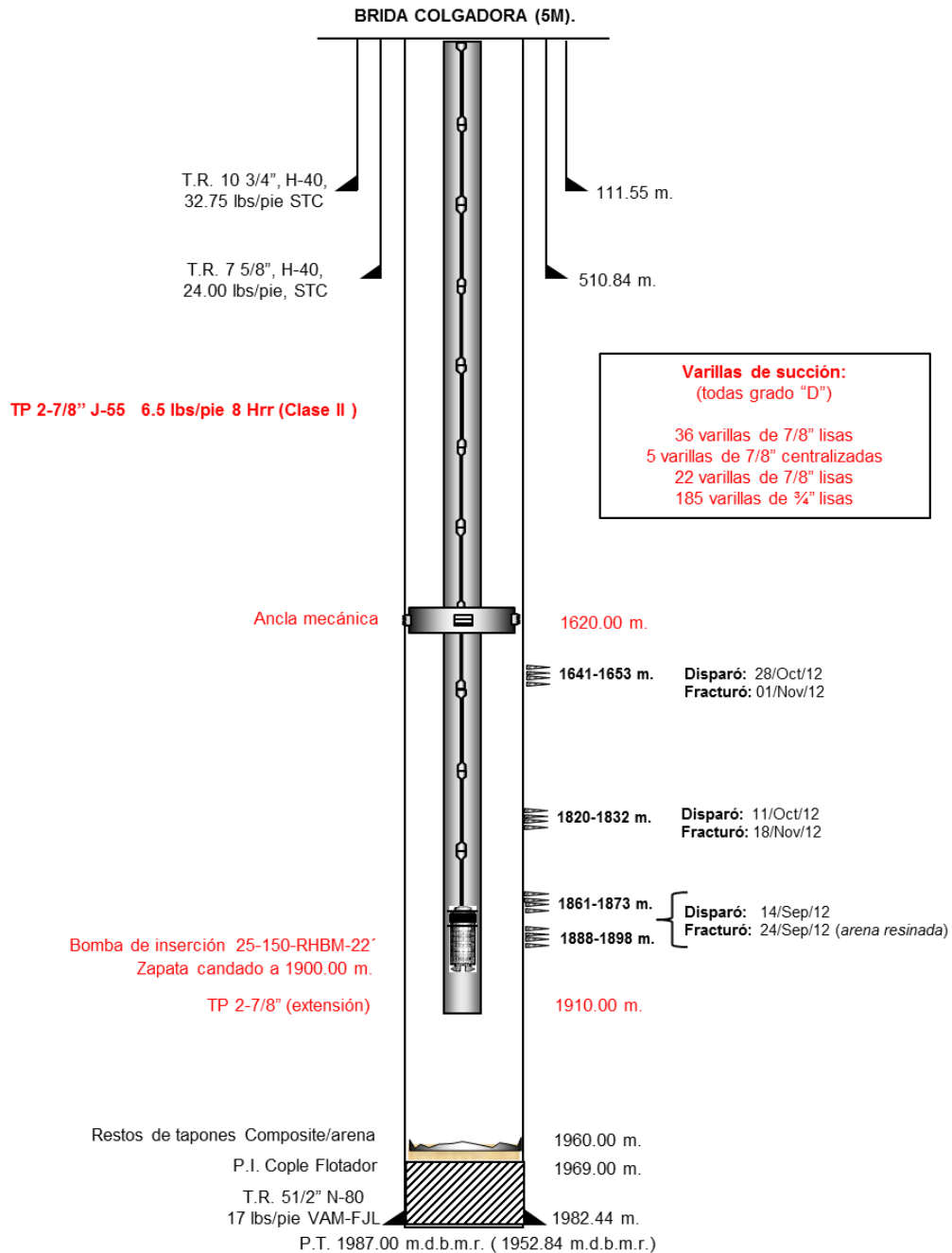
Programa de Actividades y Tiempos de Intervención

ACTIVIDAD GLOBAL	ACTIVIDAD ESPECIFICA		Tiempo estimado (hrs.)
MOVIMIENTO	1.1	Transportar y acomodar equipo al 100 %. En base al procedimiento 208-21800-OP-311-002 para transporte e instalación de equipos TRP.	12
	1.2	Instalar equipo en general al 100%. En base al procedimiento 208-21800-OP-311-002 para transporte e instalación de equipos TRP. Nota: Solicitar 40 tramos de TP 2-7/8", 8hr, para el aparejo definitivo	6
INSTALA C.S.C.	2.1	Instalar conexiones superficiales de control. En base al procedimiento 208-21800-OP-311-003 para la instalación de conexiones superficiales de control.	3
	2.2	Probar Conexiones Superficiales de Control de acuerdo al tipo de Cabezal Existente en el pozo al 80 % (Serie 1500 con 4000 psi). En base al procedimiento 208-21800-OP-311-003 para la prueba hidráulica de conexiones superficiales de control. Nota: Efectuar Check-list de pre-arranque, si "OK" dar inicio a las operaciones de lo contrario corregir anomalías.	6
CONTROL POZO	3.1	Verificar presiones TR 7-5/8", 5-1/2" y TP 2-7/8", posterior depresionar mismas a batería o presa auxiliar.	6
	3.2	Circular por inversa con salmuera sódica 1.01 gr/cc, hasta homogenizar columnas, cerrar pozo y observar, en caso de observar incremento de presión definir nueva densidad de control. En base al procedimiento 208-21800-OP-311-004 para control de pozo.	4
INSTALA BOP	4.1	Efectuar prueba de hermeticidad represionando por directa con 1000 psi, durante 30 min.	1
	4.2	Eliminar conexiones superficiales de control (grampa, estópero y varilla pulida).	2
	4.3	Instalar y probar preventor de trabajo para varilla con 1600 psi. En base al procedimiento 208-21800-OP-311-019 para inicio de recuperación de accesorios de aparejo de bombeo mecánico.	2

RECUPERAR APAREJO	5.1	Desanclar y recuperar a superficie bomba de inserción 25-150-RHBM-22' de 1906.57 m., con 114 varillas de 3/4", 76 varillas de 7/8", 57 varillas de 1" y 3 varillas pony (10', 4', 2'), todas grado "D". En base al procedimiento 208-21800-OP-311-019 para inicio de recuperación de accesorios de aparejo de bombeo mecánico.	7
	5.2	Quitar preventor para varillas y eliminar brida, colocar bola colgadora con válvula "H", instalar carrete adaptador 11-1/16" x 7-1/16", instalar y probar preventor 7-1/16", probar mecanismo Abrir-Cerrar-Abrir. En base al procedimiento 208-21800-OP-311-005 para cambio de brida colgadora por preventor.	2
	5.3	Operar sarta a liberar ancla mecánica a 1611.90 m., posterior recuperar a superficie TP 2-7/8" (extensión) a 1916.20 m, zapata candado a 2436 m, ancla mecánica a 1611.90 m, con TP 2-7/8" J-55 6.5 lbs/pie 8Hrr Clase II a superficie por lingadas, llenando pozo en base al volumen de acero extraído, midiendo, calibrando con 2 11/32".	6
	5.4	Con UPH probar Cabezal en base a la serie del mismo al 80% (Serie 1500, 4000 psi). En base al procedimiento 223-21100-OP-211-093 para efectuar prueba de hermeticidad de cabezal y conjunto de preventores	4
RECONOCER P.I.	6.1	Bajar niple de aguja 2-7/8", con TP 2-7/8" 8Hrr., por lingadas, hasta 1960.00 m.	12
	6.2	Circular pozo para desplazar residuos o sedimentos hasta observar fluido de control limpio en superficie.	5
	6.3	Recuperar niple de aguja 2-7/8" con TP 2-7/8" 8Hrr, de 1960.00 m. a superficie, por lingadas. Escaneando. Nota: Llenar pozo cuidando no disminuir la presión hidrostática en un rango mayor a 3.5 kg/cm ² .	12
ESCARIAR	7.1	No aplica. Procedimiento 208-21800-OP-311-020 Para escariar tuberías de revestimiento.	
METER APAREJO	8.1	Meter probando con UPH a 2500 psi, con apriete de juntas de 1650 lbs/pie, (por lingadas), ABM consistente en: 1 tramo de TP 2-7/8" J-55, 6.5 lbs/pie, 8Hrr a 1910.00 m., zapata candado 2-7/8" a 1900.00 m., ancla mecánica para TR 5-1/2" a 1620.00 m., con TP 2-7/8", J-55, 6.5 lbs/pie, 8Hrr. En base al procedimiento 208-21800-OP-311-020 para introducir aparejo de bombeo mecánico.	10
	8.2	Instalar bola colgadora 7-1/16" con válvula "H", eliminar preventor 7-1/16", recuperar bola colgadora con válvula "H".	3

		En base al procedimiento 208-21800-OP-311-012 para efectuar cambio de preventor por Brida colgadora.	
	8.3	Efectuar ajuste y fijar ancla mecánica a 1620.00 m., dejando misma con 6 000 lbs de tensión.	3
	8.4	Instalar bola colgadora 10-3/4" y brida 11-1/16" x 2-9/16" Serie 1500, con UPH probar sello con 4000 psi; instalar BOP para varilla, T de flujo, combinación 2" a 3" de 2,000 psi con botella tapón y alinear pozo a presa ecológica.	3
	8.5	Efectuar cambio de Fluido de control por agua natural en caso de que el fluido sea mayor a 1.01 gr/cc, alinear pozo a presa auxiliar en caso de presentar flujo natural observarlo y definir con producción entrega de pozo, y de observar abatimiento de presión, continuar con programa (Observación: si el fluido de control es de baja densidad, se procede sin efectuar cambio de fluido siempre y cuando el fluido se encuentre limpio).	4
	8.6	Probar bomba 25-150-RHBM-22', con agua natural en superficie, posterior bajar bomba 25-150-RHBM-22' a 1900.00 m., 185 varillas de 3/4" lisas, 22 varillas de 7/8", 5 varillas de 7/8" centralizadas, 36 varillas de 7/8" lisas, (todas grado "D"), con apriete recomendado para varillas de succión, verificando apriete cada 10 varillas. En base a procedimiento 208-21800-OP-311-020 para introducir aparejo de bombeo mecánico.	8
	8.7	Efectuar ajuste para una carrera 120 pulgadas y espaciamiento de 10".	3
	8.8	Instalar conexiones superficiales definitivas de bombeo mecánico: estópero/preventor y grampa de varilla pulida.	3
INSTALA ÁRBOL	9.1	Con personal de CEO probar funcionamiento del Aparejo de Bombeo Mecánico.	4
EVALUA INTERVALO	10.1	Entregar pozo a personal de producción	2
	10.2	Desmantelar Equipo 100%. En base al procedimiento 208-21800-OP-311-030 para el desarmado de equipos terrestres.	12

Estado Mecánico Programado



Costos Estimados de la Intervención

Código	Concepto	Unidad	Cantidad	P. Unitario Dólares	Acumulado
1.1	Transporte integral de los equipos y sus accesorios, en distancias entre 1 y 40 km.	Transporte	1	\$ 9,638.56	\$ 9,638.56
1.10	Transporte de fluidos en distancias entre 1 y 40 km.	Transporte	6	\$ 6,011.40	\$ 36,070.20
6.2	Prueba de cabezal.	Prueba	1	\$ 1,404.30	\$ 1,404.30
3.4	Sistema de fluido limpio salmuera sódica con densidad de 1.01 a 1.19gr/cc.	m3	50	\$ 203.37	\$ 10,168.50
6.1	Prueba hidráulica a tubería 2-7/8".	Servicio	208	\$ 10.78	\$ 2,249.73
2.2	Unidad Combo Móvil (MCU) para Reparación Menor, Rehabilitación o Conversión a Sistema Artificial o Inyector (con tripulación del contratista).	Hora	106.08	\$ 611.99	\$ 64,919.89
				COSTOS TOTALES	\$ 124,451.18



DIVISIÓN NORTE
ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE
TERCIARIO DEL GOLFO

INFORME FINAL

REPARACION MENOR REACONDICIONAMIENTO DE BOMBEO MECANICO

POZO: HUMAPA 1436
(PLATAFORMA: HUMAPA 1398)

EQUIPO: TARCO 851



ACTIVO DE PRODUCCION ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO
JULIO DE 2013

Objetivo Real

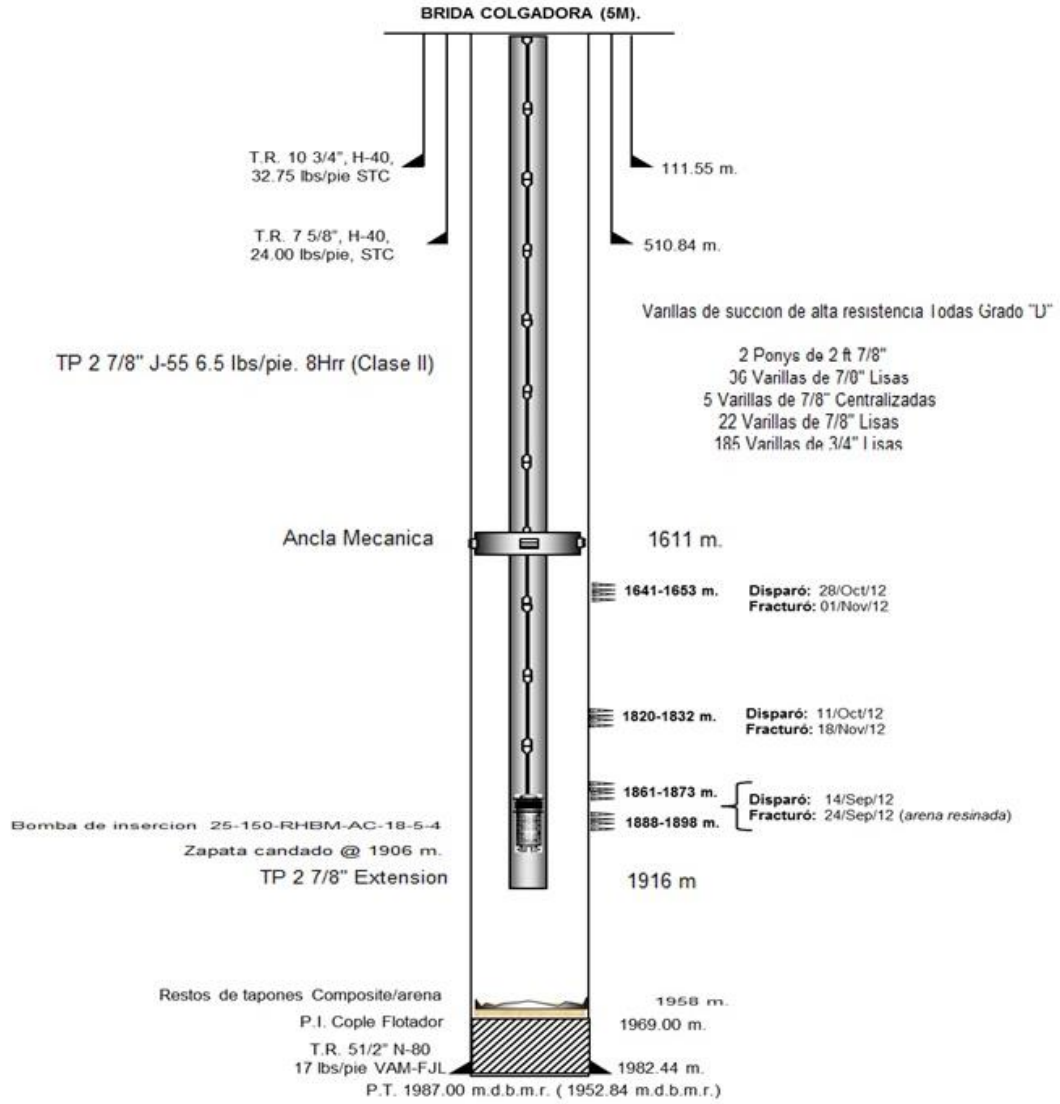
Realizó el Reacondicionamiento de Bombeo Mecánico para continuar con la explotación comercial de hidrocarburos a través de los intervalos **1641 – 1653 m., 1820 – 1832 m., 1861 – 1873 m. y 1888 – 1898 m.**

Resumen de la Intervención

El 12/14 de Julio de 2013 efectuó (RBM) con el equipo tarco 851, transporte e instalo al 100%, verifico presiones en TP=100 psi, TR=250 psi, desfogo TR alineado a presa auxiliar depresionando de 250 a 0 psi, desalojando aceite gasificado posterior mínimo aceite. Desfogo TP de 100 a 0 psi, desalojando mínimo aceite. Realizo prueba de hermeticidad a TP, utilizando salmuera sódica de 1.01 gr/cc, con una presión de 1100 psi x 30 min observando una pérdida de 100 psi. Circulo pozo por inversa alineado a presa auxiliar con fluido de control s.s. 1.01g/cc nuevo, desalojando mínimo aceite ligeramente gasificado hasta haber observado fluido de control limpio en retorno. Observo por ambas ramas sin manifestar. Elimino conexiones superficiales de Bombeo Mecánico. Instalo preventor y mesa para varilla, probo preventor con 2000 psi. Opero sarta de varilla a desanclar bomba de inserción 25-150-RHBM-22' @ 1906.57 m, con éxito. Recupero bomba de inserción con 3 pony's 10', 4' y 2' + con 57 varillas de bombeo de 1", 76 varillas de 7/8" y 114 varillas de 3/4" de 1906.57 @ superficie, observando taponamiento en bomba de inserción. Efectuó junta de seguridad y elimino preventor de varillas y brida colgadora e instalo preventor 7-1/16" 5m. Opero sarta a desanclar ancla mecánica derecha @ 1611.90 m, con éxito. Bajo extremo de sarta de 1916.20 @ 1958.32 mts donde detecto resistencia franca. Circulo pozo por directa en circuito cerrado con fluido de control s.s. 1.01 g/cc, desalojando fluido de control con trazas de aceite, posterior observo fluido de control limpio en superficie. Levanto extremo de sarta @ 1916 m, coloco bola colgadora y opero sarta a fijar ancla mecánica @ 1611.90 m, con éxito,

Verifico con 5 ton de tensión; asentó bola colgadora en nido, quedando con 3 ton de tensión. Realizo junta de seguridad e instalo válvula de seguridad en bola colgadora, elimino preventor 7-1/16" 5m, recupero válvula de seguridad e instalo brida colgadora con preventor para varilla y "t" de flujo. Probo en superficie con agua natural bomba de inserción 25-150-rhbm-ac-18-5-4 nueva (cía. Weatherford), "ok". Metió bomba de inserción 25-150-rhbm-ac-18-5-4 nueva (cía. Weatherford) con 185 varillas de bombeo de 3/4" alta resistencia, 22 varillas de bombeo de 7/8" alta resistencia, 5 varillas de bombeo de 7/8" con centralizadores, 36 varillas de bombeo de 7/8" @ 1906 m, donde detecto zapata candado. Efectuó ajuste quedando con 185 varillas de 3/4", 22 varillas de 7/8", 5 varillas de 7/8" c/ centralizadores y 34 varillas de 7/8", más 2 pony's de 2' con 90" de la "t" de flujo a cople de pulida con 10" de espaciamiento incluidos. En presencia de personal de CEO y Pemex. Instalo conexiones superficiales definitivas de Bombeo Mecánico. Personal de Pemex y CEO efectuó prueba definitiva a Aparejo de Bombeo Mecánico. Probo válvula de pie con 54-3/4 emboladas, represionando a 46 kg/cm² x 30 min, perdiendo 1 kg/cm², "ok". Posterior probo válvula viajera con 4-1/4 emboladas, represionando a 41 kg/cm² x 30 min, perdiendo 1 kg/cm², "ok". Personal de Pemex y CEO dio por bueno el ABM. Realizo junta de seguridad abatió mástil 2^a y 1^a sección "ok". Desmantelo equipo tarco 851 al 100%.

Estado Mecánico Final



Fotografía de la Brida Colgadora



Tiempos Reales de la Intervención

TARCO LATIN AMERICA & ACCICO SERVICES						
EQUIPO No.:		TARCO 851		INCÓ:		12-jul-13
POZO No.:		HUMAPA 1436		TERMINÓ:		14-jul-13
TIPO INTERVENCIÓN:		REPARACIÓN MENOR REPARACIÓN DE BOMBEO MECANICO		Tiempo (Días):		2.13
No. CONTRATO:					1.00	1.13
EVALUACION DE TIEMPOS				TIEMPO DE ESPERA	HORAS SIN CUOTA	HORAS CUOTA
DIA	HORARIO	OPERACIÓN	Tiempo (Horas)			
12 DE JULIO 2013						
1 2 3 D E O	12:00	17:30	CON APOYO DE 3 UNIDADES DE CIA. TARCO, 1 UNIDAD DE CIA. TRANSVEL, 2 UNIDADES DE CENTRO CAMIONERO Y 3 UNIDADES DE CIA. VAXISO, TRANSPORTO EQUIPO TARCO 851 AL 100% DEL POZO FURBERO 1430 MP FURBERO 1479 AL POZO HUMAPA 1436 MP HUMAPA 1398 . VIAJES= 9, DISTANCIA= 106 KM.		5.50	
	17:30	18:00	INSTALO EQUIPO EN GENERAL AL 70% EN POZO HUMAPA 1436.		0.50	
	18:00	18:30	EFFECTUO JUNTA DE SEGURIDAD Y SECUENCIA OPERATIVA, LLENO ATS, PPTR "A" NO. 1618, LISTA DE VERIFICACION A9/B42-4 (IZAJE DE MASTIL) Y B25/B30-1 (TRABAJO EN ALTURA) Y DIO LECTURA A P.O. 208-21800-OP-311-002 PARA INSTALACION DE EQUIPO E IZAJE DE MASTIL.		0.50	
	18:30	19:00	IZO MASTIL 1A Y 2A SECCION EN CONDICIONES NORMALES, "OK". INSTALO EQUIPO TARCO 851 EN GENERAL AL 100% EN POZO HUMAPA 1436.		0.50	
	19:00	21:00	CON UPH DE CIA. PROPESA PROBO CONEXIONES SUPERFICIALES DE CONTROL CON 500 PSI EN BAJA Y 4000 PSI EN ALTA, "OK".		2.00	
	21:00	24:00	ESPERA LUZ DIURNA PARA REALIZAR CHECKLIST DE PREARRANQUE.		3.00	

13 DE JULIO 2013						
DIA	HORARIO	OPERACIÓN	Tiempo (Horas)			
1 3 D E J U L I O 2 0 1 3	00:00	07:00	ESPERA LUZ DIURNA PARA REALIZAR CHECKLIST DE PREARRANQUE.		7.00	
	07:00	09:00	CON GRUPO MULTIDISCIPLINARIO PEMEX-TARCO EFFECTUO CHECKLIST DE PREARRANQUE, DANDO POR BUENO EL INICIO DE LA OPERACION.		2.00	
	09:00	09:30	VERIFICO PRESIONES EN TP= 100 PSI TR= 250 PSI			0.50
	09:30	11:30	DESFOGO TR ALINEADO A PRESA AUXILIAR DEPRESIONANDO DE 250 A 0 PSI, DESALOJANDO ACEITE GASIFICADO POSTERIOR MINIMO ACEITE. DESFOGO TP DE 100 A 0 PSI, DESALOJANDO MINIMO ACEITE.			2.00
	11:30	12:00	CERRO POZO CONTRAMANOMETRO REGISTRANDO EN TP= 100 PSI TR= 180 PSI			0.50
	12:00	13:00	DESFOGO TR ALINEADO A PRESA AUXILIAR DEPRESIONANDO DE 180 A 0 PSI, DESALOJANDO ACEITE GASIFICADO POSTERIOR MINIMO ACEITE. DESFOGO TP DE 100 A 0 PSI, DESALOJANDO MINIMO ACEITE INTERMITENTE.			1.00
			EN EL INTER SE RECIBIERON 16 VARILLAS 7/8", 6 VARILLAS DE 7/8" CON CENTRALIZADORES Y 85 VARILLA DE 3/4 TODAS GRADO "D", ACCESORIOS SUPERFICIALES ZAPATA CANDADO Y BOMBA DE INSERCIÓN 25-150-RHBM-C-18-5-4 POR PARTE DE CIA WTF.			
	13:00	15:00	SOLICITA Y TRANSITA 40 M3 DE F.D. S.S. 1.01 GR/CC			2.00
	15:00	15:30	CON 2 UNIDADES DE BAGAR POR PARTE DE CIA. MEXBRINE SE RECIBIERON 40 M3 DE S.S. 1.01 GR/CC			0.50
	15:30	16:30	EFFECTUO PRUEBA DE HERMETICIDAD A TP CON 1100 PSI X 30 MIN OBSERVANDO UNA PERDIDA DE 100 PSI. EN EL INTER SE RECIBIO VARILLA PULIDA DE 1 1/2" POR PARTE DE CIA. PROTURVAC			1.00
	16:30	17:30	CIRCULO POZO POR INVERSA ALINEADO A PRESA AUXILIAR CON F.C. S.S. 1.01G/CC NUEVO, DESALOJANDO MINIMO ACEITE LIGERAMENTE GASIFICADO HASTA HABER OBSERVADO F.C. LIMPIO EN RETORNO. EPM= 80, Q= 450 LPM, PB= 350 PSI, VOL= 23 M3.			1.00
	17:30	18:00	OBSERVO POZO ABIERTO POR AMBAS RAMAS SIN MANIFESTAR.			0.50
	18:00	19:00	ELIMINO CONEXIONES SUPERFICIALES DE BM. INSTALO PREVENTOR Y MESA PARA VARILLA, PROBO PREVENTOR CON 2000 PSI.			1.00
	19:00	23:00	OPERO SARTA DE VARILLA A DESANCLAR BOMBA DE INSERCIÓN 25-150-RHBM-22" @ 1906.57 M, CON ÉXITO. RECUPERO BOMBA DE INSERCIÓN CON 3 PONY'S EN BOMBA DE INSERCIÓN.			4.00
			EN EL INTER CON 1 UNIDAD DE SUFAMA SE RECIBIERON 100 TRAMOS DE TP 2 7/8" 8HRRR			
	23:00	23:30	EFFECTUO JUNTA DE SEGURIDAD Y SECUENCIA OPERATIVA, LLENO ATS, PPTR "A" NO. 1619, LISTA DE VERIFICACION A9/B42-9 (CAMBIO DE BRIDAX PREVENTOR) Y DIO LECTURA A P.O. 208-21800-OP-311-005 PARA CAMBIO DE BRIDA POR PREVENTOR.			0.50
	23:30	24:00	ELIMINO PREVENTOR DE VARILLAS Y BRIDA COLGADORA E INSTALO PREVENTOR 7-1/16" 5M, PROBO A-C-A Y PROBO CON 500 PSI EN BAJA Y 4000 PSI EN ALTA, "OK".			0.50

14 DE JULIO 2013							
	00:00	01:00	OPERO SARTA A DESANCLAR ANCLA MECANICA DERECHA @ 1611.90 M, CON ÉXITO.		1.00		
	01:00	02:00	BAJO EXTREMO DE SARTA DE 1916.20 @ 1958.32 MTS DONDE DETECTO RESISTENCIA FRANCA.		1.00		
	02:00	04:00	CIRCULO POZO POR DIRECTA EN CIRCUITO CERRADO CON F.C. S.S. 1.01 G/CC, DESALOJANDO F.C. CON TRAZAS DE ACEITE, POSTERIOR OBSERVO F.C. LIMPIO.		2.00		
			EN SUPERFICIE. EPM= 80, Q= 450 LPM, PB= 300 PSI, VOL= 45 M3				
1	04:00	04:30	LEVANTO EXTREMO DE SARTA @ 1916 M, COLOCO BOLA COLGADORA Y OPERO SARTA A FIJAR ANCLA MECANICA @ 1611.90 M, CON ÉXITO, VERIFICO CON 5		0.50		
4			TON DE TENSION; ASENTO BOLA COLGADORA EN NIDO, QUEDANDO CON 3 TON DE TENSION.				
	04:30	05:00	EFFECTUO JUNTA DE SEGURIDAD Y SECUENCIA OPERATIVA, LLENO ATS, PPTR "A" NO. 1620, LISTA DE VERIFICACION A9/B42-8 Y DIO LECTURA A P.O.		0.50		
D			208-21800-OP-311-012 PARA CAMBIO DE PREVENTOR POR BRIDA COLGADORA.				
E	05:00	06:00	INSTALO VALVULA DE SEGURIDAD EN BOLA COLGADORA, ELIMINO PREVENTOR 7-1/16" 5M, RECUPERO VALV DE SEGURIDAD E INSTALO BRIDA COLGADORA		1.00		
			CON PREVENTOR PARA VARILLA Y "T" DE FLUJO.				
J	06:00	06:30	PROBO EN SUPERFICIE CON AGUA NATURAL BOMBA DE INSERCIÓN 25-150-RHBM-AC-18-5-4 NUEVA (CIA. WTF), "OK"		0.50		
U	06:30	11:00	METIO BOMBA DE INSERCIÓN 25-150-RHBM-AC-18-5-4 NUEVA (CIA. WTF) CON 185 VARILLAS DE SUCCIÓN DE 3/4" ALTA RESISTENCIA + 22 VARILLAS DE		4.50		
L			SUCCIÓN DE 7/8" ALTA RESISTENCIA + 5 VARILLAS DE SUCCIÓN DE 7/8" CON CENTRALIZADORES + 36 VARILLAS DE SUCCIÓN DE 7/8" @ 1906 M, DONDE				
I			DETECTO ZAPATA CANDADO.				
O	11:00	12:00	EFFECTUO AJUSTE QUEDANDO CON 185 VARILLAS DE 3/4", 22 VARILLAS DE 7/8", 5 VARILLAS DE 7/8" C/ CENTRALIZADORES Y 34 VARILLAS DE 7/8" + 2 PONYS DE		1.00		
			2" CON 90" DE LA "T" DE FLUJO A COPLÉ DE PULIDA CON 10" DE ESPACIAMIENTO INCLUIDOS. EN PRESENCIA DE PERSONAL DE CEO Y PEMEX.				
2	12:00	12:30	INSTALO CONEXIONES SUPERFICIALES DEFINITIVAS DE BM.		0.50		
0	12:30	14:00	PERSONAL DE PEMEX Y CEO EFFECTUO PRUEBA DEFINITIVA A ABM. PROBO VALVULA DE PIE CON 54-3/4 EMBOLADAS, REPRESIONANDO A 46 KG/CM2 X 30 MIN,		1.50		
1			PERDIENDO 1 KG/CM2, "OK". POSTERIOR PROBO VALVULA VIAJERA CON 4-1/4 EMBOLADAS, REPRESIONANDO A 41 KG/CM2 X 30 MIN, PERDIENDO 1 KG/M2,				
3			"OK". PERSONAL DE PEMEX Y CEO DIO POR BUENO EL ABM.				
	14:00	14:30	EFFECTUO JUNTA DE SEGURIDAD Y SECUENCIA OPERATIVA, LLENO ATS, PPTR "A" NO. 1621, LISTA DE VERIFICACION A9/B42-5 (ABATIMIENTO DE MASTIL)		0.50		
	14:30	15:00	Y B25/B30-1 (TRABAJOS EN ALTURA), Y DIO LECTURA A P.O. 208-21800-OP-311-030 PARA DESMANTELAMIENTO DE EQUIPO Y ABATIMIENTO DE MASTIL.		0.50		
			ABATIO MASTIL 2A Y 1A SECCIÓN EN CONDICIONES NORMALES, "OK".				
	15:00	17:00	DESMANTELO EQUIPO TARCO 851 AL 100%.		2.00		
HORAS							
					53.00	24.00	29.00
DIAS							
					2.21	1.00	1.21

A través de la experiencia del grupo de trabajo de la compañía Tarco, en esta intervención se optimizaron diversas actividades; al inició de la misma se realizó la prueba de hermeticidad con resultado positivo, descartando comunicación entre TP y TR, procediendo posteriormente a desanclar bomba de inserción y recuperar el Aparejo de Bombeo Mecánico, encontrando taponamiento en la bomba de inserción.

Se procedió a desanclar el ancla mecánica, posterior se decidió bajar a reconocer la profundidad interior, sin encontrar resistencia, evitando viajes innecesarios de tubería, por lo que se platicó con personal de Pemex, tomando la decisión de utilizar la misma tubería sin necesidad de recuperarla a superficie y bajar una nueva bomba de inserción. Con ello el costo de la intervención fue de \$43,510.84 dólares, 65% menor al costo estimado, y terminando la intervención en tan solo 2 días.

4.3.- Complemento de Reparación Mayor / Aparejo Sencillo Fluyente

Por último en el mes de Mayo del 2013 se realizó el complemento de Reparación Mayor a Aparejo Sencillo Fluyente del pozo Furbero 2376 de la plataforma Furbero 2394, se presenta su programa operativo e informe final.



PROGRAMA DE COMPLEMENTO DE REPARACIÓN MAYOR

APAREJO SENCILLO FLUYENTE

**POZO: FURBERO 2376
(PLATAFORMA: FURBERO 2394)**

EQUIPO: TARCO 870



COORDINACIÓN DE DISEÑO DE EXPLOTACION
08 MAYO DEL 2013

Objetivo

Introducir Aparejo Sencillo Fluyente como Complemento de la Reparación Mayor para continuar con la explotación comercial de hidrocarburos a través del intervalo **2194 – 2200 m.**

Antecedentes

Resumen de la perforación.

Perforación del 30 de Diciembre del 2009 al 14 de Enero del 2010. Con el equipo 557 de la cía. Schlumberger dio inicio a las operaciones de perforación con barrena de 14-3/4” perforó a 148.00 m. con lodo de 1.15 gr/cc; bajó y cementó TR 10 3/4”, J-55, 40.5 lbs/pie, BCN hasta 146.00 m., con 77 bls de lechada 1.90 gr/cc. Posterior con barrena 9-1/2”, perforó direccional a 717.00 m. con lodo de 1.45 gr/cc. Tomó registros DIL – BHC – GR de 717.00 m. a 146.00 m., bajó y cementó TR 7-5/8”, J-55, 26.5 lbs/pie, BCN a 714.00 m., con 115 bls de lechada 1.90 gr/cc. Continuó perforando direccional con barrena 6-3/4” a 2465.00 m., con lodo de 1.64 gr/cc. Tomó registros RG – BHC – CNL – LDL – AIT de 2465.00 m. a 714.00 m., bajó y cementó TR 5 1/2”, N-80, 17.0 lbs/pie, HD-521, a 2460.00 m., con 60 bls de lechada 1.70 gr/cc, más 39 bls de lechada 1.80 gr/cc. Instaló y probó sección “C” del cabezal de producción, “ok”.

Resumen de la terminación y otras intervenciones.

Terminación del 30 de Marzo al 25 de Abril del 2010. Con URE de cía. Schlumberger tomó registro CBL – VDL – GR – CCL de 2427.00 m. a 600.00 m. Con URE de cía. Schlumberger, armó y bajó canasta calibradora de 4-11/16” hasta 2400.00 m., tomó registro de 2400.00 m. a 1850.00 m., Posterior bajó con pistolas de 3-3/8” entubadas, dpbh, 13 cpm, Fase 60°, Orif 0.44”;

correlaciono y disparo el intervalo (2300 – 2325 m.) en 5 corridas, recuperó a superficie 100% disparadas, sin acumular presión.

Con Equipo de Fracturas de cía. WS-Fracturas efectuó fracturamiento ácido al intervalo (2300 – 2325 m.) con 126 bls de YF115LG, 333 bls de SXE 28%, 126 bls de VDA 20%, 47.10 m³ de HCl al 30%. Bombeo precolchón con los siguientes parámetros: Pini=670 psi, Pmáx=4440 psi, Q=20 bpm, Prup=2972 psi, ISIP=3810 psi, GF=0.94 psi/ft, Vol. Bombeado=30 bls de Brine. Posterior realizo fracturamiento ácido con los siguientes parámetros: Pmáx=5497 psi, Pmin=4029 psi, Q=28 bpm, Vol. Total Bombeado=745.6 bls. Abrió pozo con 3250 psi, por estrangulador de 3 mm. TF=73 hrs, P=425.5 psi, Est=4 mm, Q=92.3 bpd, Vol. Acum=677.7 bls, Fluye 100% aceite.

Con URE de cía. Schlumberger armó y bajó Empacador semipermanente Smith para TR 5-1/2 17 lbs/pie, con pines de 500 psi c/uno, ancló mismo a 2285.00 m. Con equipo de cía. Saxon bajó zapata conectora de 4-1/2", 1 tramo TP 2-7/8" J-55 8 hrr, camisa deslizable cerrada sin perfil de 2-7/8", 1 tramo TP 2-7/8" J-55 8 hrr, camisa deslizable cerrada sin perfil de 2-7/8", 244 tramos TP 2-7/8" J-55, 8 hrr, 6 tramos TP 2-7/8" N-80 8 hrr, efectuó ajuste con 1 madrinas 2-7/8" N-80 8 hrr (1.27 m.) y 1 tramo de TP 2-7/8" N-80, 8 hrr, conectó al empacador a 2285.00 m., verificó con 10000 lbs de tensión, dejando con 8000 lbs de peso sobre empacador. Instaló y probó árbol de válvulas cameron (S-1500) "ok". Probó hermeticidad del empacador con 2500 psi, posterior TP con 2000 psi "ok", represionó y expulsó tapón con 2500 psi.

Reparación Menor (CBM) del 09 al 21 de Noviembre del 2010. Con ULA de cía. Schlumberger calibró pozo hasta profundidad de 2417.00 m. Posterior bajó operador para apertura de camisa inferior, "ok". Posterior armó y bajó Tapón, ancló mismo a 2274.00 m. Con UAP efectuó prueba de hermeticidad al tapón con 2000 psi por 15 min, "ok". Finalmente con ULA bajó pistola y realizó

puncher a 2242.00 m., verificó con bombeo de N2 a Q=15 m³/min, P_{circ}=1550 psi, desalojando aceite y agua, hasta observar N2.

Con Flush By verificó presiones TP=200 psi, TR=950 psi, desfogó pozo abatiéndose a 0 psi, circuló por directa con agua industrial; probó bomba de 25-125-RHBM-16-5-2-2' en superficie, "ok", bajó bomba (con sand top packer) con 2 tubos de succión de 1-1/4", 167 varillas de 3/4", 78 varillas de 7/8" y 46 varillas de 1", todas grado "D"; efectuó ajuste con varilla pulida de 1-1/2" x 26'. Realizó prueba ABM, dándose por bueno.

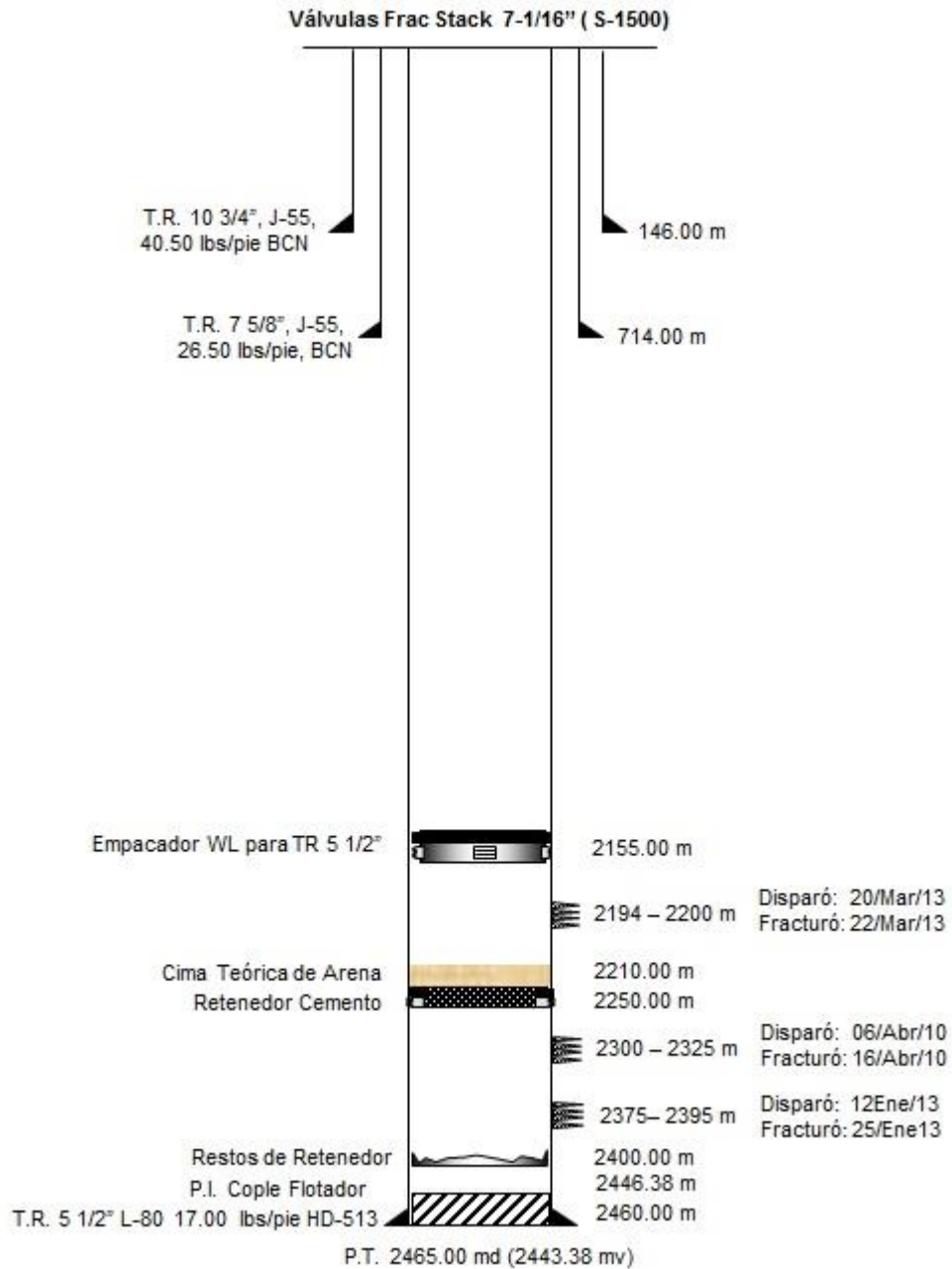
Reparación Mayor del 01 de Enero al 04 de Mayo del 2013. Con el Equipo 693 de cía. KESM efectuó A-RMA, controló pozo con salmuera sódica 1.01 gr/cc (sin observar circulación), recuperó bomba de inserción tubing in con varillas de succión de 2217.42 m. a superficie, posterior desancló y sacó empacador Smith, zapata conectora, 2 camisas deslizables, tapón ciego, 2 tramos de TP 2-7/8" perforados, con TP 2-7/8" 8 Hrr. Probó cabezal con 4000 psi. Metió molino 4-3/4" reconociendo profundidad hasta 2436 m., posterior bajó molino 4-3/4" y escariador hasta 2360 m., recuperó a superficie. Metió empacador Hornet, zapata conectora, con TP 2-7/8" 8hrr (Nueva), ancló empacador a Hornet 2349.00 m., probó en directo con 1000 psi. Instaló medio árbol de válvulas Serie 1500.

Con URE disparó el intervalo 2375 – 2395 m., con pistolas 2-1/8", 20 cpm, fase 60°. Con Equipo de fracturas de cía. Halliburton efectuó fracturamiento ácido al intervalo 2375 – 2395 m., colocando en formación 8 m³ de ácido alcohólico al 15% con los siguientes parámetros: Q en fondo= 23 bpm, P inicial= 200 psi, P promedio= 6000 psi, P máxima= 7275 psi, P anular= 3830 psi, P final= 1100 psi. Abrió pozo con 50 psi en cabeza, posterior observó pozo estrangulado en rangos variables durante 24 hrs. sin aporte de fluido.

Con el Equipo 851 de cía. Tarco efectuó A-RMA, controló pozo con salmuera sódica 1.01 gr/cc, posterior desancló y sacó empacador Hornet, zapata conectora, TP 2-7/8" 8hrr. Metió molino 4-3/4" reconociendo profundidad hasta 2432.18 m., posterior bajó molino 4-3/4" y escariador a 2260.00 m., recuperó a superficie. Metió retenedor de cemento, con TP 2-7/8" 8hrr, ancló a 2250.00 m., probó hermeticidad por espacio anular con 1000 psi, "ok"; posterior hermeticidad de válvula con 1000 psi, "ok"; desconecto soltador y probó como tapón ciego con 1000 psi, "ok". Instaló medio árbol de válvulas S-1500, y con UAP probó hermeticidad del sistema con 3000 psi, "ok".

Con URE disparó el intervalo 2194 – 2200 m., con pistolas entubadas 3-3/5", dp, 20 cpm, Fase 60°. Con Equipo de fracturas de cía. Halliburton efectuó fracturamiento hidráulico al intervalo 2194 – 2200 m., colocando en formación 3200 sacos de apuntalante con resina curable malla 16/30 (Super DC); colchón 1506 bls Deta Frac 200-25#, etapas de arena 2977 Delta Frac 200-25# con los siguientes parámetros: Q en fondo= 36 bpm, P inicial= 2000 psi, P promedio= 5000 psi, P máxima= 8500 psi, ISIP final= 3029 psi, P final= 2600 psi. Abrió pozo con 1700 psi en cabeza. TF=271 hrs, Est=3 mm, Psup=240 psi, Qw=96 bpd, Vol. Wrec=1324 bls, pH=7, Sal=14000 ppm, Vol. Iny=4689 bls, Fluyendo 100% agua. Con ULA de cía. s/dato calibró pozo con BI de 2-1/4" a 1997.00 m. huella de arena. Posterior con UTF de cía. Petrotec, armó y bajó TF de 1-3/4", hasta 2000.00 m., sin tocar resistencia; continuó bajando bajando con bombeo de gel lineal nitrogeando a Q=2 – 2.5 bpm, 15 m3/min de N2, PC=2400 – 2400 psi, logrando avanzar a 2210.00 m., donde reliazó tiempo de atraso y levantó TF sin bombeo a superficie. Abrió pozo con 1400 psi, por estrangulador de 4 mm. TF=163 hrs, Est=3 mm, Psup=700 psi, Qo=148 bpd, Qw=36 bpd, Vol. Orec=370.40 bls, Vol. Wrec=1236.40 bls, pH=7, Sal=42900 ppm, Fluyendo 80% aceite, 20% agua. Con URE de cía. Baker Hughes armó y bajó empacador WL p/TR 5-1/2", ancló mismo a 2155.00 m.

Estado Mecánico Actual

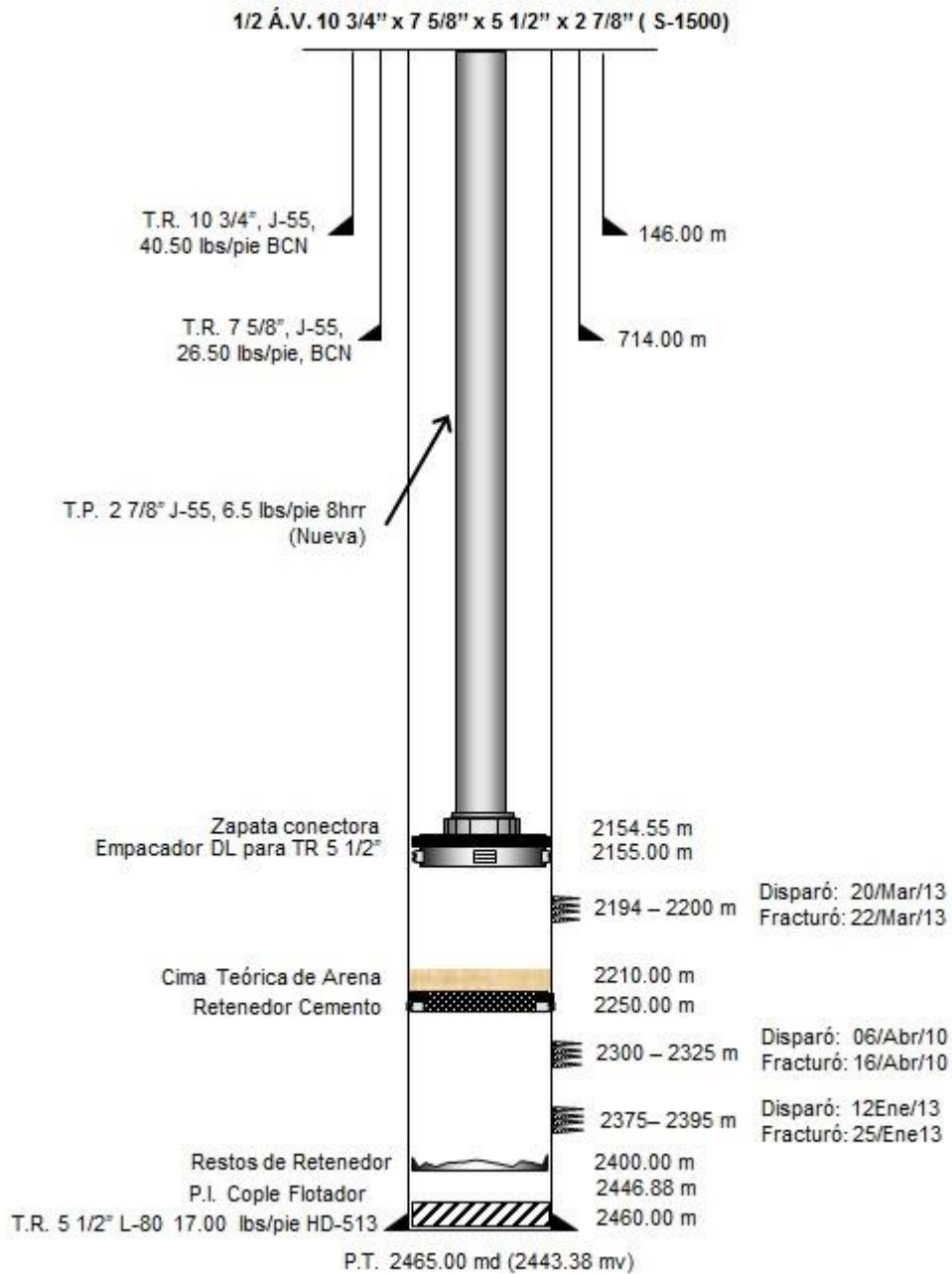


Programa de Actividades y Tiempos de Intervención

ACTIVIDAD GLOBAL	ACTIVIDAD ESPECIFICA		Tiempo estimado (hrs.)
MOVIMIENTO	1.1	Transportar y acomodar equipo al 100 %. Con base al procedimiento 208-21800-OP-311-002 para transporte e instalación de equipos TRP.	12
	1.2	Instalar equipo en general al 100%. Con base al procedimiento 208-21800-OP-311-002 para transporte e instalación de equipos TRP. Nota: Solicitar al APATG 240 Tramos de TP 2-7/8" J-55 8hr 6.5 lbs/pie, (Nueva), para el aparejo definitivo; y medio árbol de válvulas S-1500.	6
INSTALA C.S.C.	2.1	Instalar conexiones superficiales de control. Con base al procedimiento 208-21800-OP-311-002 para la instalación de conexiones superficiales de control.	3
	2.2	Probar Conexiones Superficiales de Control de acuerdo al tipo de Cabezal Existente en el pozo al 80 % (Serie 1500 con 4000 psi). Con base al procedimiento 208-21800-OP-311-003 para la prueba hidráulica de conexiones superficiales de control. Nota: Efectuar Check-list de pre-arranque, si "OK" dar inicio a las operaciones de lo contrario corregir anomalías.	4
CONTROL POZO	3.1	Verificar presiones TR 7-5/8", 5-1/2", posterior depresionar a batería o presa auxiliar.	3
	3.2	Bombear la capacidad del pozo con salmuera sódica de 1.01 gr/cc, observar pozo sin manifestar. De acuerdo al procedimiento 208-21800-OP-311-004 "Control de pozo al inicio de la intervención".	3
INSTALA BOP	4.1	Eliminar válvulas Frac Stack 7-1/16" e instalar preventor 7-1/16", probar mecanismo, Abrir-Cerrar-Abrir. Con base al procedimiento 208-21800-OP-311-005 para cambio de medio árbol de válvulas por preventor.	3

RECUPERAR APAREJO	5.1	Con UPH probar Cabezal en base a la serie del mismo al 80% (Serie 1500, 4000 psi). Con base al procedimiento 223-21100-OP-211-093 para prueba de cabezal, preventores y múltiple de estrangulación.	3
RECONOCER P.I.	6.1	No Aplica.	0
METER APAREJO	7.1	Meter con apriete de juntas de 1650 lbs/pie, aparejo consistente en: zapata conectora a 2155.00 m., con TP 2-7/8", J-55, 6.5 lbs/pie 8hr (Nueva), midiendo y calibrando con 2-11/32", tramo por tramo. Con base al procedimiento 208-21800-OP-311-018 para introducir aparejo de producción sencillo fluyente.	8
	7.2	Levantar sarta 1 m, para circular pozo por directa con Salmuera Sódica 1.01 gr/cc hasta homogenizar columnas.	3
	7.3	Operar sarta a conectar zapata al empacador a 2155.00 m., efectuar ajuste, verificar con tensión y peso, probar hermeticidad por espacio anular con 1500 psi.	3
	7.4	Instalar bola colgadora con válvula "H", eliminar preventor de 7 1/16" e instalar medio árbol de válvulas Serie 1500, recuperar válvula "H". De acuerdo al procedimiento 223-21100-OP-211-012 para el cambio de preventor por medio árbol de válvulas.	3
INSTALA ÁRBOL	8.1	Con UPH probar medio árbol de válvulas S-1500, con 4000 psi, durante 30 min.	2
	8.2	Con bomba del equipo expulsar Tapón con 1750 a 1930 psi.	2
EVALUA INTERVALO	9.1	Entregar pozo a personal de producción.	2
	9.2	Desmantelar Equipo 100%. Con base al procedimiento 208-21800-OP-311-030 para el desarmado de equipos terrestres.	12

Estado Mecánico Programado



Costos Estimados de la Intervención

Código	Concepto	Unidad	Cantidad	P. Unitario Dólares	Acumulado
1.1	Transporte integral de los equipos y sus accesorios, en distancias entre 1 y 40 km.	Transporte	1	\$ 8,543.84	\$ 8,543.84
1.10	Transporte de fluidos en distancias entre 1 y 40 km.	Transporte	1	\$ 6,011.40	\$ 6,011.40
6.2	Prueba de cabezal.	Prueba	1	\$ 1,404.30	\$ 1,404.30
6.1	Prueba hidráulica de tubería.	Junta	240	\$ 10.78	\$ 2,587.20
6.3	Prueba de árbol de válvulas.	Prueba	1	\$ 703.13	\$ 703.13
3.4	Sistema de fluido limpio salmuera sódica con densidad de 1.01 a 1.19 gr/cc.	m3	40	\$ 203.37	\$ 8,134.80
2.2	Unidad Combo Móvil (MCU) para Reparación Menor, Rehabilitación o Conversión a Sistema Artificial o Inyector (con tripulación del contratista).	Hora	36	\$ 611.99	\$ 22,031.64
COSTOS TOTALES					\$ 46,416.31



INFORME FINAL

COMPLEMENTO DE REPARACIÓN MAYOR

APAREJO SENCILLO FLUYENTE

POZO: FURBERO 2376 (PLATAFORMA: FURBERO 2394)

EQUIPO: TARCO 870



ACTIVO DE PRODUCCION ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO
MAYO DE 2013

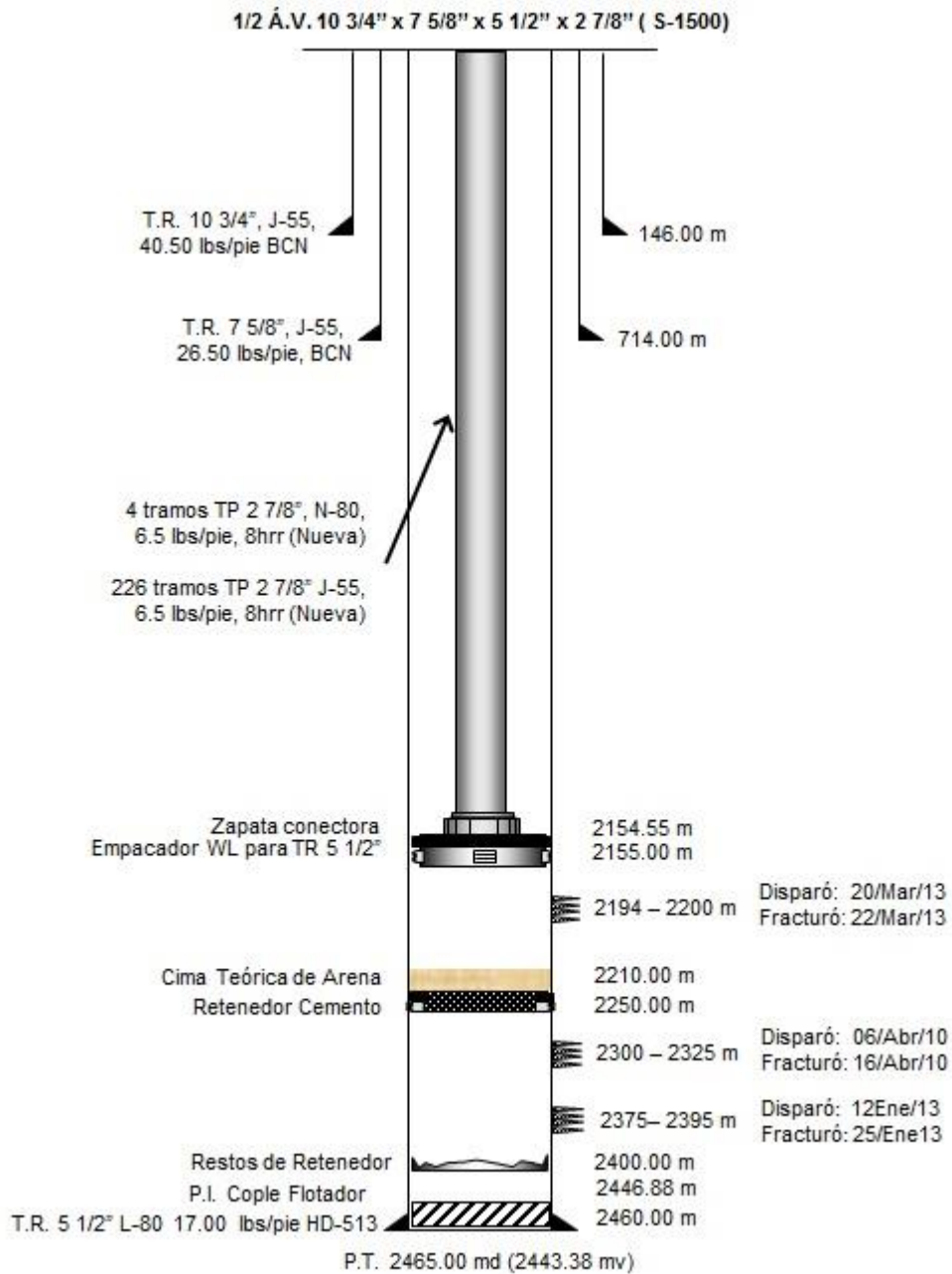
Objetivo Real

Introdujo Aparejo Sencillo Fluyente como Complemento de la Reparación Mayor para continuar con la explotación comercial de hidrocarburos a través del intervalo **2194 – 2200 m.**

Resumen de la Intervención

El 09/10 de Mayo 2013 deslizó e instaló equipo. Efectuó check-list. Tomó lectura de presión en cabeza TR=30 psi, posterior, desfogó misma a 0 psi observando poco gas en superficie sin presencia de fluido. Observo pozo abierto sin manifestar. Por llenado de pozo, bombeó 5 m³ FCSS 1.01 gr/cc hasta observar represionamiento a 650 psi, posterior, desfogo pozo a 0 psi aportando fluido de control y observó mismo abierto sin manifestar flujo. Efectuó cambio de válvulas de fractura 7 1/16" por BOP 5M. Efectuó prueba de cabezal para TR 5 1/2", 17 lb/pie, con 500 psi en baja y 4,000 psi en alta con UPH de cía. Psigma. Armó y metió zapata conectora para empacador D&L con 226 tramos de TP 2 7/8", 8hrr, J-55 "nueva" y 4 tramos de TP 2 7/8", 8hrr, N-80 "nueva", tramo por tramo, midiendo y calibrando con 2 11/32" @ 2155 m, donde detectó empacador WL, con zapata conectora para empacador D&L, posterior, levanto extremo @ 2154 m, en presencia de personal de cía. Baker, circuló pozo por directa con fluido de control s.s. 1.01 gr/cc observando en retorno aceite emulsionado, hasta observar fluido de control limpio en superficie. Efectuó ajuste, bajó extremo de sarta @ 2155 m, donde detecto empacador WL, conectó zapata y comprobó conexión de la misma y anclaje de empacador con 5 ton de peso y 5 ton de tensión, quedando con 5 ton de peso sobre el Empacador, en presencia de personal de cía. Baker. Efectuó prueba de hermeticidad, represionó por inversa con bomba del equipo con 1,500 psi por 30 min sin observar pérdida. Efectuó cambio de BOP 5M por 1/2 de válvulas S-1500. Con UPH de cía. Psigma probó árbol de válvulas con 500 psi en baja y 4,000 psi en alta, "ok". Con bomba del equipo represionó pozo por directa con 3,200 psi, y expulso tapón. Desmanteló equipo al 100%.



Estado Mecánico Final



Fotografía del 1/2 Árbol de Válvulas



Tiempos Reales de la Intervención

TARCO LATIN AMERICA & ACCICO SERVICES					
		EQUIPO No.: TARCO 870 POZO No.: FURBERO 2376 TIPO INTERVENCIÓN: COMPLEMENTO DE REPARACIÓN MAYOR, APAREJO SENCILLO FLUYENTE No. CONTRATO:			INICIO: 09-may-13 TERMINO: 10-may-13 Tiempo (Días): 0.92
					0.33 0.58
EVALUACION DE TIEMPOS					HORAS SIN CUOTA HORAS CUOTA
DIA	HORARIO	OPERACIÓN	Tiempo (Horas)		
09 DE MAYO 2013					
	15:00	16:00	CON APOYO DE 3 UNIDADES DE CIA. TARCO, 1 UNIDAD DE CIA. COPA, 1 UNIDAD DE CIA. TRANSVEL Y 3 UNIDADES DE CIA. VAXISO, TRANSPORTO EQ. TARCO 870 EN GENERAL AL 100% DEL POZO REMOLINO 3935 (MP REMOLINO 1732) AL POZO FURBERO 2376 (MP FURBERO 2394). DISTANCIA: 21 KM. VIAJES: 9.		1.00
	16:00	17:00	EFFECTUO JUNTA DE SEGURIDAD, SECUENCIA OPERATIVA, LLENO AST. PPTR "A" # 1478, LISTAS DE VERIFICACION A9/B42-4 Y B25/B30-1 Y DIO LECTURA AL P.O. 208-21800-OP-311-002 PARA INSTALACION DE EQUIPO DE TRP E IZAJE DE MASTIL, POSTERIOR, EFFECTUO IZAJE DE MASTIL, 1RA Y 2DA SECCION EN CONDICIONES NORMALES E INSTALO EQUIPO AL 100%		1.00
09			EN EL INTER. RECIBIO EN BURROS CARGADORES 226 TRAMOS DE TP 2-7/8" 8HRR J-55 NUEVOS Y 6 TRAMOS DE TP 2-7/8" 8HRR N-80 NUEVOS POR PARTE DE CIA TAMSA		
D E			EN EL INTER. RECIBIO UPH DE CIA PSIGMA PARA PRUEBA DE CSC E INSTALO MISMA AL 100%		
	17:00	18:00	CON UPH DE CIA PSIGMA PROBO CONEXIONES SUPERFICIALES DE CONTROL, CON 500 PSI EN BAJA Y 4.000 PSI EN ALTA, OK.		1.00
M A Y O	18:00	20:00	EFFECTUO CHECK-LIST DE PRE-ARRANQUE EN PRESENCIA DE GRUPO MULTIDISCIPLINARIO DE PEMEX Y CIA TARCO, ENCONTRANDO EL EQUIPO EN CONDICIONES PARA DAR INICIO A LA OPERACION.		2.00
	20:00	20:30	TOMO LECTURA DE PRESION EN CABEZA TR= 30 PSI, POSTERIOR, DESFOGO MISMA A 0 PSI OBSERVANDO POCO GAS EN SUPERFICIE SIN PRESENCIA DE FLUIDO.		0.50
	20:30	21:00	MONITOREO POZO CERRADO CONTRAMANOMETRO SIN OBSERVAR REPRESIONAMIENTO.		0.50
	21:00	21:30	OBSERVO POZO ABIERTO SIN MANIFESTAR		0.50
20			EN EL INTER. CON APOYO DE 2 UNIDADES (UPV) DE CIA WEATHERFORD RECIBIO 40 MB DE FCSS 1.01 GR/CC (20 MB CU).		
	21:30	22:30	POR LLENADO DE POZO, BOMBEO FCSS 1.01 GR/CC CON LOS SIGUIENTES PARAMETROS. EPM= 40. Q= 200 LPM. PB= 250 PSI. V= 5 MB HASTA OBSERVAR REPRESIONAMIENTO A 650 PSI, POSTERIOR, DESFOGO POZO A 0 PSI APORTANDO FLUIDO DE CONTROL Y OBSERVO MISMO ABIERTO SIN MANIFESTAR FLUIDO.		1.00
13	22:30	23:30	EFFECTUO JUNTA DE SEGURIDAD, SECUENCIA OPERATIVA, LLENO AST, PPTR "A" # 1479, LISTA DE VERIFICACION A9/B42-9 Y DIO LECTURA AL P.O. 208-21800-OP-311-005 PARA CAMBIO DE VALVULAS DE FRACTURA 7 1/16" POR CONJUNTO DE PREVENTORES, POSTERIOR, INSTALO VALVULA "H" EN BOLA COLGADORA, REMOVIÓ VALVULAS DE FRACTURA 7 1/16", INSTALO PREVENTOR 7 1/16" 5.000 PSI, RECUPERO VALVULA "H", PROBO MECANISMO DE PREVENTOR ABRIR-CERRAR-ABRIR, OK.		1.00
			EN EL INTER. RECIBIO E INSTALO UPH DE CIA PSIGMA.		
	23:30	24:00	EFFECTUO PRUEBA DE CABEZAL PARA TR 5 1/2", 17# CON PROBADOR DE COPAS CON 500 PSI EN BAJA CON UPH DE CIA PSIGMA.		0.50

10 DE MAYO 2013				
	00:30	EFFECTUO PRUEBA DE CABEZAL PARA TR 5 1/2", 17# CON PROBADOR DE COPAS CON 4.000 PSI EN ALTA CON UPH DE CIA PSIGMA, OK.		0.50
	00:30	06:00 ARMO Y METIO ZAPATA CONECTORA PARA EMPACADOR D&L CON 226 TRAMOS DE TP 2 7/8" 8 HRR J55 "NUEVA" Y 4 TRAMOS DE TP 2 7/8" 8 HRR N80 "NUEVA"		5.50
		TRAMO POR TRAMO, MIDIENDO Y CALIBRANDO CON 2 11/32" @ 2155 M. DONDE DETECTO EMPACADOR WL, CON ZAPATA CONECTORA PARA EMPACADOR D&L POSTERIOR, LEVANTO EXTREMO @ 2154 M, EN PRESENCIA DE PERSONAL DE CIA BAKER.		
		NOTA: SE DEJA EN LOCACION MATERIAL SOBRENTE, 2 TRAMOS DE TP 2 7/8" 8 HRR N-80 "NUEVA".		
1	6:00	07:30 CIRCULO POZO POR DIRECTA CON FCSS 1.01 GR/CC CON LOS SIGUIENTES PARAMETROS: EPM= 70, Q= 350 LPM, PB= 350-400 PSI, V= 30 M3, OBSERVANDO EN RETORNO ACEITE EMULSIONADO, HASTA OBSERVAR FLUIDO DE CONTROL LIMPIO EN SUPERFICIE.		1.50
D	7:30	8:00 EFFECTUO AJUSTE, BAJO EXTREMO DE SARTA @ 2155 M, DONDE DETECTO EMPACADOR WL, CON ZAPATA CONECTORA PARA EMPACADOR D&L, CONECTO ZAPATA CON EXITO, COMPROBO CONEXION DE LA MSMA Y ANCLAJE DE EMPACADOR CON 5 TON DE PESO Y 5 TON DE TENSION, QUEDANDO CON 5 TON DE PESO SOBRE EL EMPACADOR, EN PRESENCIA DE PERSONAL DE CIA BAKER.		0.50
M	8:00	08:30 EFFECTUO PRUEBA DE HERMETICIDAD, REPRESIONO SISTEMA POR INVERSA CON BOMBA DE EQUIPO CON 1.500 PSI POR 30 MIN SIN OBSERVAR PERDIDA DE PRESION, OK.		0.50
A	8:30	09:30 EFFECTUO JUNTA DE SEGURIDAD, SECUENCIA OPERATIVA, LLENO AST, PPTR "A" # 1480, LISTA DE VERIFICACION A9/B42-8 Y DIO LECTURA AL P.O. 208-21800-OP-311-012 PARA CAMBIO DE CONJUNTO DE PREVENTORES POR MEDIO ARBOL DE VALVULAS, POSTERIOR.		1.00
Y		INSTALO VALVULA "H" EN BOLA COLGADORA ELIMINO PREVENTOR 7 1/16" 5M RECUPERO VALVULA "H" E INSTALO MEDIO ARBOL DE VALVULAS S-1500		
O		CON UPH DE CIA PSIGMA PROBO ARBOL DE VALVULAS: PROBO VALVULA DE SONDEO, VALVULAS LATERALES Y VALVULA MAESTRA, TODAS CON 500 PSI EN BAJA Y 4.000 PSI EN ALTA, OK. POSTERIOR, PROBO HERMETICIDAD DE SELLO DE ANILLO R-46 CON 500 PSI EN BAJA Y 4.000 PSI EN ALTA, OK.		
2				
0				
1				
3	9:30	10:00 CON BOMBA DE EQUIPO REPRESIONO POZO POR DIRECTA CON 3.200 PSI, DONDE OBSERVO PERDIDA DE PRESION (EXPLUSION DE TAPON)		0.50
	10:00	11:00 EFFECTUO JUNTA DE SEGURIDAD, SECUENCIA OPERATIVA, LLENO AST, PPTR "A" # 1481, LISTAS DE VERIFICACION A9/B42-5 Y B25/B30-1 Y DIO LECTURA AL P.O. 208-21800-OP-311-030 PARA ABATIMIENTO DE MASTIL Y DESMANTELAMIENTO DE EQUIPO DE TRP, POSTERIOR.		1.00
		EFFECTUO ABATIMIENTO DE MASTIL, 2DA Y 1RA SECCION EN CONDICIONES NORMALES, OK.		
	11:00	13:00 DESMANTELO EQUIPO EN GENERAL AL 100% EN POZO FUR-2376		2.00
HORAS		22.00	8.00	14.00
DIAS		0.92	0.33	0.58

En este tipo de intervenciones es importante una buena coordinación entre todas las compañías involucradas, en esta operación no fue la excepción por parte de nuestro grupo de trabajo; al ponerse de acuerdo con las compañías proveedoras del material (tubería, zapata conectora, 1/2 árbol de válvulas).

Se demostró que la rapidez y eficiencia en la movilización de los equipos MCU'S, se pueden iniciar intervenciones antes de que anochezca, al instalar el equipo completamente y realizar la lista de verificación (check-list). También el tener todo el material requerido para la operación en sitio, permite tener solo tiempos productivos, logrando terminar este tipo de intervenciones en menos de un día, reduciendo sus costos en un 25% en comparación al costo programado de \$46,416.31 dólares.

Conclusiones

Los cambios tecnológicos en los materiales metalúrgicos y la aplicación de ingeniería en los diseños de equipos de terminación y reparación de pozos han permitido construir equipos cada vez más compactos y automatizados que eficientizan los trabajos de reparación, maximizando su valor económico y minimizando los riesgos del personal que los opera.

El uso de menor cantidad de unidades para la reparación de pozos, incide directamente sobre la disminución de costos por mantenimiento.

Considerando el efecto de la declinación de los yacimientos, el uso de unidades móviles combinadas permite la flexibilidad de transportación de acuerdo a la prioridad de los pozos que comprometen mayor producción.

Debido a la rapidez, eficiencia, economía e información de las unidades móviles combinadas, y la mejora en los procedimientos se ha logrado reducir el tiempo en las intervenciones realizadas, entregando en promedio 20 pozos reparados por mes.

También el presente trabajo hace énfasis en la necesidad de difundir nuevas tecnologías en el país, principalmente en el sector petrolero, pues como todo siempre es mejor realizar operaciones con calidad y con el compromiso de cuidar el medio ambiente tan necesario para la supervivencia de la humanidad.

Referencias bibliográficas y sitios web

1. PEMEX. *Indicadores Petroleros. Febrero, 2014.*
<http://www.ri.pemex.com/files/content/indicador1.pdf>
2. PEMEX. *Anuario Estadístico. 2013.*
http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Documents/anuario_estadistico_2013/anuario-estadistico-2013_131014.pdf
3. SENER. *Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2013 – 2027. 2013.*
http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2013/Prospectiva_de_Petroleo_y_Petroliferos_2013-2027.pdf
4. 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
5. Narváez Ramírez, Antonio. *Retos y Avances en el Desarrollo y Operación de un Yacimiento No Convencional, “Chicontepec”.* Diciembre, 2012. Al México.
6. Comisión Nacional de Hidrocarburos. *Proyecto Aceite Terciario del Golfo, Primera Revisión y Recomendaciones.* Abril, 2010. SENER.
7. Jiménez Meneses, Gabriela, y Sandoval Chávez, Daniel. *Estrategias de Explotación de Campos Petroleros con Características Similares a Chicontepec.* Tesis Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM. 2009.
8. Stuart Truscott, William. *Ficha Técnica de los Equipos MCU.* Tarco Latin America. Enero, 2011.
9. Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo, *Programa de Mejora: Análisis de perforación y reparación de pozos.* Subdirección de Producción Región Norte, PEMEX. Junio, 2013.
10. PEMEX 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.

-
11. PEMEX Exploración y Producción. *Servicios Integrales de Reparación y Mantenimiento de los Pozos del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo y/u otros de la Región Norte, Paquete II: Anexo C “Catalogo de Conceptos”*. Febrero, 2012.
 12. Tarco Latin America, S.A. de C.V.
<http://www.tarco.com.mx/index.html>
 13. Western Star
<http://www.westernstartrucks.com/>
 14. Rangel Martínez, Ignacio, y Torres Sierra, Arturo. *Mantenimiento de Pozos Petroleros*. Tesis Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM. Febrero, 2001.
 15. Murillo Martínez, Pedro Vicente. *Procedimientos Operativos en la Terminación y Reparación de Pozos Petroleros*. Tesis Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM. Junio, 2001.