



# **INSTITUTO TECNOLÓGICO SUPERIOR DE MISANTLA**

---

## **“PROPUESTA DE LIMPIEZA DE APAREJOS MEDIANTE AGENTES QUÍMICOS ESPUMADOS UTILIZANDO UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE”**

### **TESIS**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO EN  
INGENIERÍA PETROLERA

P R E S E N T A

**IRENE CONTRERAS CELIS**

**ALONDRA VAZQUEZ MODESTO**

DIRECTOR DE TESIS:  
**DR. DAVID REYES GONZÁLEZ**

MISANTLA, VERACRUZ

22 JUNIO 2021.



**INSTITUTO TECNOLÓGICO SUPERIOR DE MISANTLA**  
**DIVISIÓN DE ESTUDIOS PROFESIONALES**  
**AUTORIZACIÓN DE IMPRESIÓN DE TRABAJO DE TITULACIÓN**

---

FECHA: 20 de Octubre de 2021.

ASUNTO: **AUTORIZACIÓN DE IMPRESIÓN DE TESIS PROFESIONAL.**

**A QUIEN CORRESPONDA:**

Por medio de la presente hago constar que el (la) C:

**IRENE CONTRERAS CELIS**

---

pasante de la carrera de INGENIERÍA PETROLERA con No. de Control 162T0753 ha cumplido satisfactoriamente con lo estipulado por el **Manual de Procedimientos para la Obtención del Título Profesional de Licenciatura** bajo la opción **Titulación Integral (Tesis Profesional)**

Por tal motivo se **Autoriza** la impresión del **Tema** titulado:

**“PROPUESTA DE LIMPIEZA DE APAREJOS MEDIANTE AGENTES QUÍMICOS ESPUMADOS UTILIZANDO UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE”**

Dándose un plazo no mayor de un mes de la expedición de la presente a la solicitud del Acto de Recepción para la obtención del Título Profesional.

ATENTAMENTE

**ING. GERBACIO TLAXALO ESPINOZA**  
**DIVISIÓN DE ESTUDIOS PROFESIONALES**



Archivo.



**INSTITUTO TECNOLÓGICO SUPERIOR DE MISANTLA  
DIVISIÓN DE ESTUDIOS PROFESIONALES  
AUTORIZACIÓN DE IMPRESIÓN DE TRABAJO DE TITULACIÓN**

---

FECHA: 20 de Octubre de 2021.

ASUNTO: **AUTORIZACIÓN DE IMPRESIÓN  
DE TESIS PROFESIONAL.**

**A QUIEN CORRESPONDA:**

Por medio de la presente hago constar que el (la) C:

**ALONDRA VÁZQUEZ MODESTO**

---

pasante de la carrera de INGENIERÍA PETROLERA con No. de Control 162T0787 ha cumplido satisfactoriamente con lo estipulado por el **Manual de Procedimientos para la Obtención del Título Profesional de Licenciatura** bajo la opción **Titulación Integral (Tesis Profesional)**

Por tal motivo se **Autoriza** la impresión del Tema titulado:

**“PROPUESTA DE LIMPIEZA DE APAREJOS MEDIANTE AGENTES QUÍMICOS  
ESPUMADOS UTILIZANDO UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE”**

Dándose un plazo no mayor de un mes de la expedición de la presente a la solicitud del Acto de Recepción para la obtención del Título Profesional.

ATENTAMENTE

**ING. GERBACIO TLAXALO ESPINOZA  
DIVISIÓN DE ESTUDIOS PROFESIONALES**



Archivo.

## Agradecimientos

Le agradezco a **Dios** por haberme acompañado & guiado a lo largo de mi carrera. Quien con su infinita bondad & misericordia ha forjado mi camino & me ha dirigido por el sendero correcto. ¡Merecidas e infinitas gracias a Jehová de los ejércitos!

A mi madre, **Antonia Modesto Rodríguez**, por conducirme por un camino de rectitud, por forjarme con amor & cariño incondicional, por apoyarme en cada aspecto a lo largo del camino, por sus sabios consejos & por impulsarme a seguir ante cualquier adversidad. A ti madre adorada, te doy las gracias. ¡Te amo mamá!

A mi abuelita, **Paulina Domínguez Rodríguez**, por enseñarme lo dulce de la vida, por creer en mí, por escucharme pacientemente, por ayudarme a seguir adelante en los momentos más difíciles & por cuidar de mí cuando lo necesite. A ti te dedico parte de mi triunfo abuelita de mi corazón. ¡Te amo Pau!

A mi padre, **Enrique Vazquez Ortiz**, por inculcarme disciplina, responsabilidad, humildad & respeto, por haberme motivado a seguir adelante, por ser una pieza clave a lo largo del camino, a ti papá gracias. ¡Te amo Romagnoli!

A mi novio, **Antonio De Jesús Cortés Lagunes**, por estar a mi lado, por ser mi gran apoyo día a día, por ser mi motivación, & ser clave importante en todo esto, gracias. Estoy muy orgullosa de la persona tan maravillosa que eres & espero nunca dejes de sonreír. ¡Te amo mi ingeniero maravilloso!

A mi asesor, **Doc. David Reyes Gonzales**, por compartir de su experiencia y contribuir a la mejora de este trabajo, por dedicar de su tiempo & de sus vastos conocimientos para la realización de este proyecto. ¡Gracias Doctor David!

Alondra Modesto.

## Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecer a Dios por seguir presentándome esta vida hermosa y por llevarme por un buen sendero, por haberme dado la sabiduría y la fortaleza para que todo fuera posible y dejar que mis padres sigan aquí a mi lado y darme una familia maravillosa.

Quiero agradecer el apoyo de toda mi familia empezando por mi padre **Bernabé Contreras Melchor** quien me ha enseñado a valorar los resultados de un gran esfuerzo, por qué siempre me ha demostrado a nunca rendirme y obtener todo lo que me proponga, por tu amor y apoyo incondicional que me ayudado a ser la persona que soy ahora, has sido la base que me ha hecho cada vez más fuerte y que me ha hecho alcanzar cada una de mis metas. ¡Te quiero mucho Papi!

A mí madre hermosa **Minerva Celis Santiago** que siempre ha estado en todo preciso momento para levantarme la moral y apoyarme siempre que las cosas se ponían difíciles y darme fuerzas para seguir adelante, por escucharme y siempre tener algo que decirme y levantarme los ánimos, por prestarme su hombro para desahogarme en llanto, y siempre hacerme sentir mejor, por prepararme mis platillos favoritos y consentirme hasta el día de hoy. ¡Te amo mucho Ma!

A mis hermanos que me impulsan hacer mejor cada día, a mi hermana **Esmeralda Contreras Celis** por compartir alegrías y tropiezos conmigo por darme confianza y ánimos para seguir adelante, a mi hermano, **Mauricio Contreras Celis** que me impulsa a ser una mejor persona cada día y ser su ejemplo a seguir.

A mí pareja por siempre creer en mí y en cada una de los proyectos que me propongo, por estar siempre que lo necesito dándome ánimos para seguir adelante, y darme su amor, su confianza y no dejarme caer.

A mi asesor de tesis el **Doc. David Reyes González** por compartir sus conocimientos a lo largo de este curso y dedicarme tiempo para la realización de este proyecto. ¡Gracias Doc!

Irene Contreras.

## Resumen

El siguiente proyecto enfocado en la limpieza del aparejo de producción con tubería flexible (TF), está implementado en un programa de diseño de pozo detallando las actividades en la intervención de la misma. Por consiguiente, la unidad de tubería flexible es un carrete con tubería enrollada continua que permite las operaciones de perforación, terminación, reparación y mantenimiento de pozos en la industria petrolera.

La razón de utilizar TF sobre otras tecnologías se basa en, reducción de costos, control de pozo dinámico, reducción del personal, reducción tiempos operativos, fácil transporte y acceso de equipos a locación, reducción del impacto ambiental y combinación de operaciones con el mismo equipo.

Se presenta el caso del pozo mora 25 y mora 2 donde conoceremos las operaciones que se realizaron de acuerdo a su programa planeado. Cabe mencionar que el tema central del proyecto va en la estimulación e inyección de químicos, ya que en este caso se menciona la acumulación de sólidos como son el asfálteno y la parafina en el aparejo de producción. Ya que esto ocasiona gravemente en la producción deseada del pozo, esta a su vez disminuye considerablemente debido al taponamiento en su flujo de paso a superficie.

Se plantea una estrategia en la selección de químicos a bombear y poder limpiar completamente la obstrucción de petróleo. Para la acertada selección se deben realizar diferentes análisis de las muestras recolectadas para considerar que el problema es por este tipo de sólidos o descartar esta posibilidad.

Para la aplicación de este tipo de procedimiento es necesario tener una planificación de estos procesos, así que debe estar muy bien definido por etapas, desde el comienzo hasta la terminación de la misma.

Además, se describirá en cómo actúa el agente espumante como medio de eliminación de asfáltenos y parafinas dentro del aparejo de producción del pozo.

## **Anexo I**

Agradecimientos.....	ii
Resumen.....	v
Índice.....	vi
Índice de figuras.....	ix
Índice de tablas.....	xi
Índice de graficas.....	xii

## **índice**

CAPITULO I GENERALIDADES.....	1
1.1 Introducción.....	1
1.1 Problemas a resolver.....	2
1.2 Objetivos (general y específicos).....	2
1.2.1 Objetivo general.....	2
1.2.2 Objetivo específico.....	2
1.3 Justificación.....	2
CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO.....	5
2.1 Definición de una estimulación y tipos de estimulaciones.....	5
2.1.1 Limpieza del pozo.....	5
2.1.2 Objetivo principal de una estimulación.....	6
2.1.3 Ingeniería de la estimulación matricial.....	6
2.1.4 Tipos de estimulaciones.....	6
2.2 Mecanismos de daño.....	7
2.3 Sistemas de fluidos para una estimulación matricial.....	8
2.3.2 Aditivos.....	9
2.4.1 Estimulaciones reactivas utilizando ácidos orgánicos.....	13
2.4.2 Factores que afectan la reacción del ácido con los carbonatos.....	13
2.4.3 Estimulaciones no reactivas en carbonatos.....	15
2.5.2 Descripción del equipo de Tubería Flexible.....	19
2.5.3 Aplicaciones de la Tubería Flexible.....	29
CAPÍTULO III DESARROLLO.....	30
3.1 Ubicación del campo Cárdenas.....	30
3.2 Datos del pozo Mora 25.....	32

3.3	Objetivo y resumen de la intervención a realizar .....	33
3.4	Antecedentes del pozo Mora 25.....	35
3.5	Distribución de tuberías de revestimiento .....	36
3.5.1	Distribución del aparejo de producción actual.....	36
3.5.2	Capacidad del aparejo de producción y espacio anular actual.....	37
3.6	Información del intervalo actual.....	38
3.7	Últimos aforos.....	39
3.8	Análisis Nodal Mora 25.....	40
3.8.1	Resumen de la perforación terminación y reparaciones .....	41
3.8.2	Instalación de Líneas Superficiales.....	42
3.8.3	Limpieza Circulada. ....	42
3.8.4	Limpieza con Tubería Flexible.....	43
3.9	Conexiones superficiales de control .....	45
3.9.1	Esquema de conexiones durante la limpieza del pozo Mora 25 REE.....	46
3.9.2	Programa operativo y tiempo de intervención .....	47
3.9.3	Requerimiento de equipos, materiales y servicios.....	54
3.9.4	Características del equipo para la intervención .....	54
	Reporte de laboratorio .....	55
	Análisis de laboratorio .....	56
	Análisis a las muestras recuperadas durante la operación .....	59
	Pozo mora 25.....	63
	Reporte de laboratorio .....	64
	Análisis de laboratorio .....	65
	Análisis a las muestras recuperadas durante la operación .....	67
	Análisis de los sólidos recuperados durante la operación.....	68
	Pozo mora 2.....	69
	Reporte de laboratorio .....	70
	Antecedentes .....	71
	Introducción.....	71
	Objetivo .....	72
	Fase experimental .....	73
	Resultados .....	77
	Conclusiones.....	78
	Reporte de laboratorio .....	79
	Objetivo .....	80
	Fase experimental .....	80
	Determinación de porcentaje de acidez en sistema SI-FOAM-CHEM .....	82



Resultados .....	83
Conclusiones.....	84
Reporte de laboratorio .....	85
Antecedentes .....	86
Introducción.....	86
Objetivo .....	87
Fase experimental .....	87
Conclusiones.....	88
Propuesta tecnica de trabajo.....	89
3.9.5 Estado mecánico actual Mora 2.....	90
3.9.6 Datos del pozo y tubería flexible y programa operativo de intervención.....	91
3.9.7 Análisis de esfuerzos mediante simulador Cerberus.....	92
3.9.8 Ficha técnica de la unidad de tubería flexible.....	94
3.9.9 Ficha técnica del ensamble de fondo (BHA).....	95
3.9.10 Matriz de riesgos en trabajos con tubería flexible .....	96
CAPÍTULO IV RESULTADOS.....	98
4.1 Descripción de la operación Pozo Mora 25 (limpieza circulada).....	98
4.1.1 Descripción de la operación Pozo Mora 25 (limpieza circulada con TF) .....	99
4.1.2 Certificado de Tubería flexible día 16/02/2021 .....	100
4.1.3 Certificado de Tubería flexible día 17/02/2021 .....	101
4.1.4 Certificado de Tubería flexible día 18/02/2021 .....	102
4.1.5 Certificado de Tubería flexible día 19/02/2021 .....	103
4.1.6 Graficas de trabajo Pozo Mora 25 .....	104
4.1.7 Graficas de trabajo con UTF .....	108
4.1.8 Comparativo tiempos programados contra tiempos reales Poza Mora 25.....	109
4.2 Descripción de la operación Pozo Mora 2 (limpieza de aparejo directa por TR)....	111
4.2.1 Descripción de la operación Pozo Mora 2 (limpieza de aparejo por TF) ....	112
4.2.2 Certificado de Tubería flexible día 13/06/2019 .....	113
4.2.3 Certificado de Tubería flexible día 23/07/2019 .....	114
4.2.4 Certificado de Tubería flexible día 24/07/2019 .....	115
4.2.5 Certificado de Tubería flexible día 25/07/2015 .....	116
4.2.6 Graficas de trabajo Pozo Mora 2.....	117
4.2.7 Comparativo tiempos programados contra tiempos reales Poza Mora 25.....	117
CAPÍTULO V CONCLUSIONES .....	123
5.1 Conclusiones .....	123
5.2 Recomendaciones.....	122
5.3 Competencias desarrolladas.....	125

Fuentes de información .....	126
Anexos.....	127

## Índice de figuras

Figura 2.1 Figura representativa de una estimulación.....	5
Figura 2.2 Representación esquemática de una zona dañada.....	6
Figura 2.3 Solubilidad del HCL en caliza y dolomita.....	11
Figura 2.4 Efecto de la Presión sobre el tiempo de reacción del HCL- CaCO <sub>3</sub> .....	13
Figura 2.5 Imagen representativa Aditivos.....	15
Figura 2.6 Cabeza inyectora Bowen 1964, principal componente del equipo de tubería flexible.....	17
Figura 2.7 Unidad de Coiled Tubing.....	18
Figura 2.8 Equipo de TF.....	19
Figura 2.9 Unidad de potencia de la TF.....	20
Figura 2.10 Esquema simplificado de los componentes del carrete de Tubería Flexible.....	20
Figura 2.11 Lubricador de tubería.....	21
Figura 2.12 Cabina de control.....	22
Figura 2.13 Componentes principales de la cabeza inyectora.....	23
Figura 2.14 Motores Hidráulicos.....	24
Figura 2.15 Indicador de peso.....	24
Figura 2.16 Preventor cuádruple.....	25
Figura 2.17 Ariete de corte.....	26
Figura 2.18 Preventor Combi.....	27
Figura 2.19 Stripper.....	27
Figura 3.1 Mapa del Área Contractual Cárdenas – Mora.....	29
Figura 3.2 Producción Cárdenas – Mora.....	31
Figura 3.3 Ubicación geográfica del pozo Mora 25.....	32
Figura 3.4 Verificar en sitio medio árbol de producción previo a la intervención en el Pozo Mora 25.....	44
Figura 3.5 Determinación de porcentaje de sólidos, agua y aceite.....	56
Figura 3.6 Determinación de Gravedad Especifica.....	56
Figura 3.7 Muestras recuperadas durante la intervención pozo Mora 25.....	57

Figura 3.8 Muestras recuperadas durante la intervención pozo Mora 25, en laboratorio de TPMEXICANA.....	57
Figura 3.9 Muestras recibida en el laboratorio recuperadas durante la intervención, primera etapa.....	58
Figura 3.10 Muestras recibida en el laboratorio recuperadas durante la intervención, segunda etapa.....	58
Figura 3.11 Determinación de porcentaje aceite, agua y sólidos. 1ra etapa.....	58
Figura 3.12 Determinación de porcentaje aceite, agua y sólidos. 2da etapa.....	58
Figura 3.13 Determinación de porcentaje aceite, agua y sólidos. 1ra etapa.....	59
Figura 3.14 Determinación de porcentaje aceite, agua y sólidos. 2da etapa.....	69
Figura 3.15 Determinación de porcentaje aceite, agua y sólidos. 1ra etapa.....	59
Figura 3.16 Determinación de porcentaje aceite, agua y sólidos. 2da etapa.....	59
Figura 3.17 Determinación de porcentaje aceite, agua y sólidos. 1ra etapa.....	60
Figura 3.18 Determinación de porcentaje aceite, agua y sólidos. 2da etapa.....	60
Figura 3.19 Determinación de porcentaje aceite, agua y sólidos. 1ra etapa.....	60
Figura 3.20 Determinación de porcentaje aceite, agua y sólidos. 2da etapa.....	60
Figura 3.21 Determinación de porcentaje de sólidos, agua y aceite.....	65
Figura 3.22 Determinación de Gravedad Especifica.....	65
Figura 3.23 Muestras recuperadas durante la intervención.....	66
Figura 3.24 Muestras de solidos recuperados durante la intervención.....	67
Figura 3.25 Muestras de solidos recuperados durante la intervención. Vista microscópica 60 x.....	67
Figura 3.26 Muestras de solidos recuperados durante la intervención reaccionando con sistema inorgánico SI-FOAM-CHEM al 15 % la reacción fue inmediata y agresiva, se observa liberación de gas.....	67
Figura 3.27 Muestra de aceite recibida de pozo Mora 2.....	72
Figura 3.28 Prueba de centrifugado Muestra pura de aceite.....	73
Figura 3.29 Prueba de centrifugado Muestra con desemulsificante.....	73
Figura 3.30 Gravedad específica y temperatura del aceite.....	74
Figura 3.31 Resinas Asfálticas.....	75
Figura 3.32 Asfáltenos.....	75
Figura 3.33 Parafinas.....	75
Figura 3.34 Representación gráfica de Mora 2.....	75
Figura 3.35 Prueba de estabilidad SO-FOAM-CHEM.....	80
Figura 3.36 Prueba de estabilidad de SI-FOAM-CHEM.....	80

Figura 3.37 Prueba de Compatibilidad SO-FOAM-CHEM y Prueba de Compatibilidad SI-FOAM-CHEM.....	80
Figura 3.38 Prueba de malla #100 SO-FOAM-CHEM.....	81
Figura 3.39 Prueba de malla #100 SI-FOAM-CHEM.....	81
Figura 3.40 Determinación de contenido de fierro.....	82
Figura 3.41 Cupón lado exterior; Cupón lado interior.....	87
Figura 3.42 Resultado obtenido cupón lado exterior; resultado obtenido cupón lado interior.....	87
Figura 3.43 De acuerdo a la geometría del pozo Mora 2, no se encuentra problema para realizar la operación, lo cual se puede observar en la elipse de esfuerzos biaxiales.....	91
Figura 3.44 Peso de la Sarta en Superficie con arrastres al entrar y salir del Pozo.....	91
Figura 3.45 De acuerdo al grafico anterior no se encuentra problema en alcanzar la profundidad programada de 5800 m.....	92
Figura 3.46 Nos muestra la Fuerza de Levantamiento de la Sarta 35102 Lbf a la profundidad programada de 5800 m.....	92
Figura 4.1 Prueba de Hermeticidad, Pozo Mora 25.....	103
Figura 4.2 Limpieza circulada por TP, Pozo Mora 25.....	103
Figura 4.3 Parámetros de la operación.....	104
Figura 4.4 Limpieza de aparejo con TF, Pozo Mora 25.....	104
Figura 4.5 Limpieza de aparejo con TF, Pozo Mora 25.....	105
Figura 4.6 Parámetros de operación Pozo Mora 25.....	105
Figura 4.7 Parámetros de operación Pozo Mora 25.....	106
Figura 4.8 Parámetros de operación Pozo Mora 25.....	106
Figura 4.9 Limpieza con TF, Mora 25.....	107
Figura 4.10 Limpieza con TF, Mora 25.....	107
Figura 4.11 Tiempo real vs programado, Pozo Mora 25.....	108
Figura 4.12 Tiempo acumulado real vs programado, Pozo Mora 25.....	108
Figura 4.13 Prueba de líneas, Pozo Mora 2.....	116
Figura 4.14 Limpieza de aparejo en directo por TP, Pozo Mora 2.....	116
Figura 4.15 Limpieza de aparejo en directo por TP, Pozo Mora 2.....	117
Figura 4.16 Parámetros de operación, Pozo Mora 2.....	117
Figura 4.17 Limpieza de aparejo con TF, Pozo Mora 2.....	118
Figura 4.18 Limpieza en directo con TF, Pozo Mora 2.....	118
Figura 4.19 Parámetros de la operación, Pozo Mora 2.....	119

Figura 4.20 Limpieza con TF, Pozo Mora 2.....	119
Figura 4.21 Prueba de tensión, Pozo Mora 2.....	120
Figura 4.22 Tiempo real vs programado, Pozo Mora 2.....	121
Figura 4.23 Prueba de tensión, Pozo Mora 2.....	121

## Índice de tablas

Tabla 3.1 Coordenadas geográficas de los vértices del Campo Cárdenas. (Fuente: Contrato).....	30
Tabla 3.2 Coordenadas geográficas de los vértices del Campo Mora. (Fuente: Contrato).....	30
Tabla 3.3 Resultados obtenidos de muestras de retorno.....	61
Tabla 3.4 Resultados comparativos de caracterización del aceite antes y después del tratamiento.....	62
Tabla 3.5 Resultados obtenidos de muestras de retorno.....	66
Tabla 3.6 Resultados comparativos de caracterización del aceite antes y después del tratamiento.....	68
Tabla 3.7 Resultados análisis composicional de muestra.....	76
Tabla 3.8 Grado de corrosión permisible por tipo de tubería.....	86
Tabla 4.1 Matriz de riesgos en trabajo con tubería flexible.....	95
Tabla 4.2 Tiempos operativos contra tiempos reales, Pozo Mora 25.....	108
Tabla 4.3 Equipos, materiales y servicios durante la intervención.....	109
Tabla 4.4 Tiempos programados contra tiempos reales, Pozo Mora 2.....	120

# CAPÍTULO I

## GENERALIDADES

### 1.1 Introducción

En la actualidad, la depositación de material orgánico en los procesos de producción de crudo es uno de los problemas más comunes en la industria petrolera tanto a nivel nacional como internacional, debido a que afectan de manera importante los equipos, instalaciones de producción y recolección, así como conllevan a una rápida declinación en la tasa de producción.

Variaciones en la presión y fuertes caídas en la temperatura ocasiona que las parafinas y asfáltenos se precipiten fuera del fluido que los transporta ocasionado taponamiento, disminuyendo así el área disponible al flujo, lo que genera una disminución en la tasa de producción de hidrocarburo. La presencia de estos compuestos orgánicos puede adherirse en muchos lugares a lo largo del sistema de producción, desde el interior de la formación hasta las bombas, la tubería de producción, los cabezales de los pozos, las válvulas de seguridad, las líneas de flujo y las instalaciones de superficie. Debido a esto, se han realizado una importante cantidad de estudios para conocer la naturaleza de este fenómeno.

Para remediar este problema, es importante conocer la estructura de los asfáltenos y parafinas para poder diseñar moléculas que inhiban su agregación. Existen varios métodos de tratamiento los cuales conllevan a un incremento en los costos operacionales debido principalmente a la interrupción de la producción y costo del tratamiento. Por lo que es común recurrir a tratamientos químicos que son diseñados de manera específica para cada uno; de los cuales, hay químicos que nos ayudarán a prevenir la precipitación de estos orgánicos y así mantenerlos dispersos, incluyendo aquellos orgánicos ya aglomerados.

La integración adecuada de una completa información es clave para diseñar programas de tratamiento y control de depositación de parafinas que presenten los resultados esperados.

Actualmente, ya se tiene un mayor conocimiento de su problemática, pero no existe un método universal para atacar este problema pues cada pozo es diferente y lo que resultó ser bueno para uno puede ser muy dañino para otro, aunque sea el mismo yacimiento.

El estudio del fenómeno de la precipitación y posterior depositación de parafinas en tuberías que producen y transportan aceites parafínicos, ha adquirido gran relevancia en los últimos años, principalmente en aquellos países con condiciones climáticas difíciles (bajas temperaturas) o que producen en sistemas costa fuera.

## **1.2 Problemas a resolver**

Solucionar la depositación de material orgánico en los procesos de producción de petróleo, a fin de poder encontrar una alternativa rentable, necesaria para contrarrestar las causas que conllevan a una rápida declinación en la tasa de producción en el pozo Mora 25 y Mora 2.

## **1.3 Objetivos (general y específicos)**

### **1.3.1 Objetivo general:**

Restituir la producción en pozos con problemas de precipitación de compuestos orgánicos (parafinas y asfáltenos) y agua con tendencia incrustante.

### **1.3.2 Objetivo específico:**

- Diseñar el programa de limpieza para el pozo MORA 25, mediante bombeo de un sistema espumado orgánico (base xileno) e inorgánico (base ácido clorhídrico) a través de una unidad de tubería flexible.
- Diseñar el programa de limpieza para el pozo MORA 2, mediante bombeo de un sistema espumado orgánico (base xileno) e inorgánico (base ácido clorhídrico) a través de una unidad de tubería flexible.

## **1.4 Justificación**

Los hidrocarburos contenidos en formación previo a producción se encuentran en un estado de equilibrio, a medida que este se lleva a superficie, este equilibrio sufre varios cambios. El mayor factor de afectación son los cambios en la pérdida de volatilidad del aceite, los cambios de presión neta y la reducción de temperatura.

Al perderse este equilibrio los componentes pesados del hidrocarburo como es el caso de los asfáltenos y parafinas tienden a agruparse, formando depósitos que se adhieren en las paredes del pozo afectando el flujo del hidrocarburo hacia la superficie, lo que ocasiona caídas considerables en la producción. A su vez en pozos con producción de agua junto al hidrocarburo, esta agua de formación en algunos casos debido a su composición tiende a formar incrustaciones de carbonatos de calcio las cuales también suman restricciones al flujo de hidrocarburos hacia superficie.

Cada uno de estos problemas tiene su propio tratamiento, para las deposiciones orgánicas suelen tratarse con sistemas orgánicos base Xileno que los disuelven y transportan a superficie, en caso de las incrustaciones de carbonatos se utiliza el ácido clorhídrico en concentraciones del 7.5% y 15%, el cual reacciona con el carbonato de calcio generando cloruro de calcio, agua y dióxido de carbono.

Para la implementación de dichos tratamientos es necesario inyectarlos a la zona donde se encuentran estos depósitos, puede ser tanto en el aparejo de producción como en la cara de la formación o el yacimiento mismo, teniendo diferentes técnicas de aplicación una de las más comunes es bombear a través de una unidad de tubería flexible que baja hasta la zona de interés.



## CAPÍTULO II

### MARCO TEÓRICO

#### 2.1 Definición de una estimulación y tipos de estimulaciones

Es un proceso mediante el cual se restituye y/o mejoran los canales de flujo en la roca productora, mediante la remoción del daño con la aplicación de un sistema de fluido, comúnmente denominado sistema de tratamiento. (UPMP, 2008)

La determinación del tipo de daño, el análisis nodal y la corroboración del daño a través de pruebas de laboratorio son factores importantísimos que deben considerarse para seleccionar y diseñar el tratamiento de un pozo candidato a estimular.

##### 2.1.1 Limpieza del pozo

El fluido no es inyectado dentro de la formación. Se recomienda el uso de Tubería Flexible para obtener una mayor efectividad.

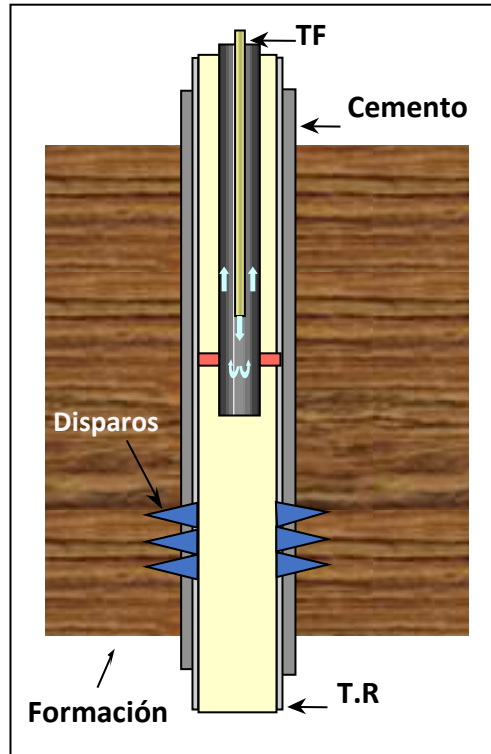


Figura 1.1. Figura representativa de una estimulación.

### **2.1.2 Objetivo principal de una estimulación**

- i. Restablecer la permeabilidad natural de la formación.
- ii. Incrementar la Productividad o Inyectabilidad de la formación.

### **2.1.3 Ingeniería de la estimulación matricial**

Aplicación práctica de los principios matemáticos en la estimulación matricial, mediante la ejecución de un proceso con una metodología definida y dirigida a mejorar el desempeño de un pozo. El proceso incluye los siguientes aspectos:

- Selección del pozo.
- Caracterización del daño en la formación.
- Conceptos de la acidificación.
- Selección del fluido y aditivos.
- Colocación del fluido.
- Pruebas de laboratorio.
- Diseño del tratamiento.
- Ejecución y evaluación del trabajo.

### **2.1.4 Tipos de estimulaciones**

- Limpia.
- Orgánica. (No reactiva)
- Ácida. (Reactiva)
- Mixta.
- Squeeze.
- Mecánica.
- Biológica.
- Enzimática.
- Térmica.

Para determinar un pozo candidato a estimular, la premisa principal es la detección de un comportamiento anormal en su historia de producción, para ello es necesario destacar los puntos más relevantes que se deben tomar en cuenta, como historia de presiones, análisis

IPR, mediciones, registros geofísicos, cambio de estranguladores, producción de agua, relación gas aceite, y cumplir con las condiciones para poder ejecutar un tratamiento de estimulación técnico-operativo sustentable. (Francisco, 2012)

## 2.2 Mecanismos de daño

El daño es la alteración negativa de las propiedades de flujo de los conductos porosos y fracturas en la vecindad del pozo, las perforaciones de los disparos y del yacimiento mismo. Este daño puede ser originado durante las operaciones realizadas en un pozo, desde su etapa inicial de perforación hasta su etapa de recuperación secundaria, pasando por la terminación, la reparación, la limpieza y toda operación inherente a su producción. El daño puede variar desde una pequeña pérdida de permeabilidad, hasta el bloqueo total de las zonas productoras. El daño significa reducción de la producción y de la recuperación.

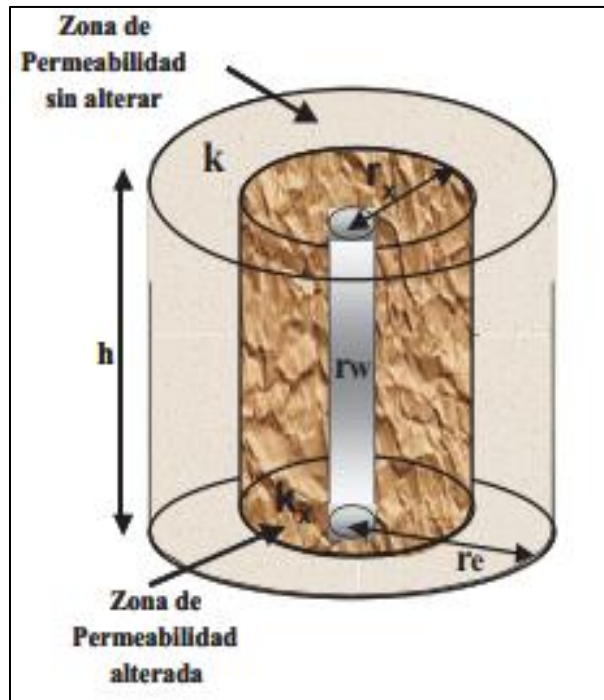


Figura 2.2 Representación esquemática de una zona dañada.

Independientemente del origen o la naturaleza del daño, este afecta el patrón de flujo natural de los fluidos en la formación. Los daños que tradicionalmente conocemos, presentes en el sistema roca-fluidos, los podemos agrupar en tres tipos básicos:

**a) Daño a la permeabilidad absoluta**

En este tipo de daño las partículas y materiales ocupan parcial o totalmente el espacio poroso de la formación, ya sea por:

- 1) La presencia de finos y arcillas de la propia formación.
- 2) Sólidos de los fluidos de perforación o de terminación.
- 3) Incrustaciones de depósitos orgánicos (asfaltenos o parafinas) o
- 4) Depósitos complejos de orgánicos e inorgánicos, entre otros.

**b) Cambios en la permeabilidad relativa**

Los cambios resultan frecuentemente en una reducción al fluido de producción deseado, estos se deben a cambios a la mojabilidad al aceite en una formación productora de hidrocarburos mojada al agua y/o por cambios en la saturación de fluidos, debido a tratamientos previos, por un trabajo de reparación, etc.

**c) Alteración de la viscosidad**

El incremento en la viscosidad del fluido puede ser debido a la formación de emulsiones, polímeros, etc. y esto dificulta el flujo de fluidos” (Sánchez Velázquez, 2011).

## **2.3 Sistemas de fluidos para una estimulación matricial**

“La mayor parte de la producción de hidrocarburos se presenta en formaciones carbonatadas o en areniscas. Durante la etapa de perforación y terminación del pozo diversos factores químicos o mecánicos pueden alterar su estado original provocando daños que resultan en una caída de presión y por consiguiente en una disminución en la producción de hidrocarburos. Además, en estas etapas o durante la vida productiva del pozo pueden presentarse condiciones como cambios de mojabilidad, bloqueos por agua, presencia de compuestos orgánicos, mezclas complejas de orgánicos e inorgánicos, presencia de arcillas y finos o sludge, entre otras, que provocan la presencia de cualquiera de los mecanismos de daños ya mencionados” (Miguel, 2013).

El tratamiento para este tipo de formaciones puede clasificarse de manera general de la siguiente forma:

### **2.3.1 Base del sistema**

En función del elemento básico que la constituye se pueden clasificar de la siguiente manera.

#### **Reactivas:**

- a. Ácido clorhídrico (HCL)
- b. Ácido Fluorhídrico (HF)
- c. Ácido Acético(2HCH<sub>3</sub>CO<sub>3</sub>)
- d. Ácido Fórmico (2HCOOH)

#### **No reactivas:**

- a. Solventes Mutuos
- b. Solventes Aromáticos

“Cuando el daño consiste de parafinas y asfaltenos, deben usarse solventes orgánicos como solvente base para ayudar a disolver el material y así restaurar la permeabilidad. Cuando incrustaciones o sólidos solubles en ácido, son cubiertas con aceite, el uso de solventes colocados como precolchón antes de la etapa de ácido, es útil para limpiar la superficie y permitir más directamente la reacción del ácido. El ácido nunca debe usarse sólo en un intento para remover depósitos de asfaltenos o parafinas” (Nierode, 1971).

### **2.3.2 Aditivos**

Existe una gran cantidad de aditivos utilizados en los tratamientos ácidos, que facilitan el uso de los sistemas permitiendo una mayor efectividad, básicamente estos pueden agruparse en:

#### **a) Inhibidores de corrosión**

“Típicamente son materiales fuertemente catiónicos, con una fuerte afinidad con la superficie metálica, para ser efectivos deben tener la capacidad de adherirse al interior de la tubería, formando una delgada cubierta protectora a medida que el ácido es bombeado,

debido a su fuerte carga catiónica debe ser usado cuidadosamente para cumplir su función, ya que un exceso de este inhibidor puede influir en la matriz e inducir un daño a la permeabilidad relativa, causado por un cambio de mojabilidad” (Sánchez Velázquez, 2011).

### b) Surfactantes

“Los surfactantes son comunes en todos los tratamientos ácidos y ellos son el elemento básico en las estimulaciones no reactivas; las funciones de un surfactante usado en una acidificación incluyen: La desemulsión, dispersión, prevención del sludge, penetración y reducción de la tensión superficial, evitar el hinchamiento o dispersión de arcillas, mojar de agua a la roca, ser compatible con los fluidos de tratamiento y de la formación, ser soluble a los fluidos de tratamiento a temperatura de yacimiento” (G.P., 2003).

Tabla 2.1 Clasificación de los surfactantes.

CLASIFICACION	DESCRIPCION	CARGA SOLUBLE EN AGUA	GRUPO QUIMICO	APLICACIONES
ANIONICO		NEGATIVA	SULFATOS FOSFATOS SULFONATOS FOSFONATOS	NO EMULSIFICANTES RETARDADORES NO EMULSIFICANTES LIMPIADORES
CATIONICO		POSITIVA	COMPUESTOS DE AMINAS	NO EMULSIFICANTES INHIBIDOS DE CORROSION BACTERISIDAS
NO-IONICO		SIN CARGA	POLIMEROS	NO EMULSIFICANTES INHIBIDOS DE CORROSION ESpumantes
ANFOTERICO		LA CARGA DEPENDE DEL PH DEL SISTEMA	SULFATO DE AMINA  FOSFATO DE AMINA	VISCOSIFICANTES INHIBIDOS DE CORROSION

### c) Solventes mutuos

“Los solventes mutuos o mutuales como el Etilen Glicol Mono Butil Ether ( EGMBE) o materiales similares, son otros aditivos frecuentemente utilizados en los sistemas ácidos, a menudo son utilizados por su solubilidad tanto en fluidos base agua o aceite. Los solventes mutuos para ser efectivos, deben ser agregados en concentraciones de aproximadamente 10% del volumen de ácido ( lo que incrementa el costo del tratamiento) y su uso debe ser evaluado antes del tratamiento” (Sánchez Velázquez, 2011)

#### **d) Aditivos de control de hierro**

“Muchas formaciones contienen Siderita, hematita y otros minerales ricos en hierro, además del hierro que puede ser desprendido de la misma tubería, por lo tanto los agentes secuestrantes de hierro son un aditivo común en los tratamientos ácidos. La química de los componentes de incrustaciones de hierro es más compleja que las de otro tipo, ya que existen dos formas de hierro en la formación, ferroso y férrico (éste último de mayor riesgo, y el primero que se forma en las estimulaciones); en solución, la forma ferrosa puede ser oxidada a férrico en presencia de oxígeno. La mayoría de las aguas de formación contienen menos de 100 ppm de hierro, que puede verse incrementada substancialmente por corrosión, o por contacto de magnetita o de hematita” (Sánchez Valázquez, 2011).

#### **e) Agentes divergentes**

El cubrir efectivamente el intervalo de interés es crítico para el éxito de un tratamiento matricial ya sea en carbonatos o en areniscas. La desviación en un tratamiento puede ser complementada utilizando desviadores mecánicos como empacadores, tapones puente, bolas selladoras en los disparos, sólidos químicos, espuma e incremento en el ritmo de inyección por debajo de la presión de fractura.

#### **f) Gas**

Es también considerado un aditivo en tratamientos ácidos. El nitrógeno puede agregarse al ácido para facilitar la recuperación del ácido gastado cuando se acidifican pozos depresionados y por supuesto cuando se usa espuma nitrogenada como desviador. Existe una técnica patentada por J. L. Gidley ( “El futuro de las acidificaciones” JPT 230) que reporta ventajas de usar Bióxido de carbono ( CO<sub>2</sub>), como un precolchón por delante del ácido, en tratamientos de zonas de aceite.

### **2.4 Estimulación matricial en carbonatos**

Como se mencionó anteriormente las estimulaciones matriciales en cualquier formación pueden ser reactivas o no reactivas. Para las formaciones de carbonatos los tipos de ácido que pueden usarse son:

- Ácido Clorhídrico (HCL)
- Ácidos Orgánicos ( Acético y Fórmico)

Este tipo de estimulaciones, ya sea en formaciones calizas o en dolomitas, nos da la oportunidad no tan solo de remover el daño sino de mejorar la permeabilidad en la vecindad del pozo debido a la generación de canales por la disolución de material que genera el ácido. Lo que mayor concierne a una estimulación matricial ácida en carbonatos incluye lo siguiente:

- I. Efectividad del desviador.
- II. Límite de los agujeros de gusano y la excesiva perdida de filtrado.
- III. Aplicaciones en baja y alta temperatura.
- IV. Concentración del ácido.

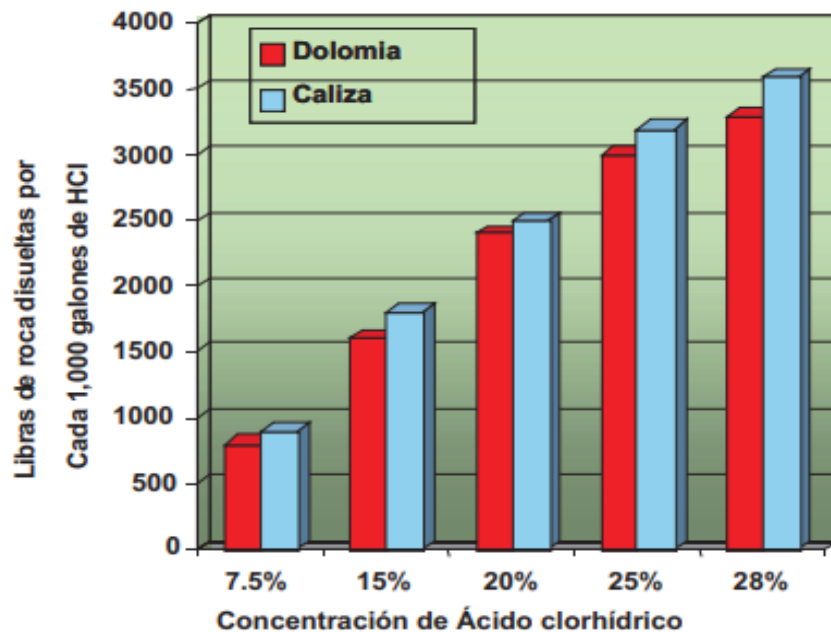


Figura 2.3 Solubilidad del HCL en caliza y dolomita.

La figura 2.3 muestra la capacidad de disolución del HCL a varias concentraciones, en caliza y dolomita. Basado en gran cantidad de volúmenes calculados y por la experiencia de campo, la mayoría de los tratamientos ácidos matriciales utilizan de 75 a 250 galones de ácido por pie de intervalo productor.



El Ácido Clorhídrico es el ácido más utilizado en la estimulación de pozos, y el más fuerte, al 15% se le conoce como ácido regular, si comparamos la misma concentración, es el más corrosivo de los ácidos, reacciona con la caliza y la dolomita.

#### **2.4.1 Estimulaciones reactivas utilizando ácidos orgánicos**

El Acético y el Fórmico son otros dos ácidos que llegan a utilizarse, solos o con el HCL. Son mucho más débiles que el HCL y por lo tanto reaccionarán más lentamente con la mayoría de los minerales en el pozo y por lo tanto permiten una penetración más profunda y mejores propiedades de grabado en algunas formaciones. El Ácido Acético reacciona más lentamente que el Fórmico.

- I. Un 10% de solución de ácido acético disolverá la caliza tanto como un 6% de solución de HCL.
- II. Un 10% de solución de ácido fórmico disolverá la caliza tanto como un 8% de solución de HCL.

#### **2.4.2 Factores que afectan la reacción del ácido con los carbonatos**

Existen algunos factores que influyen en el efecto de reacción del ácido con las formaciones, entre los más importantes:

##### **a) Relación Volumen- Área de contacto**

A mayor superficie de roca expuesta por unidad de volumen de ácido, éste se gastará más rápido.

##### **b) Presión**

Arriba de 750 psi la presión tiene un menor efecto en la reacción del ácido con rocas calcáreas que la mayoría de los otros factores, por debajo de ese valor la reacción se acelera, como se observa en la gráfica 2.

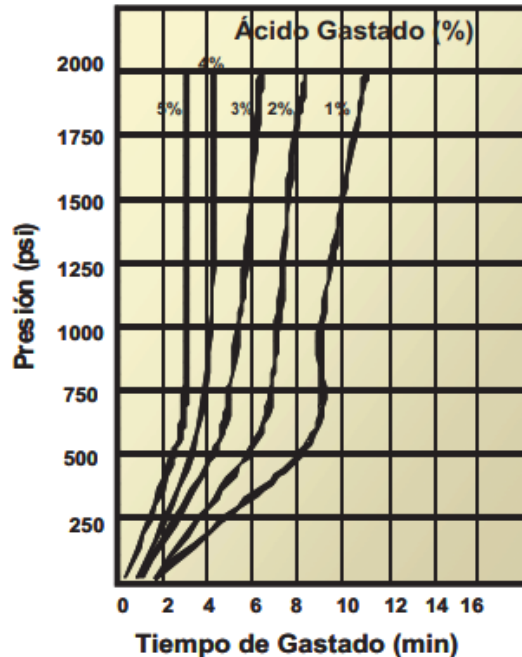


Figura 2.4 Efecto de la Presión sobre el tiempo de reacción del HCL- CaCO3.

### c) Temperatura

A medida que la temperatura se incrementa, el ácido reaccionará más rápido con el material calcáreo.

### d) Concentración del ácido y productos de reacción

Con sólo agregar cloruro de calcio o Bióxido de Carbono a cualquier ácido fuerte retardará ligeramente su reacción. Un ácido orgánico le toma más tiempo gastarse que el HCL porque solo está parcialmente ionizado.

### e) Composición de la roca

La composición química de la roca influirá en la reacción del ácido, las dolomitas generalmente reaccionan más lentamente con el HCL que con las calizas.

### f) Viscosidad

A medida que la viscosidad se incrementa disminuye el tiempo de reacción del ácido.

### 2.4.3 Estimulaciones no reactivas en carbonatos

En este sistema los fluidos de tratamiento no reaccionan químicamente con los materiales de la roca, estos sistemas se utilizan para la remoción de daños ocasionados por bloqueos de agua, aceite o emulsión, pérdidas de fluido de control, depósitos orgánicos, daños por tensión interfacial, por mojabilidad e incrustaciones. Lo anterior es debido a que el flujo de fluidos a través de medios porosos está gobernado por los fenómenos de superficie que representan las fuerzas retentivas de los fluidos en la roca, la acción de la estimulación no ácida concierne principalmente con la alteración de estas fuerzas retentivas, manifestadas en los fenómenos de superficie siguientes:

- Tensión interfacial
- Mojabilidad
- Capilaridad

Los agentes de superficie (surfactantes) son los principales productos químicos que se utilizan en la estimulación matricial no reactiva, debido a su eficiente acción que permite alterar estos fenómenos de superficie.

La selección de un químico para cualquier aplicación particular dependerá de que contaminante esta taponando o bloqueando la permeabilidad de la formación. El HCL no disolverá parafinas, asfaltenos o grasas de la tubería, los tratamientos de esos sólidos o agentes bloqueadores requiere de un solvente orgánico efectivo (normalmente un solvente aromático como tolueno, xileno u otro nitrotolueno). Debido a los diferentes sólidos que taponan o bloquean los poros, se requieren también diferentes solventes para su remoción, no hay un solvente universal para el daño de un pozo.

Los fenómenos de superficie pueden provocar daños en la permeabilidad absoluta, cambios en la permeabilidad relativa y alteraciones en la viscosidad de los fluidos, y deben ser tratados con sistemas no reactivos.

En el caso de las emulsiones, estas generalmente se forman de la mezcla de fluidos base agua y aceite, presentando altas viscosidades que reducen la capacidad de flujo del pozo. Pueden ser estabilizadas por surfactantes, así como por solventes mutuos acompañados de desémulsificantes.

Una formación mojada por aceite reduce la permeabilidad relativa al aceite, en este caso se inyectan solventes mutuos para cambiar la mojabilidad y luego la inyección de un surfactante que deje la roca mojada por agua. El uso de algún surfactante solo no es exitoso, si antes no se ha removido la fase aceite que se encuentra mojando a la roca.

Puede existir un Bloqueo por Agua que también reduce la Permeabilidad relativa al aceite, causado por el incremento en la saturación de agua, se puede formar en la fase de perforación y terminación por filtrado del fluido base agua, lo favorece la presencia de arcillas hidratables. Es tratado mediante la reducción de la tensión superficial entre el agua y aceite o gas, con el uso de surfactantes, solventes mutuos y desemulsificantes, en el caso de pozos de gas es recomendable el uso de ácidos alcohólicos.

Los depósitos Orgánicos como parafinas y asfaltenos dañan la Permeabilidad absoluta, sus orígenes son numerosos y complejos, su principal mecanismo es el cambio en la temperatura y presión en el pozo y las cercanías, pueden removerse con solventes aromáticos (Xileno y Tolueno) y aditivos (antiasfaltenos, dispersantes de parafinas).

Los depósitos orgánicos e inorgánicos dañan la permeabilidad absoluta, son componentes orgánicos que generalmente recubren algún componente inorgánico como incrustación o finos. Requiere un tratamiento con un solvente combinado, tal como una dispersión de solvente de hidrocarburo (aromático) en ácido y surfactantes ( sistema emulsionado).



Figura 2.5 Imagen representativa Aditivos.

## 2.5 Origen de la tubería flexible

Esta gran técnica inicio en los años 50 aplicada en pozos con presión, flujo o pérdida, con el fin de limpiar arenamientos pero en la actualidad se ha convertido en una tecnología multifuncional, como en la intervención tradicional con tubería continua o aplicaciones de reparación.

Mientras que la primera práctica completamente funcional de una unidad de tubería flexible fue realizada por la compañía California Oil Company y Bowen Tools, en 1962. Su propósito fue lavar tapones de arena en pozos de la costa del Golfo.

En un inicio la cabeza inyectora operaba sobre el principio de dos cadenas verticales que giraban enfrente una de la otra, un esquema que en la actualidad se utiliza en la mayoría de las unidades de tubería flexible. El stripper era un simple tipo de sello anular que se activaba hidráulicamente para sellar alrededor de la tubería en cabezales de pozos con presiones bajas. En aquellos tiempos, la tubería todavía se fabricaba en tramos de 50 pies de longitud, unidos con soldadura en los extremos con diámetros externos de  $1 \frac{3}{8}$  pulgadas, y longitudes de 15000 pies, se enrollaba en carretes de 9 pies de diámetro externo. Esa fue la primera unidad de tubería flexible operativa basada en los mismos principios y conceptos desarrollados con otros propósitos antes de 1944.

En el año de 1962, las unidades Bowen presentaban facilidades que se fueron desarrollando cronológicamente de la siguiente forma:

- a) Al final de los años 40, se patentaron varias ideas relacionadas con la inyección de tubería flexible o cable dentro del pozo.
- b) Al inicio de los años 50, se presentaron varias ideas relacionadas con la perforación utilizando tubería flexible.
- c) Al principio de los años 60, Bowen Tools desarrolló una máquina para desarmar una antena hecha de tubo de cobre de  $\frac{5}{8}$  pulgadas, fue enrollada en un carrete para almacenarla y poder llegar a la superficie desde un submarino que se encontraba a 600 pies de profundidad. El sistema funciono con el principio de la contra rotación de las cadenas que más tarde sería adoptada por los inyectores de tubería flexible.

- d) En el año 1962, Bowen adaptó el diseño del inyector usado para recuperar la antena como el prototipo desarrollado por California Oil Company.

Debido a la fama de BowenTool – California Oil Company en 1964, Brown Oil Tools y ESSO, cooperaron en el desarrollo de un sistema que utilizaba un diseño diferente del principio de operación del inyector. En lugar de un juego de cadenas de contra rotación ocuparon un diseño de agarre y manejo de la tubería, entre una cadena sencilla y una ranura de rueda motriz. La unidad completa estaba colocada en un mástil suspendido por encima del árbol de válvulas del pozo.

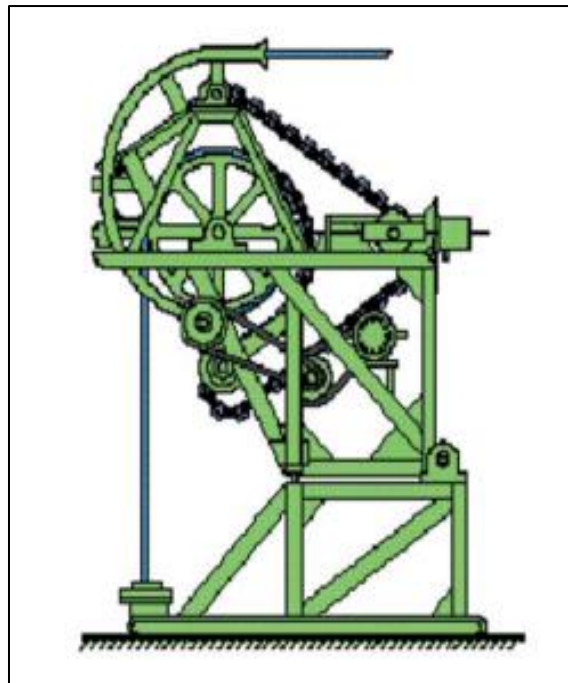


Figura 2.6 Cabeza inyectora Bowen 1964, principal componente del equipo de tubería flexible.

### 2.5.1 Tubería flexible (TF)

La tubería flexible (Coiled Tubing, por sus siglas en inglés), se define como cualquier producto tubular fabricado de manera continua en longitudes que requieren que sea enrollado en un carrete durante el proceso de fabricación. La tubería se endereza antes de introducirla en el pozo y se enrolla nuevamente en el carrete al sacarla. Los diámetros generalmente varían entre 0.75 y 4.5 pulgadas, y se comercializan en carretes sencillos, en

longitudes que exceden los 7924.8 m (26,000 Pies) en aceros que han soportado fuerzas desde 3866.74468 kg/cm<sup>2</sup> (55,000 PSI) hasta 8436.53385 kg/cm<sup>2</sup> (120,000 PSI).

La tubería flexible se utiliza para una amplia gama de servicios de campos petroleros, incluyendo pero no limitado a la perforación, registros geofísicos, limpiezas, fractura, cementación, ampliación del agujero perforado, pesca, terminación y producción.



Figura 2.7 Unidad de Coiled Tubing.

### 2.5.2 Descripción del equipo de Tubería Flexible

La unidad de TF está formada por un conjunto completo de equipos necesarios para llevar a cabo actividades estándar en el campo, en operaciones con tubería continua. La unidad consta de seis elementos básicos:

- I. Unidad de potencia
- II. Carrete de tubería
- III. Cabina de control
- IV. Cabeza inyectora
- V. Equipo de control del pozo
- VI. Equipo auxiliar



Figura 2.8 Equipo de TF.

## I. Unidad de Potencia

Consiste de un motor de combustión interna diésel, puede ser en un arreglo de 8 o 6 cilindros en “V” o en línea, con transmisión para acoplar las bombas hidráulicas que suministran la potencia requerida mediante mangueras de alta presión para operar los componentes del equipo de TF (sistema de control de presión, motores hidráulicos de la cabeza inyectora y carrete). Cuenta con válvulas de control de presión, filtros, intercambiadores de calor y controles de emergencia para mantener represionados todos los sistemas en caso de que fallara el motor. El sistema está diseñado de tal forma, que permite alimentar un generador de corriente alterna que suministra energía a los componentes eléctricos y al sistema de alumbrado. La unidad de potencia tiene un compresor que suministra aire y opera los sistemas neumáticos de la unidad (bomba que acciona el stripper, lubricación de las cadenas de la cabeza inyectora y el sistema de arranque del motor).

Existen varios tipos de configuraciones de las unidades de TF, hay tres tipos y son los siguientes:

- Unidad de potencia del mismo tracto-camión.
- Sobre una plataforma con fuente de potencia independiente.
- Integrada en el mismo patín de la cabina de control y montada en un patín independiente.



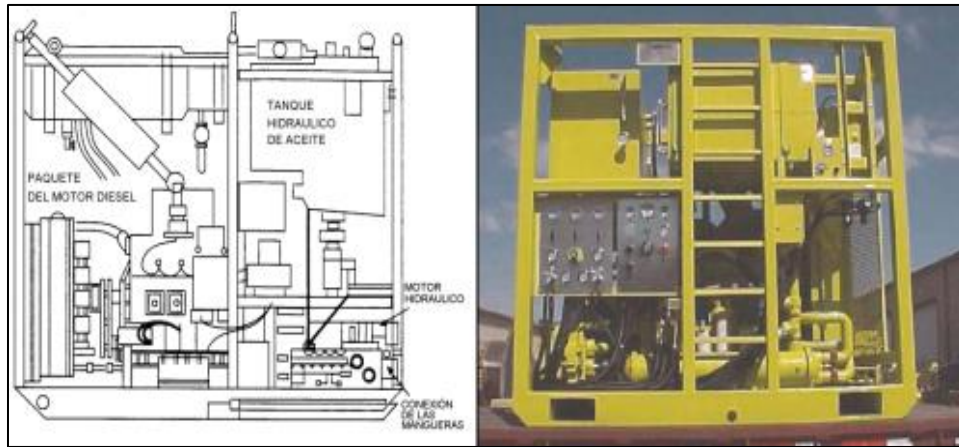


Figura 2.9 Unidad de potencia de la TF.

## II. Carrete de Tubería Flexible

El carrete de la TF se fabrica de acero. Cuenta con un tambor central (núcleo) con diámetros que varían de acuerdo a los diámetros de la tubería a emplear, son de 8 a 12 pies. El extremo de la TF enrollada está conectado a través de un hueco de la flecha o eje del carrete hacia una junta rotativa de alta presión.

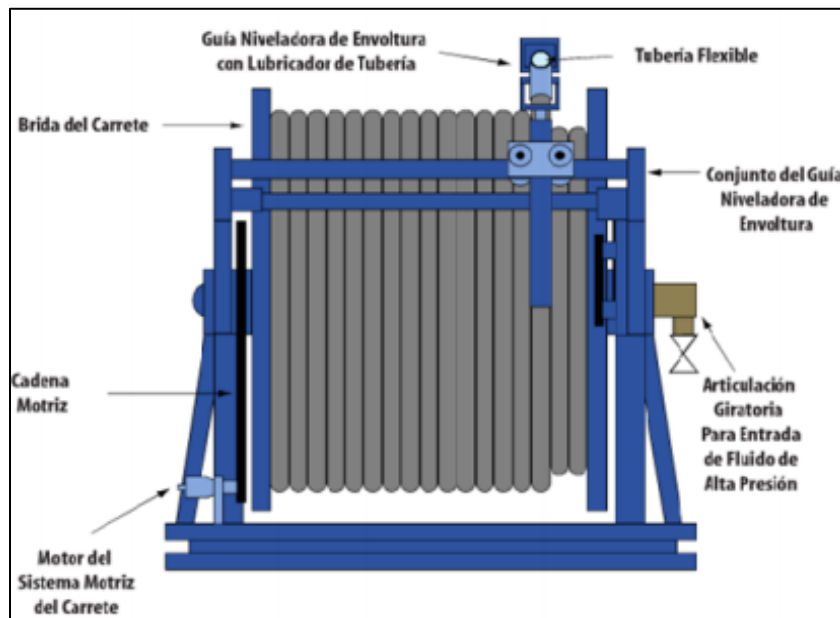


Figura 2.10 Esquema simplificado de los componentes del carrete de Tubería Flexible.

Funciones del carrete:

- Mecanismo almacenador de TF.
- Provee tensión atrás y controla las camas de la TF.
- Control de la TF mientras se enrolla.
- Freno cuando la TF no se mueve.
- Bombeo de fluidos mediante la tubería y la unión giratoria.
- Conexión eléctrica y anillo del escobillado.

Componentes principales del carrete:

**Unión Giratoria.-** Permite el bombeo de fluidos a la sarta de tubería flexible, mientras gira el carrete. Se encuentra montada en el eje del carrete y cuenta con un juego de empaques que evitan la fuga de líquidos durante las operaciones.

**Guía de Tubería.-** La TF se guía al enrollarse en el carrete por un mecanismo llamado "conjunto de nivelar enrollar", éste enrolla y desenrolla adecuadamente.

**Lubricador de Tubería.-** Es un dispositivo montado sobre el carrete de tubería que tiene la función de proporcionar una película de aceite para protección de la misma.

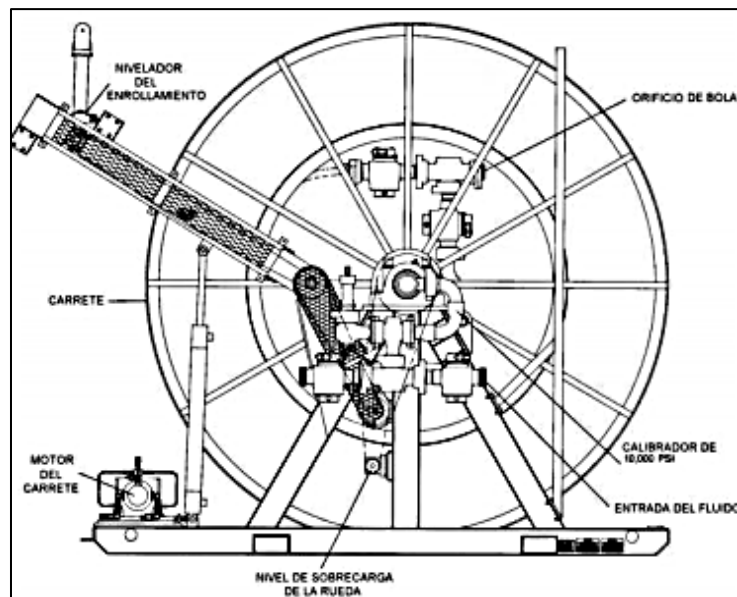


Figura 2.11 Lubricador de tubería.

**Medidor de Profundidad.-** Indica la profundidad del extremo de la TF dentro del pozo. Se encuentra instalado frente a la barra guía del carrete junto con el lubricador de tubería para observarlo con facilidad desde la cabina.

### III. Cabina de Control

La cabina de control contiene todos los controles e instrumentos necesarios para permitir operar el equipo de tubería flexible desde un solo punto. La locación de la cabina de control varía dependiendo de la configuración y el tipo de unidad, sin embargo la cabina es generalmente ubicada tras el carrete, alineada con el cabezal del pozo y comúnmente elevada con el objeto de proveer una óptima visibilidad al operador.



Figura 2.12 Cabina de control.

### IV. Cabeza Inyectora

La cabeza inyectora es un sistema mecánico que proporciona la fuerza de reacción y la estabilidad necesaria para introducir y sacar la sarta continua, ya sea concéntrica, de producción o sarta de TR del pozo, diseñada para tres funciones básicas:

1. Proporciona la confianza para introducir la tubería dentro del pozo en contra de la presión o para superar la fricción de las paredes del pozo.
2. Controlar el rango de entrada de la tubería en el pozo.

3. Soportar el peso de la tubería suspendida y cuando es acelerada a velocidades de operación cuando se extrae del pozo y de sensores de medidores de peso y profundidad.

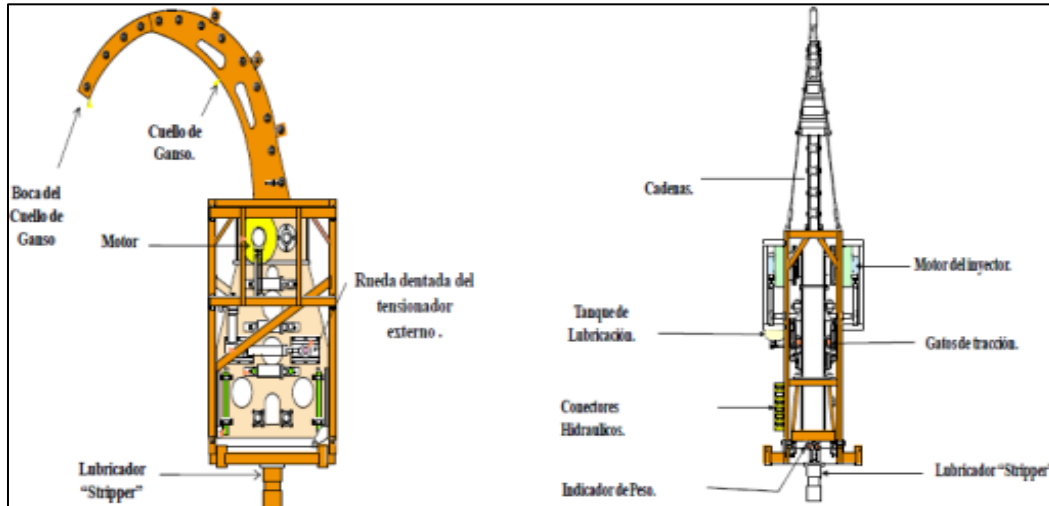


Figura 2.13 Componentes principales de la cabeza inyectora.

**Cuello de ganso (Guía de la tubería).**- Es un arco de acero de 90° con un sistema de rodillos con el mismo radio de pando igual que el carrete que abastece la TF, los cuales están montados directamente arriba de los aros dentados conductores y se usan para recibir la TF del carrete y guiarla dentro de los blocks de cadena. La vida de la TF en gran medida depende de la alineación del cuello de ganso con respecto a la cabeza inyectora, ya que de no prevenirse, se aceleran las deformaciones en TF.

**Cadenas.**- Es una serie de eslabones, roles y blocks de acero con caras semicirculares que corresponden al diámetro de la tubería que se esté usando, y transmiten la fuerza requerida para introducir y extraer la tubería del pozo.

**Motores Hidráulicos.**- Suministran la tracción requerida para mover la tubería dentro y fuera del pozo. Los motores utilizados están sincronizados a través de una caja de velocidades para operar el movimiento de las cadenas. Una serie de catarinas (sprockets) están conectados a cada uno de los motores hidráulicos para operar dos cadenas independientes.



Figura 2.14 Motores Hidráulicos.

**Indicador de peso.-** Verifica el peso de la tubería y la fuerza necesaria para sacar la tubería del pozo. El incremento de peso está en función de la profundidad que se está operando; por lo que una disminución observada en el indicador nos manifiesta una obstrucción o resistencia en el pozo. Este dispositivo opera hidráulicamente y/o electrónicamente.

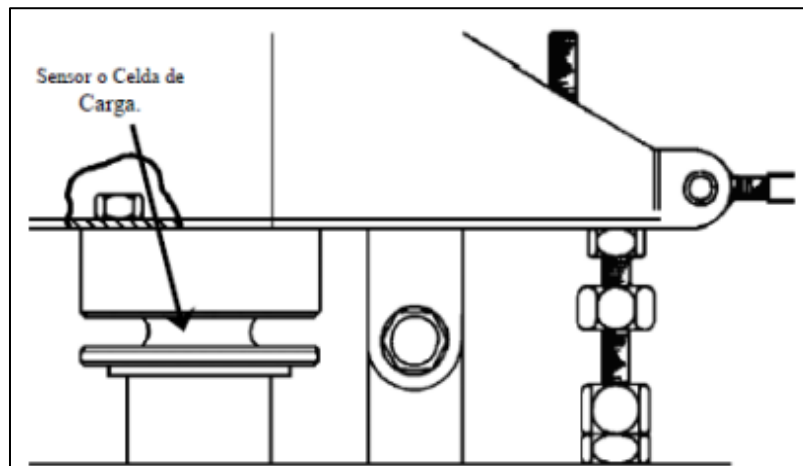


Figura 2.15 Indicador de peso.

**Soporte Estructural.-** La cabeza inyectora puede estar apoyada sobre la cabeza del pozo de dos maneras, con piernas telescópicas o con un marco de acero elevado hidráulicamente, comúnmente llamado gato de pie. Las piernas telescópicas se usan en equipos donde la altura de la cabeza del inyector o el diseño de la cabeza del pozo no permiten el uso de un gato de pie.

## V. Equipo de control del Pozo

**Preventores.-** Proporcionan un medio de control eficiente y seguro de las presiones del pozo durante una operación normal o de emergencia. La configuración de los rams del preventor y la línea de matar, facilitan las operaciones de control. El conjunto de preventores está equipado con 4 juegos de rams y se instalan sobre el árbol de válvulas, o sobre la mesa rotaria de equipos convencionales. Son operados desde la cabina de control a través del circuito hidráulico y de un acumulador neumático (nitrógeno). Para cierres de emergencia, los acumuladores proporcionan la energía requerida para activar el juego de rams que permite el control del pozo, o bien, pueden ser cerrados manualmente.

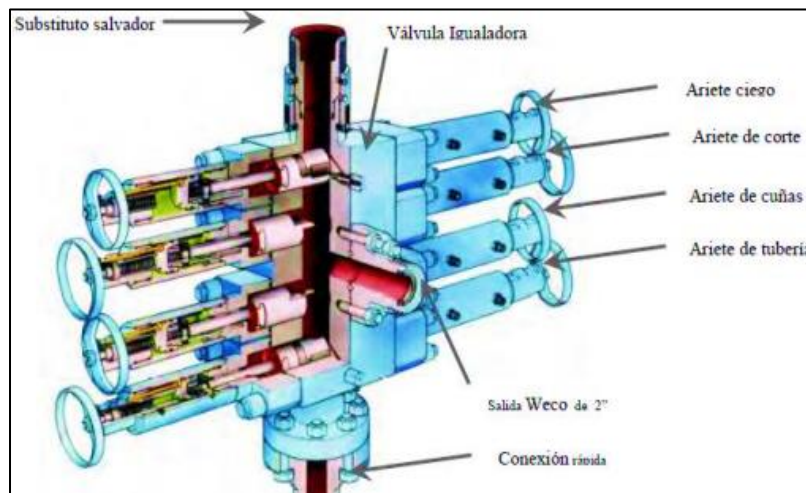


Figura 2.16 Preventor cuádruple.

El sistema de preventores (BOP) se debe utilizar en cada operación de servicio. Está equipado de arriba hacia abajo, con arietes ciegos, arietes de corte de tubería, arietes de cuñas y arietes anulares.

- a) **Ariete anular.** Cierra herméticamente el pozo alrededor de la tubería.
- b) **Ariete de cuñas.** Utilizados para sujetar la tubería sin dañarla y evitar movimiento en caso que se presente una alta presión, que pudiera expulsarla.
- c) **Ariete de corte.** Cierra y corta la tubería.



Figura 2.17 Ariete de corte.

- d) **Ariete ciegos.** Efectúan un sello total del pozo cuando no hay tubería dentro del preventor o al perder el control del pozo, el sello se logra con los elementos de elastómero en los arietes y son comprimidos uno contra otro.
- e) **Válvula igualadora.** Permite igualar la presión en el interior del preventor para abrir los rams.
- f) **Línea de matar.** Se ubica en la parte media del cuerpo del preventor y permite bombear fluidos para el control del pozo.

### Preventores Combi

Están equipados con 2 conjuntos de rams de corte y ciego, o anular y cuña, los cuales se pueden operar en forma combinada ante cualquier descontrol del pozo, cuya distribución es la siguiente:

- **Rams ciego y corte.-** Cierra para cortar la TF y efectuar un sello en el diámetro interno del preventor.
- **Rams de cuñas y anular.-** Diseñado para sujetar la TF al cerrar y efectúa un sello alrededor de la misma sin dañar la superficie.

La ventaja de combinar las funciones de los rams es reducir altura y peso, en el sistema de preventores.



Figura 2.18 Preventor Combi.

**Estopero (STRIPPER).**- Es un preventor de trabajo que se ubica abajo de la estructura de la cabeza inyectora, que tiene la función de controlar la presión del pozo durante las operaciones con TF. Permite trabajar en pozos fluyentes ya que las presiones son controladas por dos elementos de sello (uretano y nitrilo). El mecanismo de operación es hidráulico y se realiza desde la cabina de control.



Figura 2.19 Stripper.

Existen dos tipos de estoperos (stripper), el convencional y el de ventana. En el sistema de stripper convencional, es necesario desmontar la cabeza inyectora para cambiar los elementos de sello, mientras que en el tipo ventana pueden cambiarse en cualquier momento durante el desarrollo de la operación.



## VI. Equipo Auxiliar

**Grúa de maniobras.-** Es el sistema de izaje con que cuenta la unidad de TF. El principio de funcionamiento está basado en la activación de pistones hidráulicos (gatos), con brazos de palanca telescopiados, que permite girar y ajustar la longitud requerida para realizar maniobras durante la instalación, operación y desmantelamiento. Esta puede ser integrada en la unidad o incorporada en otro equipo modular.

**Subestructura.-** Durante las operaciones de perforación y terminación utilizando TF en lugar del equipo convencional, se requiere de un sistema auxiliar (subestructuras), con el fin de soportar la carga, y como un medio seguro y práctico para realizar las maniobras.

**Presas de fluidos.-** Son sistemas cerrados para evitar el impacto ambiental y similares a las utilizadas en equipos convencionales.

**Bombas de lodos.-** Las bombas de fluidos que se utilizan para operaciones con TF, las comúnmente utilizadas son las triplex y pueden estar integradas a la unidad de TF o en forma modular.

### 2.5.3 Aplicaciones de la Tubería Flexible

Básicamente, una Unidad de Tubería Flexible puede hacer más de lo que un equipo normal puede hacer, pero lo hace con presión en el pozo.

- Aligeramiento de columna con gas
- Limpieza de precipitados
- Limpieza con Difusor
- Molienda y Perforación
- Estimulación
- Cementación
- Pesca
- Control de Arena
- Terminaciones
- Limpiezas Industriales

## CAPÍTULO III

### DESARROLLO

#### 3.1 Ubicación del campo Cárdenas

El campo Cárdenas se encuentra ubicado a 51 Kilómetros al Oeste de la ciudad de Villahermosa, Tabasco, México. Tiene una extensión aproximada de 264.9 km<sup>2</sup> y se ubica geográficamente en un ambiente terrestre a los 18° 03' y 17° 58' de latitud Norte y 93° 30' y 93° 23' de longitud Oeste del Meridiano de Greenwich, dentro de la división política del Estado de Tabasco, ubicándose en el municipio de Cárdenas. La figura 19 muestra los límites territoriales del proyecto a estudiar.

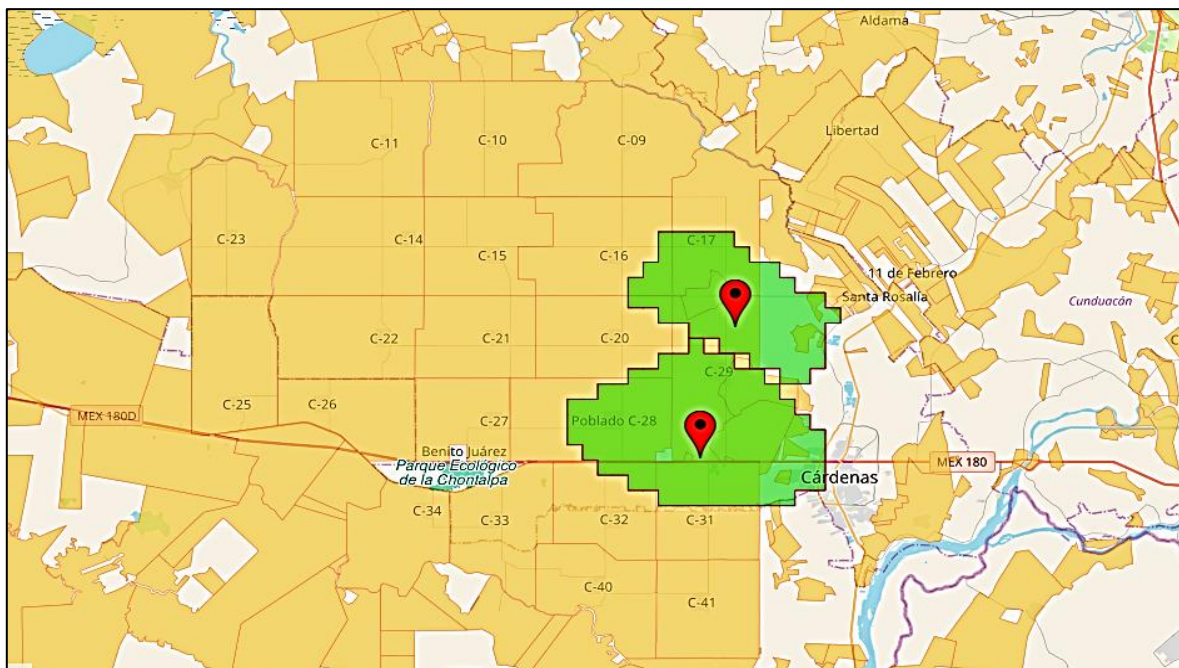


Figura 3.1 Mapa del Área Contractual Cárdenas - Mora.

Características principales:

- Edades del Play: Jurásico Superior Kimmeridgiano y Cretácico Inferior.
- Litología(s): Caliza/Dolomía.
- Tipo de hidrocarburo: Aceite ligero y aceite superligero.
- Provincia petrolera: Cuenca del Sureste.

Vértice	Longitud	Latitud	Vértice	Longitud	Latitud
1	93° 27' 00"	18° 04' 00"	1	93° 28' 30"	17° 59' 00"
2	93° 27' 00"	18° 03' 30"	1	93° 29' 30"	17° 59' 00"
3	93° 26' 00"	18° 03' 30"	2	93° 29' 30"	17° 59' 30"
4	93° 26' 00"	18° 03' 00"	2	93° 30' 30"	17° 59' 30"
5	93° 25' 00"	18° 03' 00"	2	93° 30' 30"	18° 00' 00"
6	93° 25' 00"	18° 02' 30"	2	93° 31' 00"	18° 00' 00"
7	93° 24' 30"	18° 02' 30"	2	93° 31' 00"	18° 00' 30"
8	93° 24' 30"	18° 02' 00"	2	93° 31' 30"	18° 00' 30"
9	93° 24' 00"	18° 02' 00"	2	93° 31' 30"	18° 02' 00"
1	93° 24' 00"	18° 01' 30"	2	93° 30' 30"	18° 02' 00"
1	93° 23' 30"	18° 01' 30"	2	93° 30' 30"	18° 02' 30"
1	93° 23' 30"	18° 01' 00"	2	93° 29' 30"	18° 02' 30"
1	93° 23' 00"	18° 01' 00"	3	93° 29' 30"	18° 03' 00"
1	93° 23' 00"	17° 59' 00"	3	93° 28' 30"	18° 03' 00"
1	93° 24' 00"	17° 59' 00"	3	93° 28' 30"	18° 03' 30"
1	93° 24' 00"	17° 58' 30"	3	93° 27' 30"	18° 03' 30"
1	93° 28' 30"	17° 58' 30"	3	93° 27' 30"	18° 04' 00"

Tabla 3.1 Coordenadas geográficas de los vértices del Campo Cárdenas. (Fuente: Contrato).

Vértice	Longitud	Latitud	Vértice	Longitud	Latitud
1	93° 26' 00"	18° 07' 30"	1	93° 24' 30"	18° 02' 30"
2	93° 26' 00"	18° 07' 00"	1	93° 24' 30"	18° 03' 00"
3	93° 25' 30"	18° 07' 00"	1	93° 25' 30"	18° 03' 00"
4	93° 25' 30"	18° 06' 30"	2	93° 25' 30"	18° 03' 30"
5	93° 24' 30"	18° 06' 30"	2	93° 26' 30"	18° 03' 30"
6	93° 24' 30"	18° 06' 00"	2	93° 26' 30"	18° 04' 00"
7	93° 24' 00"	18° 06' 00"	2	93° 27' 30"	18° 04' 00"
8	93° 24' 00"	18° 05' 30"	2	93° 27' 30"	18° 04' 30"
9	93° 23' 00"	18° 05' 30"	2	93° 28' 30"	18° 04' 30"
1	93° 23' 00"	18° 05' 00"	2	93° 28' 30"	18° 05' 00"
1	93° 22' 30"	18° 05' 00"	2	93° 29' 30"	18° 05' 00"
1	93° 22' 30"	18° 04' 30"	2	93° 29' 30"	18° 06' 00"
1	93° 23' 00"	18° 04' 30"	2	93° 29' 00"	18° 06' 00"
1	93° 23' 00"	18° 03' 00"	3	93° 29' 00"	18° 06' 30"
1	93° 23' 30"	18° 03' 00"	3	93° 28' 30"	18° 06' 30"
1	93° 23' 30"	18° 02' 30"	3	93° 28' 30"	18° 07' 30"

Tabla 2.2 Coordenadas geográficas de los vértices del Campo Mora. (Fuente: Contrato).

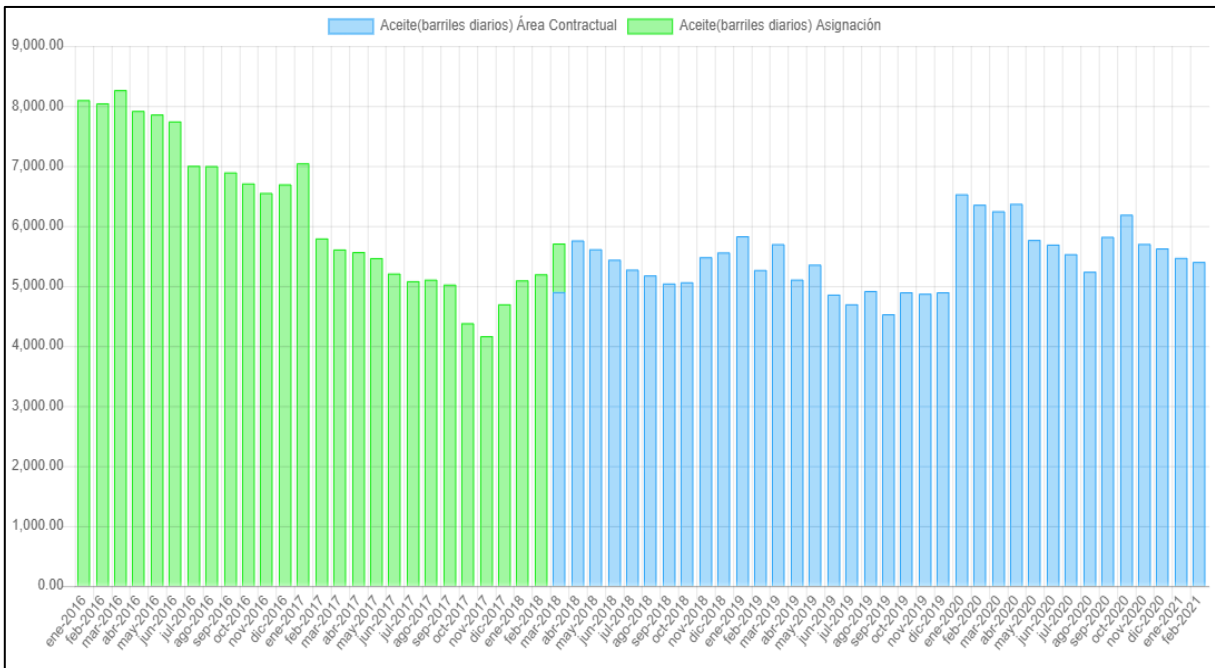


Figura 3.2 Producción Cárdenas - Mora.

### 3.2 Datos del pozo Mora 25

Nombre del pozo

<b>Nombre:</b>	Mora	<b>Número:</b>	25	<b>Letra:</b>	N/A	<b>No. de conductor</b>	
<b>Clasificación:</b>	Desarrollo						
<b>Plataforma:</b>				<b>Equipo</b>	S/EQ		

Ubicación geográfica del pozo

<b>Estado:</b>	Tabasco	<b>Municipio:</b>	Cárdenas
<b>localidad terrestre conocida</b>	Cárdenas		
<b>Tipo de pozo</b>	Marino ( ) Terrestre (X) Lacustre ( )		
<b>Macropera o Pera</b>			

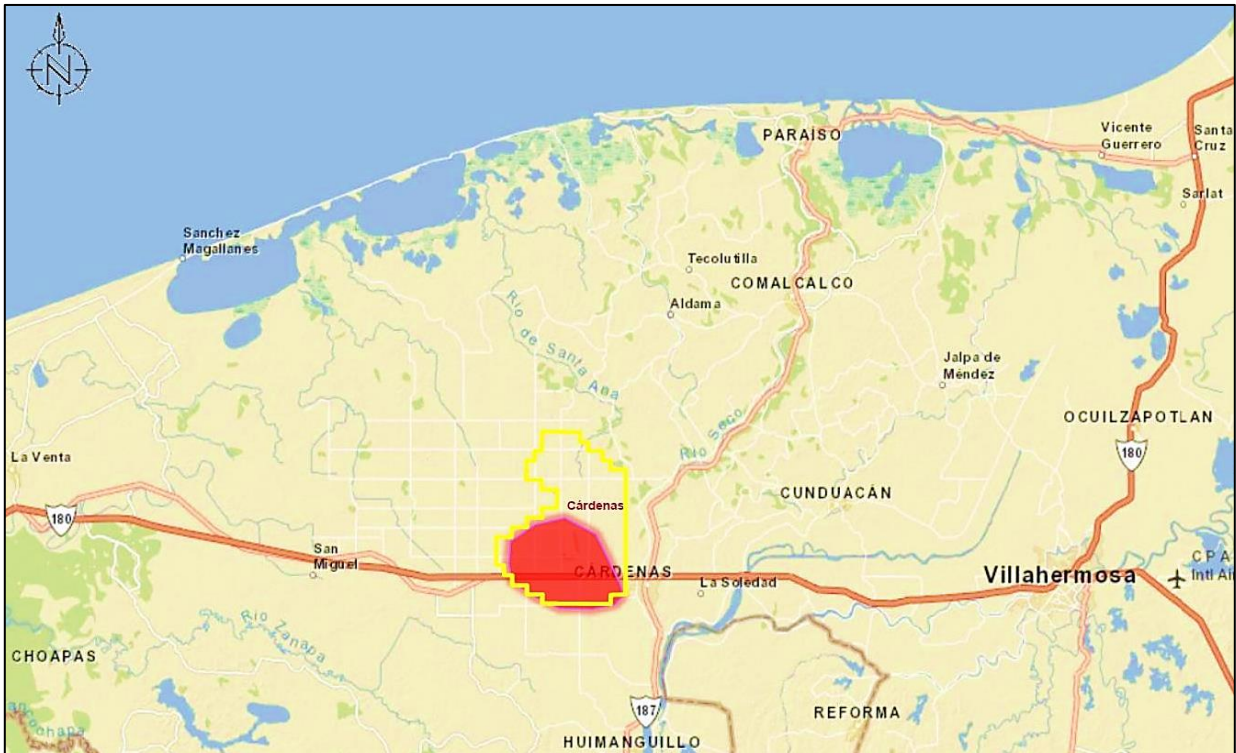


Figura 3.3 Ubicación geográfica del pozo Mora 25.

### 3.2.1 Ubicación superficial

Coordenadas UTM conductor:		X= 456,729.68 m	Y= 1,999,877.88 m
Coordenadas UTM Objetivo 1		-	-
Coordenadas geográficas del conductor:		Lat= 18° 05'17.7405" N	Long= 93°24',32.1678" W
Elevación mesa rotaria reparación (m):	Sobre nivel del mar	10 m	
	Elevación mesa rotaria	N/A	

Profundidad Total (m): 5178 Md

### 3.3 Objetivo y resumen de la intervención a realizar

#### Objetivo:

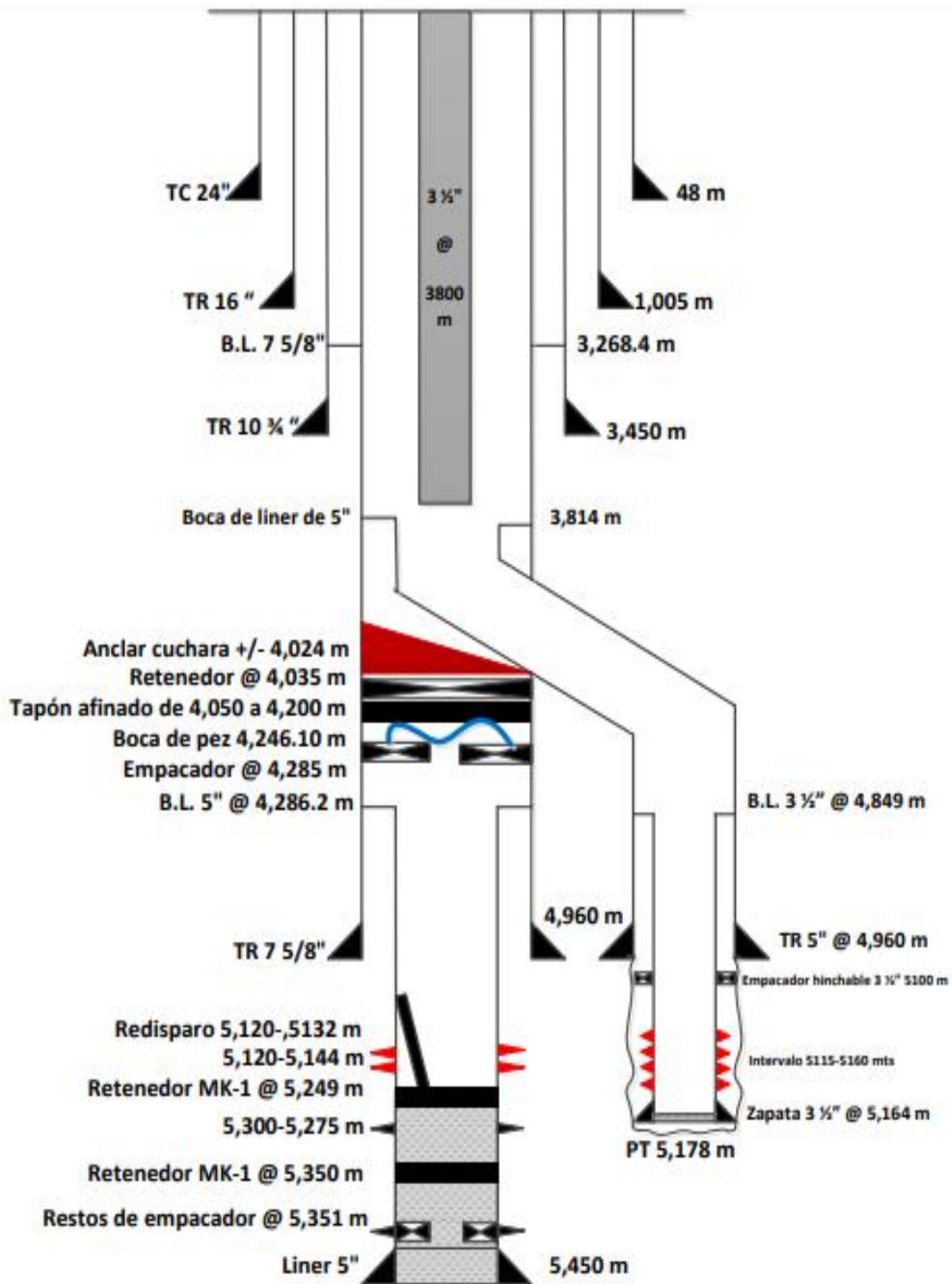
Intervenir el pozo Mora-25, con el objetivo de mejorar el flujo de aceite del yacimiento al pozo y mantener la producción del pozo.

### 3.3.1 Resumen de la intervención a realizar

- a) Acondicionar las válvulas del medio árbol, cerrar tr-1, desconectar la bajante que interconecta tr-1 y tp-1 con la línea de descarga (IDD) instalar equipo de bombeo e inyectora de nitrógeno. Dejando pozo alineado por tr2.
- b) Instalar equipo de bombeo e inyectora de nitrógeno, probar líneas.
- c) Con unidades de bombeo conectadas hacia tp-1, iniciar con el bombeo para limpieza circulada, posterior alinear flujo hacia la unidad de tubería flexible de 1 3/4" e iniciar a bajar tubería flexible bombeando la cedula establecida hasta los intervalos de producción, posterior sacar tubería flexible.
- d) Cerrar válvula de sondeo, desinstalar las unidades de tubería flexible, bombeo e inyectora de nitrógeno, dejando el pozo alineado a tr-2 con inyección de bombeo neumático (BN) con moto-compresor (MC).
- e) Armar bajante para interconectar tr-1 y tp-1 con IDD, fluir pozo por las dos tr's como se encontraba antes de la intervención.
- f) Medir pozo en batería mora en el separador de medición.
- g) Entregar pozo a producción.

### 3.4 Antecedentes del pozo Mora 25

Estado mecánico (gráfico) Pozo Mora 25



### 3.5 Distribución de tuberías de revestimiento

TR	Grado	Peso	Conexión	Diam. Int.	Drift	Presión interna	Presión Colapso	Distribución Mts	
		[lbs/ft]		[pg]				[psi]	[psi]
24"	-	-	-	-	-	-	-	0	4
16"	K-55	84	BCN	15.01	14.82	2940	1410	0	1005
10 3/4"	P-110	55.5	VAM	9.76	9.604	8860	4610	0	1476.12
	P-110	60.7	VAM	9.66	9.5	9760	5880	1476.12	2880.09
	TAC-110	60.7	BCN	9.66	9.5	9760	8340	2880.09	3450
Com 7 5/8"	C-75	39	VAM	6.625	6.5	8607	9191	0	500.43
	N-80	39	VAM	6.625	6.5	12620	1108	500.43	3241.88
	P-110	39	8HRR	6.625	6.5	12620	1108	3241.88	3268.47
Liner 7 5/8"	V-150	39	BCN	6.625	6.5	-	-	3268.47	4024
<b>Ventana a 4024 Md</b>									
Liner 5"	TAC-140	18	HD 513	4.276	4.151	17740	17840	3814	4960
Liner 3 1/2"	P-110	9.2	HD 563	2.992	2.867	13970	13530	4849	5164

#### 3.5.1 Distribución del aparejo de producción actual

Descripción	Peso	Grado	Conexión	DE	DI	Drift	P. Colapso	P. Interna	Prof.	
	[lb/pie]			[pg]	[pg]		[pg]	[psi]	[Psi]	(mD)
Bola colgadora 11" x 3 1/2"	9.2	-	VTOP	-	-	-	-	-	0.00	0.59
Combinación 3 1/2"	9.2	TRC-95	VTOP HD563	4.250	2.959	2.867	12,080	12,065	0.59	0.99
Tubería 3 1/2"	9.2	TRC-95	HD563	4.250	2.992	2.867	12,080	12,065	0.99	3799



### 3.5.2 Capacidad del aparejo de producción y espacio anular actual

Cant.	Descrip.	TP		TR		Long mts	Prof (m d)		TP						EA					
		Diam Ext (pg)	Diam Int. (pg)	Diam. Ext. (pg)	Diam. Int. (pg)		Cima	Base	Ca p ( bbl / m)	Ca p ( m3 / m)	Vol (bbl)	Vol (m3)	Vol. Acum (bbl)	Vol. Acu (m3)	Cap (bbl/ m)	Cap (m3/ m)	Vol (bbl)	Vol (m3)	Vol. Acum (bbl)	Vol. Acum (m3)
	Bola colgadora 11" x 3 1/2"	3.500	2.992	7.625	6.625	0.59	0.00	0.59	0.03	0.00	0.02	0.00	0.02	0.00	0.10	0.02	0.06	0.01	0.06	0.01
	Combinación 3 1/2"	3.500	2.992	7.625	6.625	0.40	0.59	0.99	0.03	0.00	0.01	0.00	0.03	0.00	0.10	0.02	0.04	0.01	0.10	0.02
	Tubería 3 1/2"	3.500	2.992	7.625	6.625	3798.01	0.99	3799.00	0.03	0.00	108.34	17.23	108.36	17.23	0.10	0.02	382.90	60.88	383.00	60.90
	TR de 7 5/8"			7.625	6.625	15.00	3799.0	3814.00	0.00	0.00	0.00	0.00	108.36	17.23	0.14	0.02	2.10	0.33	385.10	61.23
	Liner de 5"			5	4.276	1146.00	3814.00	4960.00	0.00	0.00	0.00	0.00	108.36	17.23	0.06	0.01	66.77	10.62	451.87	71.85
	Liner de 3 1/2"			3.5	2.992	204.00	4960.0	5164.00							0.03	0.00	5.82	0.93	457.69	72.77

<b>Volumen Aparejo</b>	<b>17.23</b>	<b>m3</b>
<b>Volumen Aparejo</b>	<b>108.36</b>	<b>bbl</b>
<b>Volumen de espacio anular y liner de producción</b>	<b>72.77</b>	<b>m3</b>
<b>Volumen de espacio anular y liner de producción</b>	<b>457.69</b>	<b>bbl</b>

### 3.6 Información del intervalo actual

Intervalo actual

Intervalo (MDBNM)	Formación	Litología (%)	Hidrocarburo (°API)	Agua (%)	Temperatura (°C)	Presión (kg/cm2)
5115 - 5160	KI	Calizas: 73 Dolomías: 22	44	2	139	68.5

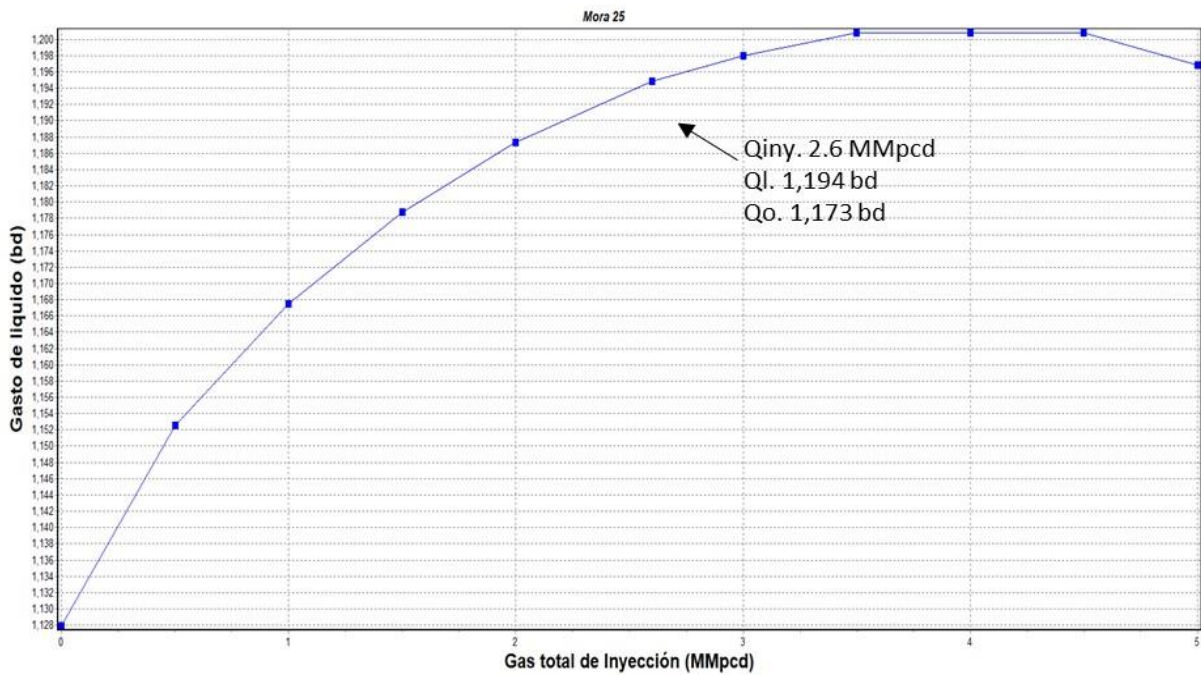
### CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO PARA LA INTERVENCIÓN

Características de Unidad de inyección de nitrógeno	
Presión de trabajo	10, 000 PSI
Flujos	De 15 a 120 m3/min
Tanques de almacenamiento	3,000 Gal de N2 liquido = 7,500 m3 de N2 gas
Auto tanques	6,000 Gal de N2 liquido =15, 000 m3 de N2 gas
Pureza del nitrógeno	99.99%

Fecha	Aceite Bruto (bd)	Aceite Neto (bd)	% H2O	%H2Ox10	Gas Total (MMpcd)	Gas Form (MMpcd)	Gas Iny (MMpcd)	RGA (m3/m3)	RGIL (m3/m3)
23/10/2019	559.84	470.219	16	1.6	9.03	9.03	0	3419	0
30/10/2019	669.88	656.40	2	0.2	8.67	8.67	0	2352	0
04/11/2019	710.12	684.5	3.6	0.36	8.19	8.19	0	2130	0
15/11/2019	912.03	906	0.7	0.07	6.39	6.39	0	1256	0
25/11/2019	1049.35	1038.8	1	0.1	4.75	4.75	0	814	0
07/12/2019	1140.57	1122.25	1.6	0.16	5.86	4.86	1	771	156
18/12/2019	1133.43	1130.37	0.3	0.03	4.92	3.72	1.2	586	188
06/01/2020	1111.59	1105.999	0.5	0.05	4.42	3.22	1.2	518	192
30/01/2020	1054.42	1032.98	2	0.2	4.73	3.13	1.6	539	270
04/02/2020	1057.57	1047.11	1	0.1	4.72	3.12	1.6	530	269
19/02/2020	1008.12	998.05	1	0.1	4.54	2.94	1.6	524	282
01/03/2020	993.61	987.648	0.6	0.06	4.35	2.75	1.6	495	286
20/03/2020	1135.71	1131.989	0.3	0.03	4.4	2.8	1.6	440	250
28/03/2020	1209.67	1194.99	1.2	0.12	5.68	2.98	2.7	441	394
10/04/2020	1125.88	1119.87	0.5	0.05	5.49	2.79	2.7	443	427
22/04/2020	1018.86	1013.7	0.5	0.05	5.3	2.1	3.2	368	559
12/05/2020	1072	1055.08	1.6	0.16	6.32	3.12	3.2	526	531
22/05/2020	885.07	877.99	0.8	0.08	5.61	2.41	3.2	488	673
03/06/2020	1016.32	996.18	2	0.2	5.97	3.07	2.9	548	508
22/06/2020	976.09	974.28	0.2	0.02	5.87	2.87	3	524	547
09/07/2020	745.02	737.568	1.0	0.1	5.05	2.25	2.8	543	669
26/07/2020	780.91	771.536	1.2	0.12	5.33	2.422	2.908	559	663
18/08/2020	909.77	905.218	0.5	0.05	5.87	2.841	3.029	558	592
27/08/2020	472.66	468.88	0.8	0.08	4.36	1.052	3.308	399	1246
06/09/2020	1048.35	1033.671	1.4	0.14	5.33	3.26	2.07	561	351
20/09/2020	1221.06	1217.391	0.3	0.03	4.47	2.408	2.062	352	300
14/10/2020	1199.43	1175.437	2.0	0.2	5.31	2.742	2.568	415	381
25/10/2020	1213.05	1188.784	2.0	0.2	5.5	2.855	2.645	427	388
10/11/2020	1152.41	1136.271	1.4	0.14	5.11	2.487	2.623	389	405
24/11/2020	1187.58	1166.2	1.8	0.18	5.12	2.637	2.483	402	372
07/12/2020	1182.63	1158.974	2.0	0.2	5.15	2.641	2.509	405	377
19/12/2020	1164.27	1147.966	1.4	0.14	5.13	2.62	2.51	406	383
18/01/2021	1177.29	1163.157	1.2	0.12	5.21	2.711	2.499	415	378
29/01/2021	1168.5	1147.47	1.8	0.18	5.27	2.628	2.642	407	402

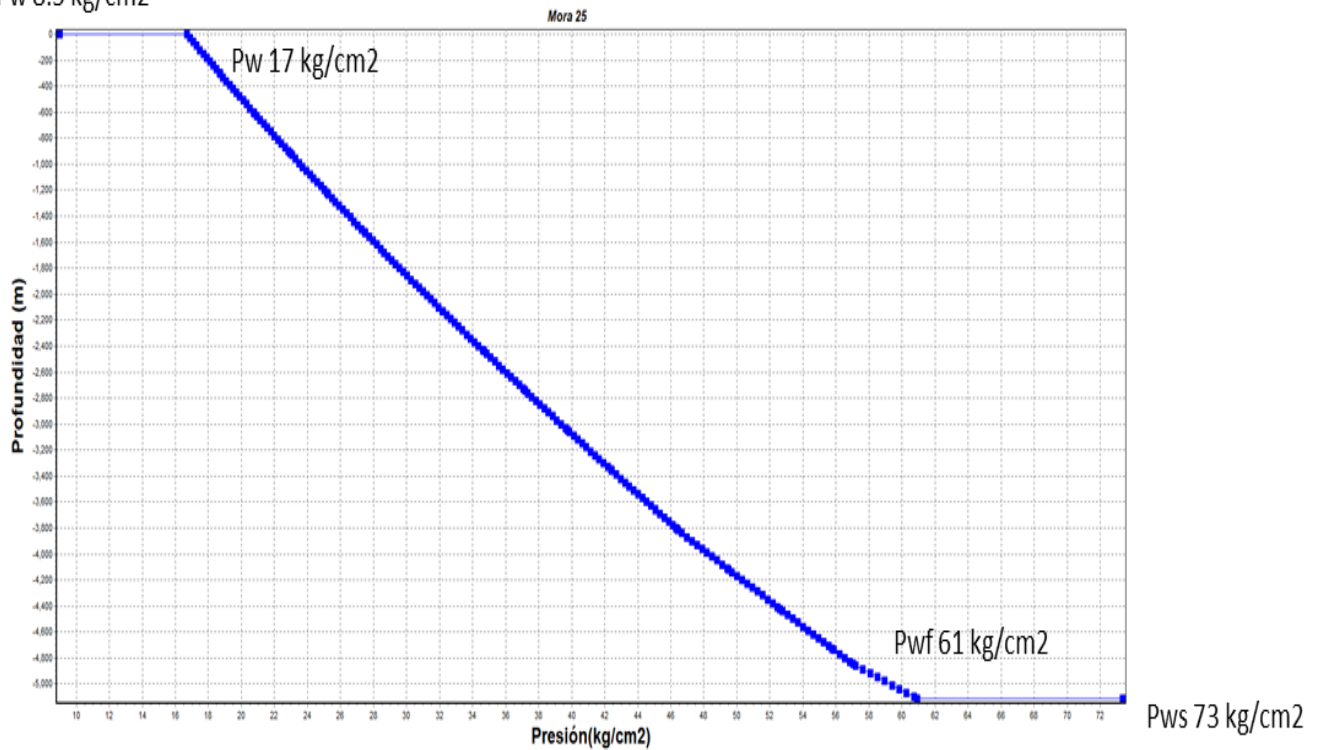
### 3.7 Últimos aforos

### 3.8 Análisis Nodal Mora 25



- La curva de sensibilidad nos muestra que el pozo sin la inyección fluye sin embargo se ha observado que el pozo esta inestable esto debido a su gas de formación por lo cual se han hecho pruebas de gas de inyección que nos altera la producción del pozo. En la última prueba se dejó estrangulado a un DE de 1.33" con una inyección de 2.6 MMpcd.
- Se considera que después de la optimización el pozo quedo estable hasta el momento, solo se ha realizado una limpieza de aparejo en el 2020 resultando positiva en producción.

Pw 8.5 kg/cm<sup>2</sup>



- La curva de presión temperatura nos reproduce las condiciones superficiales del pozo.
- Tenemos una caída de presión de 12 kg/cm<sup>2</sup>.

### 3.8.1 Resumen de la perforación terminación y reparaciones

#### Perforación

Inició: 18 de Noviembre de 1983

Terminó: 02 de mayo de 1984

#### Terminación

Inició: 19 de Julio de 1984

Terminó: 13 de Noviembre de 1984

### **(Ventana en TR de 7 5/8")**

Inició: 18 de mayo de 2019

Terminó: 18 de octubre de 2019

Se efectuó reentrada a la profundidad de 4024 md, perforando en dos etapas, las cuales se cumplieron de acuerdo a lo programado; llegando a la profundidad de 5178 md / 5176.4 mv con inclinación de 4.7 °, azimut 343.2°, desplazamiento 69.32 mts. Detectando entrada a formación objetivo KI a 5112 md, perforando 10 metros dentro de Jurásico Superior Titoniano.

### **Ultima intervención Limpieza circulada y con TF**

Inició: 27 de agosto de 2020

Terminó: 30 de agosto de 2020

#### **3.8.2 Instalación de Líneas Superficiales.**

Se cerró la TP-1 dejando fluir el pozo únicamente por TR-2 y se eliminó la bajante #1 que interconecta la TP-1 y TR-1 con la línea de descarga. Se realiza arreglo de líneas donde se tiene la disponibilidad de fluir o bombear por TR y TP, se efectuó pruebas de equipos y líneas con 500 psi en baja y 4500 psi en alta satisfactoriamente. Gráfica 1.

Se arma un BHA con un optimizador giratorio de 2 1/8" para la limpieza junto con su ensamble de seguridad y se prueba a diferentes gastos, 0.5, 0.75 y 1 bpm. Se efectúan pruebas de tensión a 25,000 lbs, presión interna, válvula check; apertura y cierre de preventores, satisfactorias. Instaló equipo de tubería flexible 1 3/4" con optimizador giratorio de 2 1/8" a válvula de sondeo del medio árbol.

Instaló líneas de unidad de bombeo de alta presión hacia TF y hacia TP-2, e interconectó en cada línea a la unidad de inyección de nitrógeno.

#### **3.8.3 Limpieza Circulada.**

Suspendió inyección de gas de BN por TP-2 y con pozo fluir hacia la TR-2 se inició limpieza circulada por TP-1 bombeando bache de desplazamiento de N<sub>2</sub> a un gasto de 70 m<sup>3</sup>/min durante 1.1 horas, PTP = 558 psi y PTR = 128 psi. Disminuyó gasto de N<sub>2</sub> a 70 a 25 m<sup>3</sup>/min y bombeó de 2 baches de 11 bls de solvente cada uno, espaciados por baches

de N2 de 24 minutos; seguido de 3 bls de inhibidor, 6 bls de HCL al 7.5%, 3 minutos de N2 y 3 bls de neutralizante, PTP = 272 psi y PTR = 75 psi, este tren de baches espaciado por bache de N2 de 30 minutos y se continuó con 2 baches de 11 bls de solvente cada uno, espaciados por bache de N2 de 24 minutos, PTP = 319 psi y PTR = 80 psi; seguido de 3 bls de inhibidor, 6 bls de HCL al 7.5%, 3 minutos de N2 y 3 bls de neutralizante, PTP = 307 psi y PTR = 105 psi. Aumentó gasto de N2 de 25 m3/min a 50 m3/min y se terminó cédula con bombeo de 2 baches de 11 bls de solvente cada uno, espaciados por baches de N2 de 24 minutos. Graficas 2 y 3.

Incrementó gasto de N2 para efectuar el desplazamiento final de 50 m3/min a 70 m3/min por 1 hora, PTP = 362 psi y PTR = 189 psi, durante toda la operación se observó circulación normal, pudiéndose recuperar varias muestras de fluidos. Tabla 1.

#### **3.8.4 Limpieza con Tubería Flexible.**

Se realizó maniobra y alineó TF, metiendo MTC a 2 MMpcd (40m3/min) y se realizó el desplazamiento de agua del carrete de TF con un gasto de N2 de 15 m3/min por TF.

Con pozo alineado a TR-2 se abrió la válvula de sondeo e inició a bajar la TF sin bombeo. Se inició bombeo de N2 por la TF a un gasto de 15 m3/min a los 500 mts y se continuó bajando TF de 1 3/4" con optimizador giratorio de 2 1/8" con bombeo de 4 bls de solvente cada 500 mts y realizando pull test cada 500 mts hasta 2,000 mD donde se presenta falla en el carrete de TF, presunta falla de un balero del motor.

Se repara falla en el carrete y posterior se realizan pruebas en TF recuperando hasta 1,700 mts, una vez a esa profundidad se continuó bajando de acuerdo al programa hasta 3,800 mts bajando TF de 1 3/4" con optimizador giratorio de 2 1/8" con bombeo de 4 bls de solvente cada 500 mts y realizando pull test cada 500 mts. Teniendo circulación normal de fluidos. Con TF en 3,800 mts se continua con bombeo de 4 bls de solvente cada 60 mts y espaciados por 11 minutos de N2, de acuerdo con cedula, bombeando N2 por TF a un gasto de 15 m3/min y respaldo de BN por MTC a Q = 2 MMpcd. PTP = 605 psi, PTR = 175 psi y Pcirc. = 1,516 psi. Recuperando muestras de fluidos en superficie.

A partir de 4,679 mts se detecta ligera resistencia por posible suciedad, perdiendo y recuperando peso gradualmente causado por la fricción de la suciedad y la herramienta, trabajando TF, posterior se estacionó TF a 4,750 mts por tormenta eléctrica. Recuperando muestras de fluidos en superficie.

Se reanudó bajando TF hasta reconocer PI a 5,173 mts de acuerdo a indicador digital y 5,166 mts con indicador mecánico, de acuerdo al estado mecánico la PI está a 5,164 mts, con bombeo de 4 bls de solvente cada 60 mts y espaciados por 11 minutos de N<sub>2</sub>, de acuerdo con cedula, bombeando N<sub>2</sub> por TF a un gasto de 15 m<sup>3</sup>/min y respaldo por TP de BN por MTC a Q = 2 MMpcd. Recuperando muestras de fluidos en superficie.

Posterior se subió TF a 5,100 mts para proceder a reciprocarse sarta en zona de intervalos hasta 5,160 mts con bache de solvente espaciado de 11 minutos de N<sub>2</sub>, seguido de 6 bls de inhibidor y dos baches de 6 bls cada uno de ácido 7.5% HCL espaciado por 11 min de N<sub>2</sub> y 6 bls de neutralizador. PTP = 491 psi, PTR = 109 psi. Observando circulación de fluidos en todo momento. Subió TF a 4,800 mts con bombeo de los últimos dos baches de 4 bls de solvente, cada uno espaciados por 11 minutos de N<sub>2</sub>. PTP = 592 psi y PTR = 136 psi.

Se estacionó TF a 4,800 mts para inducir pozo y desalojar productos de limpieza durante 3 horas, bombeando N<sub>2</sub> por TF a un gasto de 15 m<sup>3</sup>/min y respaldo por TP de BN por MTC a Q = 2 MMpcd. Recuperando muestras de fluidos en superficie. PTP = 636 psi y PTR = 208 psi. Gráfica 8. Con TF estacionada a 4,800 mts e induciendo pozo se procedió a recuperar TF a superficie con bombeo de N<sub>2</sub> por TF a un gasto de 15 m<sup>3</sup>/min y respaldo por TP de BN por MTC a Q = 2 MMpcd. Recuperando muestras de aceite con circulación normal. Gráfica 9.

Con TF recuperada a 1,000 mts se suspendió bombeo de N<sub>2</sub> por TF y se metió el segundo MTC, teniendo un total de BN por TP a Q = 3.04 MMpcd. Se continuó recuperando TF hasta superficie. Tabla 2. Desmantelar Equipo y Líneas de Trabajo y Entrega de Pozo. - Al terminar, desmanteló líneas de bombeo, unidad de bombeo, inyectora de nitrógeno y unidad de tubería flexible, observando herramienta en superficie, en buenas condiciones (sin golpes). Se instala bajante #1 y se entrega pozo a producción.



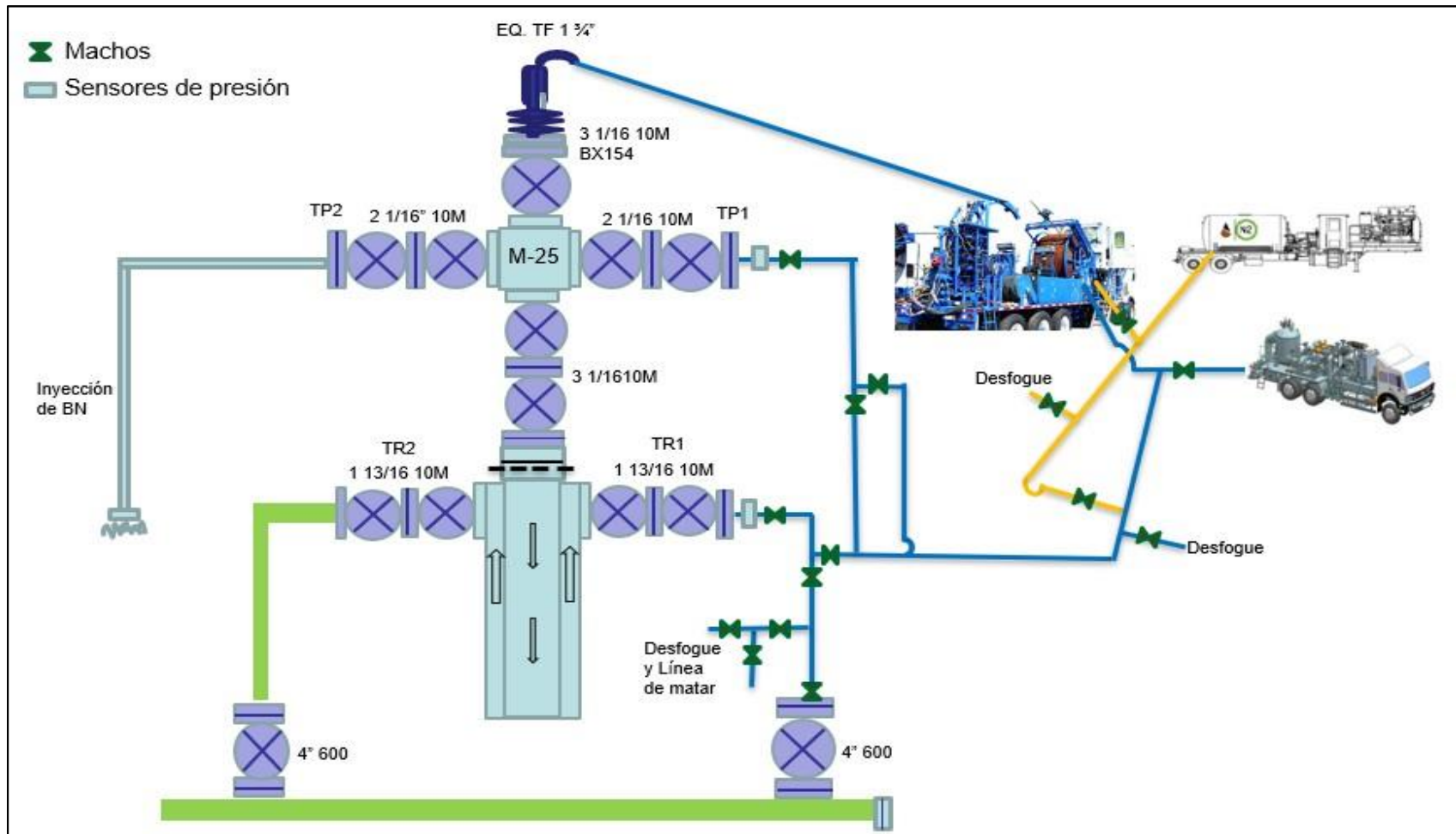
### 3.9 Conexiones superficiales de control

Fotografías del medio árbol del pozo Mora 25.



Figura 3.4 Verificar en sitio medio árbol de producción previo a la intervención en el Pozo Mora 25.

### 3.9.1 Esquema de conexiones durante la limpieza del pozo Mora 25 REE.



### 3.9.2 Programa operativo y tiempo de intervención

#### Descripción de la operación y tiempo de Intervención

No.	Descripción de la operación	Tiempo estimado (hrs)	Tiempo Acumulado (hrs)	Tiempo Acumulado (días)
	<b>Trabajos previos</b>			
-	<p><b>Levantamiento del área de trabajo y acceso</b></p> <p>Verificar condiciones de acceso, revisión del contrapozo y medio árbol de producción visualmente.</p> <p>Realizar el levantamiento, verificar que todos los equipos y materiales que se usaran para la intervención puedan entrar e instalar en la pera.</p> <p>En caso de algún problema, notificar de inmediato al área de operaciones para su pronta solución.</p>	-	-	-
-	<p><b>Desmantelamiento de bajante 1</b></p> <p>Personal de producción cerrara la TR 1 dejando fluyendo el pozo hacia la TR 2 con su máximo estrangulador.</p> <p>Con personal de PCM, proceder a desmantelar la bajante #1 que interconecta TR-1 y TP-1 con el disparo de descarga hacia la línea de producción.</p> <p><b>Nota 01:</b> Antes de iniciar a desconectar la bajante, verificar que la bajante no tenga presión.  <b>Nota 02:</b> El personal de producción se mantendrá en sitio durante el desmantelamiento de la bajante.</p>	4	4	0.16
	<b>Inicio de Operación</b>			
-	<p><b>Reunión operativa en campo</b></p> <p>Realizar reunión, entre Supervisores de Petrolera Cárdenas Mora y personal técnico de compañía de servicio involucrada para asegurar que todos tengan conocimientos de los procedimientos y responsabilidades de cada persona durante las operaciones a realizar en la <u>Limpieza de aparejo con tubería flexible.</u></p> <p>Durante la intervención se hará énfasis en 4 aspectos importantes: <b>La seguridad del Personal, la Protección Ecológica, la Integridad Mecánica del Pozo y la Integridad del Equipo.</b></p>	0.5	4.5	0.19
	<b>Limpieza de Aparejo</b>			
1	<p><b>Instalación de unidades de tubería flexible de 1 3/4" de bombeo e inyectora de nitrógeno</b></p> <p>Instalar equipo de tubería flexible a válvula de sondeo del medio árbol efectuando pruebas de tensión, presión interna, válvula check; apertura y cierre de preventores.</p> <p>Personal de tubería flexible armará un BHA con un optimizador giratorio para la limpieza junto con su ensamble de seguridad.</p> <p>Instalar líneas de unidad de bombeo de alta presión hacia TF y hacia TP-1, e interconectar la Unidad de inyección de nitrógeno.</p> <p>Antes de introducir el optimizador giratorio al pozo probarlo a diferentes gastos, 0.5, 0.75 y 1 bpm.</p> <p><b>Nota 01:</b> Las compañías de servicio deben de llevar las válvulas, bridas y líneas necesarias para las interconexiones.</p>	4	8.5	0.35

No.	Descripción de la operación	Tiempo estimado (hrs)	Tiempo Acumulado (hrs)	Tiempo Acumulado (días)																																																																																																																																																																																																								
2	<p><b>Probar líneas</b></p> <p>Probar líneas superficiales de control, con 500 psi en baja por 5 min y 4500 psi en alta por 15 min, de acuerdo con el procedimiento operativo.</p> <p><b>Nota 01:</b> Los manómetros deben estar instalados para obtener valores de presión en TP y TR y corroborarlos con los sensores.</p> <p><b>Nota 02:</b> Registrar las presiones con las que se encuentra el pozo por TP y TR antes de intervenirlo.</p>	1	9.5	0.40																																																																																																																																																																																																								
3	<p><b>Limpieza de aparejo Circulada</b></p> <p>Con pozo alineado a TR-2, suspender bombeo de BN por TP-2 y bombear por TP-1 la cédula siguiente.</p> <p>Revisar constantemente las muestras.</p> <table border="1" data-bbox="175 709 1234 1818"> <thead> <tr> <th>Etapa</th> <th>Producto</th> <th>Tiempo</th> <th>Tiempo acum</th> <th>Gasto de N2</th> <th>Gasto líquido</th> <th>Volumen de N2</th> <th>Volumen de líquido</th> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>[min]</td> <td>[min]</td> <td>[m3/min]</td> <td>[bls/min]</td> <td>[M3]</td> <td>[bls]</td> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td>Nitrógeno</td><td>70</td><td>70</td><td>70</td><td></td><td>4897</td><td></td></tr> <tr><td>2</td><td>Xileno Espumado</td><td>4</td><td>74</td><td>25</td><td>2.5</td><td>110</td><td>11.0</td></tr> <tr><td>3</td><td>Nitrógeno</td><td>24</td><td>98</td><td>25</td><td></td><td>600</td><td></td></tr> <tr><td>4</td><td>Xileno Espumado</td><td>4</td><td>103</td><td>25</td><td>2.5</td><td>110</td><td>11.0</td></tr> <tr><td>5</td><td>Nitrógeno</td><td>24</td><td>127</td><td>25</td><td></td><td>600</td><td></td></tr> <tr><td>6</td><td>Inhibidor</td><td>1</td><td>128</td><td>25</td><td>2.5</td><td>20</td><td>2.0</td></tr> <tr><td>7</td><td>HCl al 7.5%</td><td>2</td><td>130</td><td>25</td><td>2.5</td><td>60</td><td>6.0</td></tr> <tr><td>8</td><td>Nitrógeno</td><td>3</td><td>133</td><td>25</td><td></td><td>75</td><td></td></tr> <tr><td>9</td><td>Neutralizador</td><td>1</td><td>134</td><td>25</td><td>2.5</td><td>20</td><td>2.0</td></tr> <tr><td>10</td><td>Nitrógeno</td><td>24</td><td>158</td><td>25</td><td></td><td>600</td><td></td></tr> <tr><td>11</td><td>Xileno Espumado</td><td>4</td><td>162</td><td>25</td><td>2.5</td><td>110</td><td>11.0</td></tr> <tr><td>12</td><td>Nitrógeno</td><td>24</td><td>186</td><td>25</td><td></td><td>600</td><td></td></tr> <tr><td>13</td><td>Xileno Espumado</td><td>4</td><td>191</td><td>25</td><td>2.5</td><td>308</td><td>11.0</td></tr> <tr><td>14</td><td>Nitrógeno</td><td>24</td><td>215</td><td>25</td><td></td><td>600</td><td></td></tr> <tr><td>15</td><td>Inhibidor</td><td>1</td><td>215</td><td>25</td><td>2.5</td><td>20</td><td>2.0</td></tr> <tr><td>16</td><td>HCl al 7.5%</td><td>2</td><td>218</td><td>25</td><td>2.5</td><td>60</td><td>6.0</td></tr> <tr><td>17</td><td>Nitrógeno</td><td>3</td><td>221</td><td>25</td><td></td><td>75</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>18</td><td>Neutralizador</td><td>1</td><td>222</td><td>25</td><td>2.5</td><td>20</td><td>2.0</td></tr> <tr><td>19</td><td>Nitrógeno</td><td>24</td><td>246</td><td>25</td><td></td><td>600</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>20</td><td>Xileno Espumado</td><td>4</td><td>250</td><td>25</td><td>2.5</td><td>110</td><td>11.0</td></tr> <tr><td>21</td><td>Nitrógeno</td><td>24</td><td>274</td><td>25</td><td></td><td>600</td><td>0.0</td></tr> <tr><td>22</td><td>Xileno Espumado</td><td>4</td><td>278</td><td>25</td><td>2.5</td><td>110</td><td>11.0</td></tr> <tr><td>23</td><td>Nitrógeno</td><td>70</td><td>348</td><td>70</td><td>2.5</td><td>1749</td><td>0</td></tr> </tbody> </table>	Etapa	Producto	Tiempo	Tiempo acum	Gasto de N2	Gasto líquido	Volumen de N2	Volumen de líquido			[min]	[min]	[m3/min]	[bls/min]	[M3]	[bls]	1	Nitrógeno	70	70	70		4897		2	Xileno Espumado	4	74	25	2.5	110	11.0	3	Nitrógeno	24	98	25		600		4	Xileno Espumado	4	103	25	2.5	110	11.0	5	Nitrógeno	24	127	25		600		6	Inhibidor	1	128	25	2.5	20	2.0	7	HCl al 7.5%	2	130	25	2.5	60	6.0	8	Nitrógeno	3	133	25		75		9	Neutralizador	1	134	25	2.5	20	2.0	10	Nitrógeno	24	158	25		600		11	Xileno Espumado	4	162	25	2.5	110	11.0	12	Nitrógeno	24	186	25		600		13	Xileno Espumado	4	191	25	2.5	308	11.0	14	Nitrógeno	24	215	25		600		15	Inhibidor	1	215	25	2.5	20	2.0	16	HCl al 7.5%	2	218	25	2.5	60	6.0	17	Nitrógeno	3	221	25		75	0.0	18	Neutralizador	1	222	25	2.5	20	2.0	19	Nitrógeno	24	246	25		600	0.0	20	Xileno Espumado	4	250	25	2.5	110	11.0	21	Nitrógeno	24	274	25		600	0.0	22	Xileno Espumado	4	278	25	2.5	110	11.0	23	Nitrógeno	70	348	70	2.5	1749	0	8	17.5	0.73
Etapa	Producto	Tiempo	Tiempo acum	Gasto de N2	Gasto líquido	Volumen de N2	Volumen de líquido																																																																																																																																																																																																					
		[min]	[min]	[m3/min]	[bls/min]	[M3]	[bls]																																																																																																																																																																																																					
1	Nitrógeno	70	70	70		4897																																																																																																																																																																																																						
2	Xileno Espumado	4	74	25	2.5	110	11.0																																																																																																																																																																																																					
3	Nitrógeno	24	98	25		600																																																																																																																																																																																																						
4	Xileno Espumado	4	103	25	2.5	110	11.0																																																																																																																																																																																																					
5	Nitrógeno	24	127	25		600																																																																																																																																																																																																						
6	Inhibidor	1	128	25	2.5	20	2.0																																																																																																																																																																																																					
7	HCl al 7.5%	2	130	25	2.5	60	6.0																																																																																																																																																																																																					
8	Nitrógeno	3	133	25		75																																																																																																																																																																																																						
9	Neutralizador	1	134	25	2.5	20	2.0																																																																																																																																																																																																					
10	Nitrógeno	24	158	25		600																																																																																																																																																																																																						
11	Xileno Espumado	4	162	25	2.5	110	11.0																																																																																																																																																																																																					
12	Nitrógeno	24	186	25		600																																																																																																																																																																																																						
13	Xileno Espumado	4	191	25	2.5	308	11.0																																																																																																																																																																																																					
14	Nitrógeno	24	215	25		600																																																																																																																																																																																																						
15	Inhibidor	1	215	25	2.5	20	2.0																																																																																																																																																																																																					
16	HCl al 7.5%	2	218	25	2.5	60	6.0																																																																																																																																																																																																					
17	Nitrógeno	3	221	25		75	0.0																																																																																																																																																																																																					
18	Neutralizador	1	222	25	2.5	20	2.0																																																																																																																																																																																																					
19	Nitrógeno	24	246	25		600	0.0																																																																																																																																																																																																					
20	Xileno Espumado	4	250	25	2.5	110	11.0																																																																																																																																																																																																					
21	Nitrógeno	24	274	25		600	0.0																																																																																																																																																																																																					
22	Xileno Espumado	4	278	25	2.5	110	11.0																																																																																																																																																																																																					
23	Nitrógeno	70	348	70	2.5	1749	0																																																																																																																																																																																																					

No.	Descripción de la operación	Tiempo estimado (hrs)	Tiempo Acumulad (hrs)	Tiempo Acumulad (días)																																																																																																								
	<p>Caso A: La cédula se bombea sin ningún inconveniente, pasar al <b>punto 4</b>.</p> <p>Caso B: Durante el Bombeo se presenta algún represionamiento súbito en TP-1 o disminución de la presión de TR-2, parar bombeo y pasar al <b>punto 3.1</b>.</p> <p><b>Nota 1:</b> La cédula de bombeo también se anexa al final del programa  <b>Nota 2:</b> En caso de algún represionamiento, dejar presión testigo en TP para observar el comportamiento.  <b>Nota 3:</b> En todo momento se debe de tener circulación  <b>Nota 4:</b> En todo momento debe estar abierto el pozo hacia batería</p>																																																																																																											
3.1	<p><b>Eliminación de obstrucción en el aparejo</b></p> <p>Se procederá a alinear el pozo hacia la LDD por la TP-1 y bombear en inversa por TR-1, N2 hasta alcanzar un volumen de 6,100 m3 u observar que la presión de inyección sea constante y sea indicativo que se está inyectando a formación, cuidar no exceder los límites con que se probó el medio árbol previamente.</p> <p>Caso A: Se observa que el pozo está admitiendo, proceder a alinear pozo hacia LDD por TR-2 y bombear N2 por TP-1 y observar que la obstrucción se eliminó, hasta alcanzar un volumen de 1,000 m3 o observar que la presión de inyección sea constante y sea indicativo que se está inyectando a formación, cuidar no exceder los límites con que se probó el medio árbol previamente, pasar al <b>punto 3.2</b>.</p> <p>Caso B: Se observa que se alcanza la presión máxima con que se probó el medio árbol, proceder a alinear el pozo hacia la LDD por TR-2, posterior bombear 15 bbl de Xileno líquido y desplazarlo con 6,100 m3 de N2 por TR-2, observar comportamiento de presiones en TP y TR, si se observa indicativo de liberación de obstrucción, bombear por TR-2 1,000 m3 de N2, si la obstrucción se eliminó pasar al <b>punto 3.2</b> si continua desinstalar equipos, pasar al <b>punto 4</b> e iniciar intervención con TF.</p> <p><b>Nota 1:</b> Verificar la presión y temperatura en TP y TR.</p>	5																																																																																																										
3.2	<p><b>Limpieza de aparejo por TR</b></p> <p>Con pozo alineado a TR-2, suspender bombeo de BN por TP-2 y bombear por TP-1 la cédula de bombeo en la etapa que se quedó en el <b>punto 3</b>.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Etapa</th> <th>Producto</th> <th>Tiempo</th> <th>Tiempo acum</th> <th>Gasto de N2</th> <th>Gasto liquido</th> <th>Volumen de N2</th> <th>Volumen de liquido</th> </tr> <tr> <th></th> <th></th> <th>[min]</th> <th>[min]</th> <th>[m3/min]</th> <th>[bls/min]</th> <th>[M3]</th> <th>[bls]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>Nitrógeno</td> <td>70</td> <td>70</td> <td>70</td> <td></td> <td>4897</td> <td></td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>Xileno Espumado</td> <td>4</td> <td>74</td> <td>25</td> <td>2.5</td> <td>110</td> <td>11.0</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>Nitrógeno</td> <td>24</td> <td>98</td> <td>25</td> <td></td> <td>600</td> <td></td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>Xileno Espumado</td> <td>4</td> <td>103</td> <td>25</td> <td>2.5</td> <td>110</td> <td>11.0</td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>Nitrógeno</td> <td>24</td> <td>127</td> <td>25</td> <td></td> <td>600</td> <td></td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>Inhibidor</td> <td>1</td> <td>128</td> <td>25</td> <td>2.5</td> <td>20</td> <td>2.0</td> </tr> <tr> <td>7</td> <td>HCl al 7.5%</td> <td>2</td> <td>130</td> <td>25</td> <td>2.5</td> <td>60</td> <td>6.0</td> </tr> <tr> <td>8</td> <td>Nitrógeno</td> <td>3</td> <td>133</td> <td>25</td> <td></td> <td>75</td> <td></td> </tr> <tr> <td>9</td> <td>Neutralizador</td> <td>1</td> <td>134</td> <td>25</td> <td>2.5</td> <td>20</td> <td>2.0</td> </tr> <tr> <td>10</td> <td>Nitrógeno</td> <td>24</td> <td>158</td> <td>25</td> <td></td> <td>600</td> <td></td> </tr> <tr> <td>11</td> <td>Xileno Espumado</td> <td>4</td> <td>162</td> <td>25</td> <td>2.5</td> <td>110</td> <td>11.0</td> </tr> </tbody> </table>	Etapa	Producto	Tiempo	Tiempo acum	Gasto de N2	Gasto liquido	Volumen de N2	Volumen de liquido			[min]	[min]	[m3/min]	[bls/min]	[M3]	[bls]	1	Nitrógeno	70	70	70		4897		2	Xileno Espumado	4	74	25	2.5	110	11.0	3	Nitrógeno	24	98	25		600		4	Xileno Espumado	4	103	25	2.5	110	11.0	5	Nitrógeno	24	127	25		600		6	Inhibidor	1	128	25	2.5	20	2.0	7	HCl al 7.5%	2	130	25	2.5	60	6.0	8	Nitrógeno	3	133	25		75		9	Neutralizador	1	134	25	2.5	20	2.0	10	Nitrógeno	24	158	25		600		11	Xileno Espumado	4	162	25	2.5	110	11.0	5		
Etapa	Producto	Tiempo	Tiempo acum	Gasto de N2	Gasto liquido	Volumen de N2	Volumen de liquido																																																																																																					
		[min]	[min]	[m3/min]	[bls/min]	[M3]	[bls]																																																																																																					
1	Nitrógeno	70	70	70		4897																																																																																																						
2	Xileno Espumado	4	74	25	2.5	110	11.0																																																																																																					
3	Nitrógeno	24	98	25		600																																																																																																						
4	Xileno Espumado	4	103	25	2.5	110	11.0																																																																																																					
5	Nitrógeno	24	127	25		600																																																																																																						
6	Inhibidor	1	128	25	2.5	20	2.0																																																																																																					
7	HCl al 7.5%	2	130	25	2.5	60	6.0																																																																																																					
8	Nitrógeno	3	133	25		75																																																																																																						
9	Neutralizador	1	134	25	2.5	20	2.0																																																																																																					
10	Nitrógeno	24	158	25		600																																																																																																						
11	Xileno Espumado	4	162	25	2.5	110	11.0																																																																																																					

No.	Descripción de la operación								Tiempo	Tiempo	Tiempo	
									estimado	Acumulado	Acumulado	
									(hrs)	(hrs)	(días)	
	12	Nitrógeno	24	186	25		600					
	13	Xileno Espumado	4	191	25	2.5	308	11.0				
	14	Nitrógeno	24	215	25		600					
	15	Inhibidor	1	215	25	2.5	20	2.0				
	16	HCl al 7.5%	2	218	25	2.5	60	6.0				
	17	Nitrógeno	3	221	25		75	0.0				
	18	Neutralizador	1	222	25	2.5	20	2.0				
	19	Nitrógeno	24	246	25		600	0.0				
	20	Xileno Espumado	4	250	25	2.5	110	11.0				
	21	Nitrógeno	24	274	25		600	0.0				
	22	Xileno Espumado	4	278	25	2.5	110	11.0				
	23	Nitrógeno	70	348	25	2.5	1749					
<p>Revisar constantemente las muestras.</p> <p>Caso A: La cédula se bombea sin ningún inconveniente, pasar al <b>punto 4</b>.</p> <p>Caso B: Durante el Bombeo se presenta algún represionamiento súbito en TP-1 o disminución de la presión de TR-2, desplazar con N2 y Xileno por TP-2 y TR-2 destapar pozo y pasar al <b>punto 4</b> si no se destapa pasar al <b>punto 4</b>.</p> <p><b>Nota 1:</b> La cédula de bombeo también se anexa al final del programa</p> <p><b>Nota 2:</b> En caso de algún represionamiento, dejar presión testigo en TP para observar el comportamiento.</p> <p><b>Nota 3:</b> En todo momento se debe de tener circulación</p> <p><b>Nota 4:</b> En todo momento debe estar abierto el pozo hacia batería</p>												
4	<b>Limpieza de pozo con TF de 1 3/4" y optimizador giratorio 2 1/8"</b>											
	Con pozo alineado a TR-2 y bombeo de respaldo de gas de BN por TP-2 con 2 MMpcd											
	Bajar TF con una velocidad entre 15 y 17 m/min, haciendo pull test cada 500 m, con bombeo de N2 por TF a un gasto de 15 m3/min. Una vez que se llegue al extremo del aparejo +- 3800 md, se bombeará la cédula siguiente:											
	Etapa	Producto	Vel. Promedio	Tiempo	Tiempo acum	Gasto de N2	Gasto liquido	Volumen de N2	Volumen de liquido			
			[m/min]	[min]	[min]	[m3/min]	[bls/min]	[M3]	[bls]	30	47.5	1.98
	1	Solvente 3800-3860	10	5	5	15	0.75	80	4			
	2	nitrógeno		11	16	15		158	0			
	3	Solvente 3860-3920	10	5	21	15	0.75	80	4			
	4	nitrógeno		11	32	15		158	0			
	5	Solvente 3920-3980	10	5	37	15	0.75	80	4			
6	nitrógeno		11	48	15		158	0				
7	Solvente 3980-4040	10	5	53	15	0.75	80	4				
8	nitrógeno		11	63	15		158	0				

No.	Descripción de la operación									Tiempo	Tiempo	Tiempo	
										estimado	Acumulado	Acumulado	
											(hrs)	(hrs)	(días)
9	Solvente 4040-4100	10	5	69	15	0.75	80	4					
10	Nitrógeno		60	129	15		901	0					
11	Solvente 4100-4160	10	5	134	15	0.75	80	4					
12	Nitrógeno		11	145	15		158	0					
13	Solvente 4160-4220	10	5	150	15	0.75	80	4					
14	Nitrógeno		11	161	15		158	0					
15	Solvente 4220-4280	10	5	166	15	0.75	80	4					
16	Nitrógeno		11	176	15		158	0					
17	Solvente 4280-4340	10	5	182	15	0.75	80	4					
18	Nitrógeno		11	192	15		158	0					
19	Solvente 4340-4400	10	5	198	15	0.75	80	4					
20	Nitrógeno		60	258	15		901	0					
21	Solvente 4400-4460	10	5	263	15	0.75	80	4					
22	Nitrógeno		11	273	15		158	0					
23	Solvente 4460-4520	10	5	279	15	0.75	80	4					
24	Nitrógeno		11	289	15			0					
25	Solvente 4520-4580	10	5	295	15	0.75	80	4					
26	Nitrógeno		11	305	15		158	0					
27	Solvente 4580-4640	10	5	311	15	0.75	80	4					
28	Nitrógeno		11	321	15		158	0					
29	Solvente 4640-4700	10	5	326	15	0.75	80	4					
30	Nitrógeno		60	386	15		901	0					
31	Solvente 4700-4760	10	5	392	15	0.75	80	4					
32	Nitrógeno		11	402	15		158	0					
33	Solvente 4760-4820	10	5	408	15	0.75	80	4					
34	Nitrógeno		11	418	15		158	0					
35	Solvente 4820-4880	10	5	423	15	0.75	80	4					
36	Nitrógeno		11	434	15		158	0					
37	Solvente 4880-4940	10	5	439	15	0.75	80	4					
38	Nitrógeno		11	450	15		158	0					
39	Solvente 4940-5000	10	5	455	15	0.75	80	4					
40	Nitrógeno		11	466	15		158	0					
41	Solvente 5000-5060	10	5	471	15	0.75	80	4					
42	Nitrógeno		11	482	15		158	0					
43	Solvente 5060-5100	10	5	487	15	0.75	80	4					
44	Nitrógeno		60	547	15		901	0					

No.	Descripción de la operación									Tiempo estimado (hrs)	Tiempo Acumulado (hrs)	Tiempo Acumulado (días)												
	45	Solvente 5100-5130	5	5	552	15	0.75	80	4															
	46	Nitrógeno		11	563	15		158	0															
	47	Solvente 5130-5160	5	5	568	15	0.75	80	4															
	48	Nitrógeno 5160-5100	5	60	628	15		900	0															
	49	Inhibidor		3	631	15	0.75	40	2															
	50	Nitrógeno		14	645	15		217	0															
	51	HCl al 15% 5100-5130	5	5	651	15	0.75	80	4															
	52	Nitrógeno		11	661	15		158	0															
	53	HCl al 15% 5130-5160	5	5	666	15	0.75	80	4															
	54	Nitrógeno		11	677	15		158	0															
	55	Neutralizador		3	680	15	0.75	40	2															
	56	Nitrógeno 5160-5100	5	60	740	15		900	0															
	57	Solvente 5100-5130	5	5	745	15	0.75	80	4															
	58	Nitrógeno		11	756	15		158	0															
	59	Solvente 5130-5160	5	5	761	15	0.75	80	4															
	60	Nitrógeno		180	941	15		2701	0															
(Cédula de limpieza de aparejo)																								
Terminando la inducción del pozo y teniendo muestras de aceite libres de productos de limpieza levantar TF con optimizador giratorio 2 1/8" a superficie, llegando la TF a 1500 m, parar bombeo de nitrógeno a través de la misma.																								
En caso de encontrar resistencia proceder a bombear la siguiente cédula:																								
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 25%;">Material</th> <th style="width: 25%;">Volumen</th> <th style="width: 25%;">Gasto de N2</th> <th style="width: 25%;">Gasto de liquido</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Nitrógeno</td> <td>1620 m3</td> <td>20</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Solvente liquido</td> <td>2.5 bbl</td> <td></td> <td>.3</td> </tr> </tbody> </table>													Material	Volumen	Gasto de N2	Gasto de liquido	Nitrógeno	1620 m3	20		Solvente liquido	2.5 bbl		.3
Material	Volumen	Gasto de N2	Gasto de liquido																					
Nitrógeno	1620 m3	20																						
Solvente liquido	2.5 bbl		.3																					
(Cédula para vencer resistencia)																								
Esta cédula se bombeara las veces que sea necesario para vencer la resistencia, se atacará la resistencia solo con el liquido con el que se cuente en ese momento.																								
Al vencer la resistencia proceder a continuar con la cédula de limpieza de aparejo a la profundidad donde se quedó.																								
<b>Nota 1:</b> La cédula de bombeo también se anexa al final del programa																								
<b>Nota 2:</b> En caso de algún represionamiento, dejar presión testigo en TP para observar el comportamiento.																								
<b>Nota 3:</b> En todo momento se debe de tener circulación																								
<b>Nota 4:</b> En todo momento debe estar abierto el pozo hacia batería.																								
<b>Entrega pozo a producción</b>																								
4	<b>Instalación de bajante-1</b>									4	51.5	2.14												



No.	Descripción de la operación	Tiempo estimado (hrs)	Tiempo Acumulado (hrs)	Tiempo Acumulado (días)
	Terminando la limpieza de pozo desmantelar TF, unidad de bombeo e inyectora de N2, y proceder a instalar la bajante-1.			
5	<b>Alinear flujo</b> Alinear el pozo por las dos TR´s como estaba al principio con el gasto de 2.6 MMpcd	1	52.5	2.19
6	<b>Entrega de pozo a producción</b> Realizar limpieza de contrapozo, pera y dejar el medio árbol limpio y en condiciones. Generar un acta de entrega de pozo del área de mantenimiento de pozos al área de producción y entregar pozo. <b>Nota 01:</b> No dejar instalado o en la pera ningún objeto que se pueda extraviar o retirar con facilidad.	2	54.5	2.27
	<b>Aforo de pozo</b>			
7	<b>Aforo de pozo</b> Alinear el pozo hacia separador de medición en la batería de separación Mora.	24	78.5	3.27

**TIEMPO DE INTERVENCIÓN ESTIMADO “OPTIMO” ..... 3.27 DÍAS**

### 3.9.3 Requerimiento de equipos, materiales y servicios

El CONTRATISTA realizará las actividades indicadas anteriormente, considerando equipo, herramientas, materiales, mano de obra y los servicios siguientes:

MATERIALES				
Cant.	UNIDAD DE MEDIDA	Descripción	Responsable del Suministro y Control	Observaciones
27	M3	Solvente	TP Mexicana	
4	M3	HCl al 7.5%	TP Mexicana	
2	M3	Inhibidor	TP Mexicana	
2	M3	Neutralizador	TP Mexicana	
80,000	M3	Nitrógeno	Cryoinfra	

SERVICIOS				
Cant.	UNIDAD DE MEDIDA	Descripción	Responsable del Suministro y Control	Observaciones
1	Servicio	Equipo Contra incendio	DLS	
1	Servicio	Servicio de Unidad de tubería flexible de 1 3/4" con optimizador giratorio de 2 1/8", unidad de bombeo y líneas para interconectarse	TP Mexicana	
1	Servicio	Cargo basico de la unidad de inyección	Cryoinfra	

### 3.9.4 Características del equipo para la intervención

CARACTERISTICAS DE UNIDAD DE INYECCIÓN DE NITRÓGENO	
Presión de trabajo	10,000 PSI
Flujos:	De 15 a 120 m3/min.
Tanque de almacenamiento	3,000 Gal de N2 liquido = 7,500 m3 de N2 gas
Auto tanques	6,000 Gal de N2 liquido = 15,000 m3 de N2 gas
Pureza del Nitrógeno	99.99%

	<b>REPORTE DE LABORATORIO POST – EVALUACIÓN</b>			
	<b>CÓDIGO DEL DOCUMENTO:</b> TPM-LAB-014-01-020	<b>VERSIÓN:</b> 01	<b>PAGINA</b> 1 de 9	<b>FECHA DE ELABORACION</b> 10/01/2020

## REPORTE DE LABORATORIO POST – EVALUACIÓN

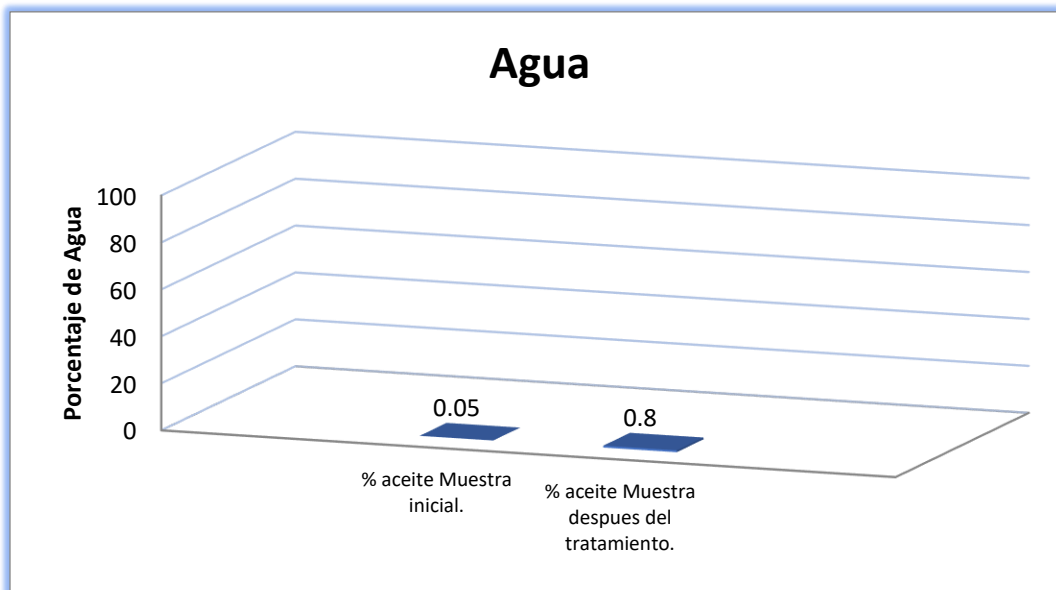
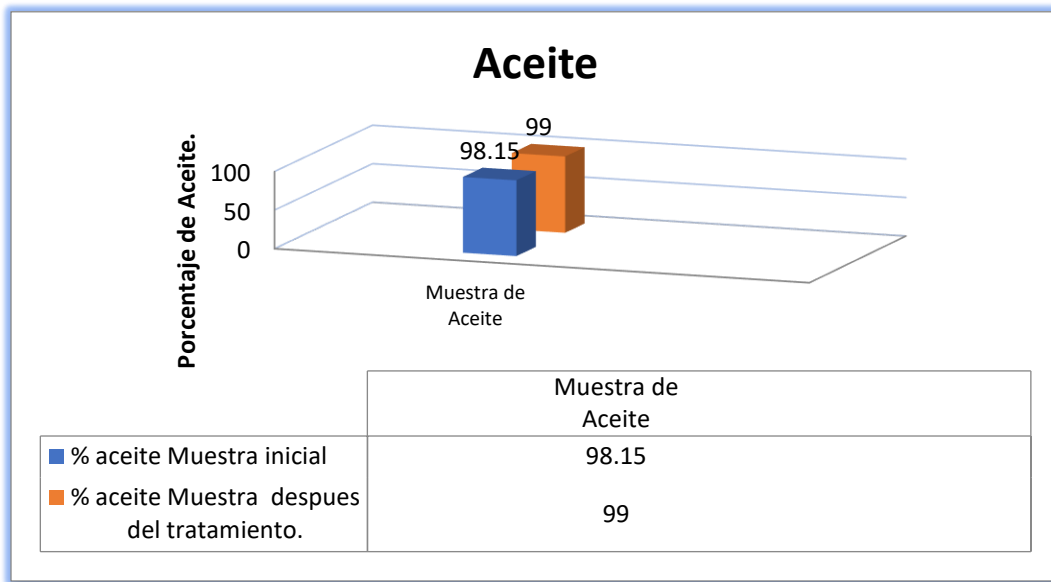



**LIMPIEZA CON SISTEMA SO-FOAM-CHEM Y SISTEMA SI-FOAM-CHEM 7.5%.**

**POZO: MORA 25**

**PETROLERA CARDENAS MORA  
FEBRERO 2021.**

### ANÁLISIS DE LABORATORIO



	<b>REPORTE DE LABORATORIO POST – EVALUACIÓN</b>			
<b>CÓDIGO DEL DOCUMENTO:</b> TPM-LAB-014-01-020	<b>VERSIÓN:</b> 01	<b>PAGINA</b> 3 de 9	<b>FECHA DE ELABORACION</b> 10/01/2020	<b>FECHA DE REVISION</b> 10/01/2020

Determinación de porcentajes volumétricos de fases en la muestra, se llevó a cabo mediante el centrifugado a 600 RCF durante 10 minutos.



Figura 3.5 Determinación de porcentaje de sólidos, agua y aceite.



Figura 3.6 Determinación de Gravedad Especifica.

	<b>REPORTE DE LABORATORIO POST – EVALUACIÓN</b>			
	<b>CÓDIGO DEL DOCUMENTO:</b> TPM-LAB-014-01-020	<b>VERSIÓN:</b> 01	<b>PAGINA</b> 4 de 9	<b>FECHA DE ELABORACION</b> 10/01/2020



Figura 3.7 Muestras recuperadas durante la intervención pozo Mora 25.



Figura 3.8 Muestras recuperadas durante la intervención pozo Mora 25, en laboratorio de TPMEXICANA.

	<b>REPORTE DE LABORATORIO POST – EVALUACIÓN</b>			
	<b>CÓDIGO DEL DOCUMENTO:</b> TPM-LAB-014-01-020	<b>VERSIÓN:</b> 01	<b>PAGINA</b> 5 de 9	<b>FECHA DE ELABORACION</b> 10/01/2020

### Análisis a las muestras recuperadas durante la operación

Se analizan diez de las muestras recibidas en el laboratorio, recuperadas durante la intervención separando cinco muestras de la primera etapa y cinco muestras de la segunda etapa.



Figura 3.9 Muestras recibida en el laboratorio recuperadas durante la intervención, primera etapa.



Figura 3.10 Muestras recibida en el laboratorio recuperadas durante la intervención, segunda etapa.



Figura 3.11 Determinación de porcentaje aceite, agua y sólidos. 1ra etapa.



Figura 3.12 Determinación de porcentaje aceite, agua y sólidos. 2da etapa.



Figura 3.13 Determinación de porcentaje aceite, agua y sólidos. 1ra etapa.

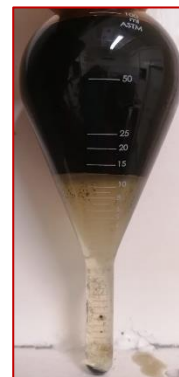


Figura 3.14 Determinación de porcentaje aceite, agua y sólidos. 2da etapa.



Figura 3.15 Determinación de porcentaje aceite, agua y sólidos. 1ra etapa.



Figura 3.16 Determinación de porcentaje aceite, agua y sólidos. 2da etapa.





Figura 3.17 Determinación de porcentaje aceite, agua y sólidos. 1ra etapa.



Figura 3.18 Determinación de porcentaje aceite, agua y sólidos. 2da etapa.



Figura 3.19 Determinación de porcentaje aceite, agua y sólidos. 1ra etapa.

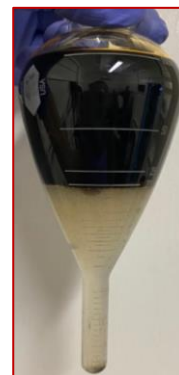



Figura 3.20 Determinación de porcentaje aceite, agua y sólidos. 2da etapa.

	<b>REPORTE DE LABORATORIO POST – EVALUACIÓN</b>			
	CÓDIGO DEL DOCUMENTO: TPM-LAB-014-01-020	VERSIÓN: 01	PAGINA 8 de 9	FECHA DE ELABORACION 10/01/2020

Tabla 3.3 Resultados obtenidos de muestras de retorno.

Parámetros	Primera etapa					Segunda etapa				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Fecha</b>	18/02/21	18/02/21	18/02/21	18/02/21	18/02/21	19/02/21	19/02/21	19/02/21	19/02/21	19/02/21
<b>Hora</b>	1:45 am	3:00 am	11:00 am	5:30 pm	9:00 pm	6:00 am	4:30 pm	7:00 pm	9:00 pm	11:00 pm
<b>Aceite (%v)</b>	<b>54.8</b>	<b>71.8</b>	<b>90.95</b>	<b>92.85</b>	<b>88.95</b>	<b>79.95</b>	<b>87.9</b>	<b>79.8</b>	<b>74.8</b>	<b>90.5</b>
<b>Densidad (gr/cm<sup>3</sup>)</b>	0.86	0.88	0.83	0.84	0.84	0.81	0.83	0.88	0.81	0.83
<b>°API@60°F</b>	31.87	28.13	37.82	35.79	35.79	42.03	37.82	28.13	42.03	37.82
<b>Emulsión (%v)</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Agua (%v)</b>	<b>45</b>	<b>28</b>	<b>8.95</b>	<b>6.95</b>	<b>10.95</b>	<b>19.95</b>	<b>11.9</b>	<b>20</b>	<b>25</b>	<b>9.4</b>
<b>Densidad (gr/cm<sup>3</sup>)</b>	1.02	1.03	1.01	1.02	1.03	1.00	1.01	1.02	1.02	1.01
<b>pH</b>	6.5	7	7	7	6.1	7	6.5	6.5	7	7
<b>Cloruros (ppm)</b>	1000	1000	8000	4000	20000	1000	8000	10000	6000	4000
<b>Solidos (%v)</b>	<b>0.2</b>	<b>0.2</b>	<b>0.1</b>	<b>0.2</b>	<b>0.1</b>	<b>0.1</b>	<b>0.2</b>	<b>0.2</b>	<b>0.2</b>	<b>0.1</b>
<b>Acidez</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

	<b>REPORTE DE LABORATORIO POST – EVALUACIÓN</b>			
	<b>CÓDIGO DEL DOCUMENTO:</b> TPM-LAB-014-01-020	<b>VERSIÓN:</b> 01	<b>PAGINA</b> 9 de 9	<b>FECHA DE ELABORACION</b> 10/01/2020

La invasión de fluidos puede ínter mezclarse con los fluidos contenidos en la formación pudiendo formar emulsiones. Estas emulsiones tienen alta viscosidad, particularmente las emulsiones de agua en aceite, así mismos filtrados de fluidos base aceite o fluidos de estimulación pueden formar emulsiones con agua de formación. Las formaciones de emulsiones en el medio poroso causan en lo general altas viscosidades, particularmente las emulsiones agua en aceite. Esto reduce drásticamente la productividad de los pozos y en lo general es relativamente más fácil prevenirlas que removerlas.

El sistema Espumado que se inyectó al pozo Mora 25, cumple satisfactoriamente las pruebas de estabilidad, compatibilidad antes y después del tratamiento dando unos óptimos resultados en la recuperación del aceite en el pozo. El sistema Espumado que incluye aditivos para prevenir formación de emulsiones, inhibidor de corrosión, secuestrante de hierro y agente anti sludge, los cuales ayudan a prevenir formación de sólidos del tipo sludge y precipitados de hierro logrando compatibilidad con el pozo.

### POZO MORA 25

Tabla 3.4 Resultados comparativos de caracterización del aceite antes y después del tratamiento.

Parámetros	Muestra original	Muestra Post Tratamiento
Aceite	98.15 %	99 %
Gravedad Especifica	0.830	0.835
°API@60°F	37.82	36.80
Aceite (%v)	98.15	99
Emulsión (%)	1.8	0
Agua (%)	0.05	0.8
Sólidos (%)	0	0.2
Compatibilidad	Compatible	Compatible

	<b>REPORTE DE LABORATORIO POST – EVALUACIÓN</b>			
<b>CÓDIGO DEL DOCUMENTO:</b> TPM-LAB-014-01-004	<b>VERSIÓN:</b> 01	<b>PAGINA</b> 1 de 136	<b>FECHA DE ELABORACION</b> 10/01/2020	<b>FECHA DE REVISION</b> 10/01/2020

## REPORTE DE LABORATORIO POST – EVALUACIÓN

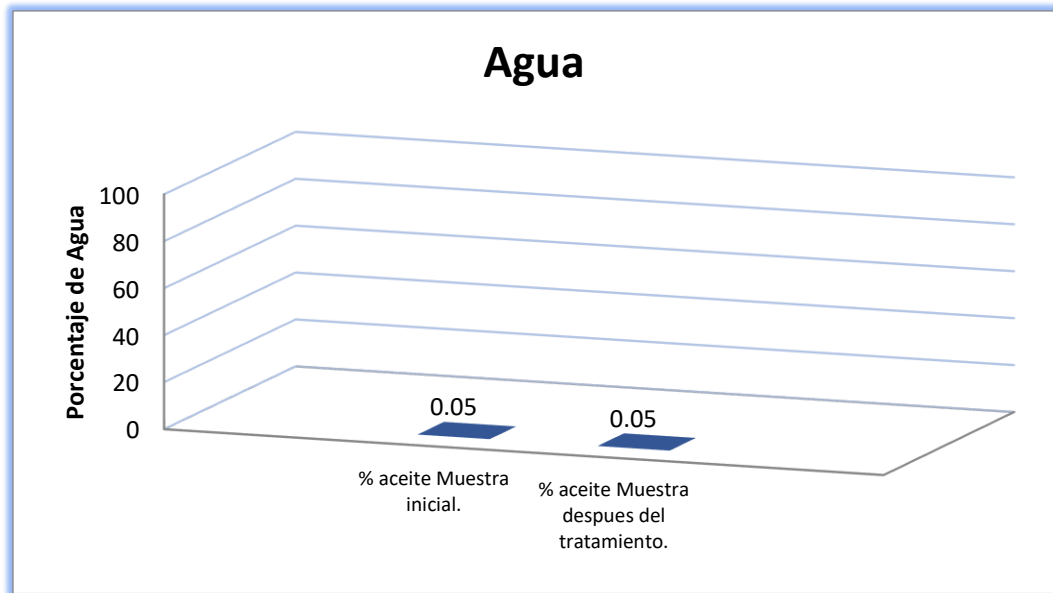
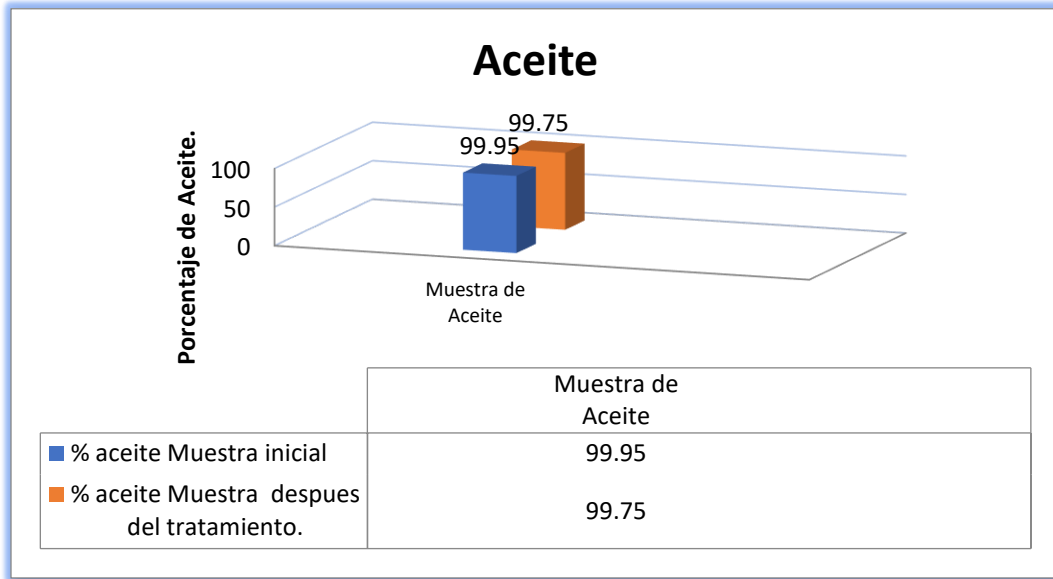


**LIMPIEZA CON SISTEMA SO-FOAM-CHEM Y SISTEMA SI-FOAM-CHEM.**

**POZO: MORA 2**

**PETROLERA CARDENAS MORA  
AGOSTO 2020.**

### ANÁLISIS DE LABORATORIO



	<b>REPORTE DE LABORATORIO POST – EVALUACIÓN</b>			
<b>CÓDIGO DEL DOCUMENTO:</b> TPM-LAB-014-01-004	<b>VERSIÓN:</b> 01	<b>PAGINA</b> 3 de 136	<b>FECHA DE ELABORACION</b> 10/01/2020	<b>FECHA DE REVISION</b> 10/01/2020

Determinación de porcentajes volumétricos de fases en la muestra, se llevó a cabo mediante el centrifugado a 600 RCF durante 10 minutos.



Figura 3.21 Determinación de porcentaje de sólidos, agua y aceite.



Figura 3.22 Determinación de Gravedad Especifica.

	<b>REPORTE DE LABORATORIO POST – EVALUACIÓN</b>			
	<b>CÓDIGO DEL DOCUMENTO:</b> TPM-LAB-014-01-004	<b>VERSIÓN:</b> 01	<b>PAGINA</b> 4 de 136	<b>FECHA DE ELABORACION</b> 10/01/2020



Figura 3.23 Muestras recuperadas durante la intervención.

### ANÁLISIS A LAS MUESTRAS RECUPERADAS DURANTE LA OPERACIÓN

Tabla 3.5 Resultados obtenidos de muestras de retorno.

N°de Muestra	Densidad	pH	% de arrastre
1	1.037	0.72	1
4	0.963	4.68	0.8
6	1.015	5.64	0.2
8	0.879	4.52	0.8
10	0.956	5.50	0.5
12	0.869	5.40	0.2

	<b>REPORTE DE LABORATORIO POST – EVALUACIÓN</b>			
<b>CÓDIGO DEL DOCUMENTO:</b> TPM-LAB-014-01-004	<b>VERSIÓN:</b> 01	<b>PAGINA</b> 5 de 136	<b>FECHA DE ELABORACION</b> 10/01/2020	<b>FECHA DE REVISION</b> 10/01/2020

### ANÁLISIS DE LOS SÓLIDOS RECUPERADOS DURANTE LA OPERACIÓN



Figura 3.24 Muestras de sólidos recuperados durante la intervención.

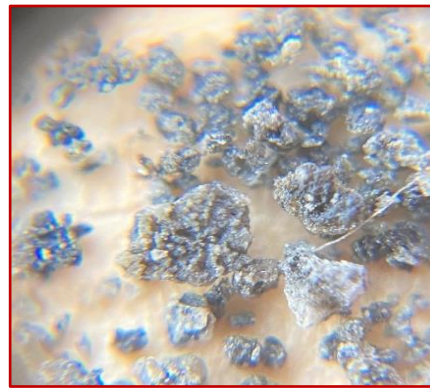


Figura 3.25 Muestras de sólidos recuperados durante la intervención.  
Vista microscópica 60 x.



Figura 3.26 Muestras de sólidos recuperados durante la intervención reaccionando con sistema inorgánico SI-FOAM-CHEM al 15 % la reacción fue inmediata y agresiva, se observa liberación de gas.



	<b>REPORTE DE LABORATORIO POST – EVALUACIÓN</b>			
	<b>CÓDIGO DEL DOCUMENTO:</b> TPM-LAB-014-01-004	<b>VERSIÓN:</b> 01	<b>PAGINA</b> 6 de 136	<b>FECHA DE ELABORACION</b> 10/01/2020

La invasión de fluidos puede ínter mezclarse con los fluidos contenidos en la formación pudiendo formar emulsiones. Estas emulsiones tienen alta viscosidad, particularmente las emulsiones de agua en aceite, así mismo filtrados de fluidos base aceite o fluidos de estimulación pueden formar emulsiones con agua de formación. La formación de emulsiones en el medio poroso causan en lo general altas viscosidades, particularmente las emulsiones agua en aceite. Esto reduce drásticamente la productividad de los pozos y en lo general es relativamente más fácil prevenirlas que removerlas.

El sistema Espumado que se inyectó al pozo Mora 2, cumple satisfactoriamente las pruebas de estabilidad, compatibilidad antes y después del tratamiento dando unos óptimos resultados en la recuperación del aceite en el pozo. El sistema Espumado que incluye aditivos para prevenir formación de emulsiones, inhibidor de corrosión, secuestrante de hierro y agente anti sludge, los cuales ayudan a prevenir formación de sólidos del tipo sludge y precipitados de hierro logrando compatibilidad con el pozo.

### POZO MORA 2

Tabla 3.6 Resultados comparativos de caracterización del aceite antes y después del tratamiento.

Parámetros	Muestra original	Muestra Post tratamiento
Aceite	99.95 %	99.75 %
Gravedad Especifica	0.8461	0.869
°API@60°F	33.49	34.29
Aceite (%v)	99.95	99.95
Emulsión (%)	0	0
Agua (%)	0.05	0.05
Sólidos (%)	0	0.2
Compatibilidad	Compatible	Compatible

	<b>REPORTE DE LABORATORIO ANALISIS COMPOSICIONAL DE MUESTRA (CARACTERIZACIÓN ACEITE/AGUA)</b>			
<b>CÓDIGO DEL DOCUMENTO:</b> TPM-LAB-005-01-007	<b>VERSIÓN:</b> 01	<b>PAGINA</b> 69 de 8	<b>FECHA DE ELABORACION</b> 10/01/2020	<b>FECHA DE REVISION</b> 10/01/2020


## REPORTE DE LABORATORIO

### ANALISIS COMPOSICIONAL DE MUESTRA (CARACTERIZACIÓN ACEITE/AGUA)



**MORA 2**

**JULIO 2020**

	<b>REPORTE DE LABORATORIO</b> <b>ANALISIS COMPOSICIONAL DE MUESTRA</b> <b>(CARACTERIZACIÓN ACEITE/AGUA)</b>			
	<b>CÓDIGO DEL DOCUMENTO:</b> TPM-LAB-005-01-007	<b>VERSIÓN:</b> 01	<b>PÁGINA</b> 2 de 8	<b>FECHA DE ELABORACION</b> 10/01/2020

## ANTECEDENTES


El pozo Mora 2 presenta depletación de producción constante, misma que es reactivada mediante operaciones de limpieza con fluidos emulsionados del tipo orgánico y ácido, debido a esta causa se solicitó realizar un análisis completo y detallado de las propiedades fisicoquímicas del hidrocarburo. A fin de poder encontrar las posibles causas que están generando la disminución de producción, y con ello encontrar alguna alternativa que minimice las intervenciones de limpieza a fin de que la productividad se mantenga constante.

## INTRODUCCIÓN

Los hidrocarburos contenidos en formación previo a producción se encuentran en un estado de equilibrio, a medida que este se lleva a superficie, este equilibrio sufre varios cambios. El mayor factor de afectación son los cambios en la pérdida de volatilidad del aceite, los cambios de presión neta y la reducción de temperatura. La caracterización de la muestra representa un panorama de las condiciones en las que se encuentra la muestra, la determinación y separación de fases en la muestra facilita el análisis detallado de cada una de ellas a fin de poder establecer el tratamiento más adecuado.

La caracterización de los sólidos da como resultado determinar la naturaleza de los mismos mediante la clasificación de inorgánicos u orgánicos. Realizar el análisis fisicoquímico del agua facilita determinar la estabilidad de la fase acuosa y con ello predeterminar si la misma es de naturaleza corrosiva y/o incrustante.

Variadas ocasiones el hidrocarburo presenta emulsiones altamente estables, para seleccionar el tratamiento adecuado es importante conocer la naturaleza de la emulsión clasificándola en fase directa o fase inversa a fin de elegir el rompedor de emulsión más efectivo.

	<b>REPORTE DE LABORATORIO</b> <b>ANALISIS COMPOSICIONAL DE MUESTRA</b> <b>(CARACTERIZACIÓN ACEITE/AGUA)</b>			
	<b>CÓDIGO DEL DOCUMENTO:</b> TPM-LAB-005-01-007	<b>VERSIÓN:</b> 01	<b>PAGINA</b> 3 de 8	<b>FECHA DE ELABORACION</b> 10/01/2020

Los asfáltenos están presentes en una dispersión coloidal en el aceite, la estabilidad de esta dispersiónes resultado del balance las capas envolventes de resinas y máltenos, cualquier acción que genere un disturbio en este balance generara una precipitación de los asfáltenos. Altos esfuerzos de flujo de aceite a través de los poros en la roca generara un cambio de presión en la formación suficientes para generar una precipitación de asfáltenos, una reducción de presión por liberación de gas es otra causa para generar la precipitación.


La temperatura es un factor de control en la formación de depósitos de parafinas, la temperatura a la cual se presentan los primeros cristales de parafinas dentro del crudo es llamado punto de punto de cristalización, todos aquellos aceites que estén por debajo de este punto tendrán una tendencia a precipitar. Tiempos prolongados de reposo o almacenamiento sumados a los efectos de temperatura generalmente resulta en depósitos de parafinas.

A fin de realizar un análisis detallado de la problemática generada en la disminución de producción, se recomienda realizar un análisis composicional del hidrocarburo, mismo que dará las herramientas necesarias para la selección del tratamiento adecuado.

## **OBJETIVO**

De la muestra recibida se determinaran las propiedades físico-químicas de los componentes, de lo cual quedara estructurado de la siguiente manera:

- Porcentaje volumétrico de componentes de la muestra.
  - Solidos
  - Agua
  - Emulsión
  - Aceite

	<b>REPORTE DE LABORATORIO ANALISIS COMPOSICIONAL DE MUESTRA (CARACTERIZACIÓN ACEITE/AGUA)</b>			
	<b>CÓDIGO DEL DOCUMENTO:</b> TPM-LAB-005-01-007	<b>VERSIÓN:</b> 01	<b>PAGINA</b> 4 de 8	<b>FECHA DE ELABORACION</b> 10/01/2020


- Determinación de tipo de emulsión encontrada (en caso de aplicar).
  - Gravedad especifica del aceite
  - Determinación del tipo de emulsión
  
- Propiedades físicas de la fase aceite.
  - Gravedad especifica
  - °API
  
- Componentes de la fase aceite.
  - Parafinas
  - Asfáltenos
  - Resinas asfálticas

### FASE EXPERIMENTAL

Se recolecto muestra de aceite, la cual presentaba emulsión estable a condiciones superficiales y mismas que se observó al fondo del recipiente, sin observarse separación de fases acuosa y oleosa tal como se muestra en la figura 45.



Figura 3.27 Muestra de aceite recibida de pozo Mora 2.

	<b>REPORTE DE LABORATORIO ANÁLISIS COMPOSICIONAL DE MUESTRA (CARACTERIZACIÓN ACEITE/AGUA)</b>			
	<b>CÓDIGO DEL DOCUMENTO:</b> TPM-LAB-005-01-007	<b>VERSIÓN:</b> 01	<b>PÁGINA</b> 5 de 8	<b>FECHA DE ELABORACION</b> 10/01/2020


La determinación de los porcentajes volumétricos de fases en la muestra se llevó a cabo mediante el centrifugado de la muestra a 600 RCF durante 10 minutos, aplicando esta metodología en una muestrapura y la otra bajo la metodología ASTM D4007-11E01 con el fin de observar en qué condiciones se encuentra el aceite.



Figura 3.28 Prueba de centrifugado Muestra pura de aceite.



Figura 3.29 Prueba de centrifugado Muestra con desemulsificante.

	<b>REPORTE DE LABORATORIO ANALISIS COMPOSICIONAL DE MUESTRA (CARACTERIZACIÓN ACEITE/AGUA)</b>			
	<b>CÓDIGO DEL DOCUMENTO:</b> TPM-LAB-005-01-007	<b>VERSIÓN:</b> 01	<b>PAGINA</b> 6 de 8	<b>FECHA DE ELABORACION</b> 10/01/2020

La gravedad específica del aceite se obtuvo mediante el uso del hidrómetro tal como se muestra en la figura 48.



Figura 3.30 Gravedad específica y temperatura del aceite.

Los componentes de la fase aceite, se determinan mediante extracción con diferentes solventes a finde extraer cada uno de los componentes expresados en la tabla.




Figura 3.31 Resinas  
Asfálticas.



Figura 3.32 Asfáltenos.



Figura 3.33 Parafinas.

	<b>REPORTE DE LABORATORIO</b> <b>ANALISIS COMPOSICIONAL DE MUESTRA</b> <b>(CARACTERIZACIÓN ACEITE/AGUA)</b>			
	<b>CÓDIGO DEL DOCUMENTO:</b> TPM-LAB-005-01-007	<b>VERSIÓN:</b> 01	<b>PAGINA</b> 7 de 8	<b>FECHA DE ELABORACION</b> 10/01/2020

Estabilidad de Asfaltenos en muestra de aceite, Pozo Mora 2.

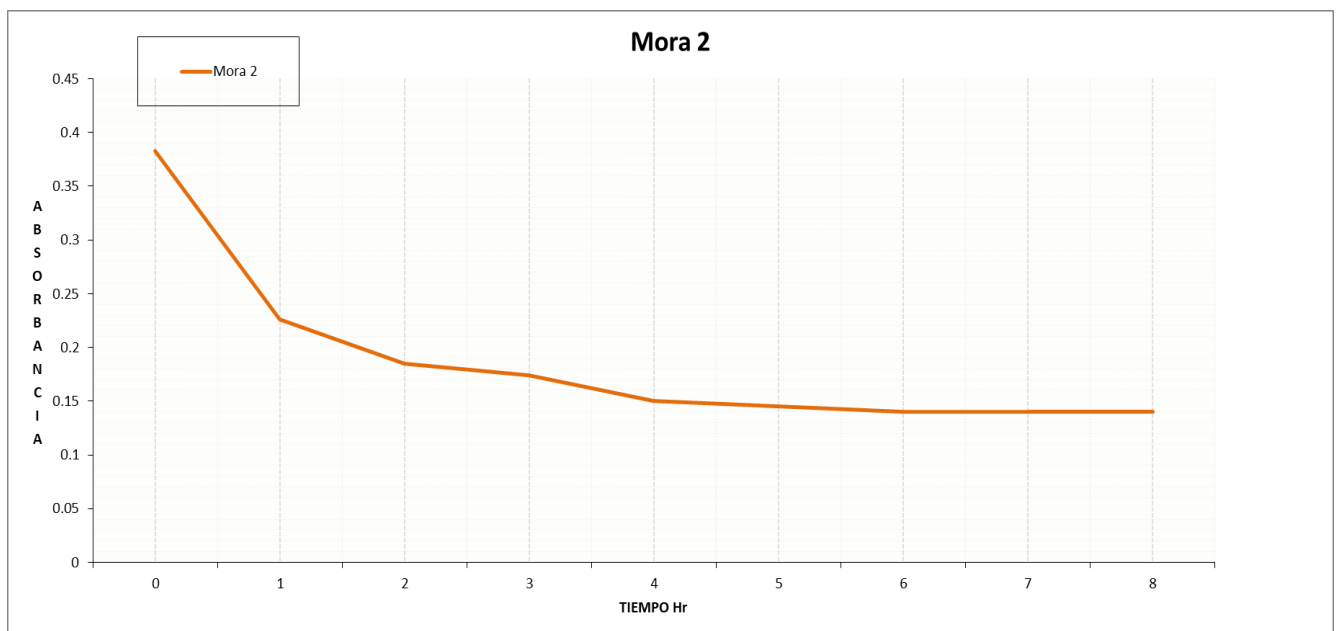


Figura 1.34 Representación gráfica de Mora 2.



	<b>REPORTE DE LABORATORIO ANALISIS COMPOSICIONAL DE MUESTRA (CARACTERIZACIÓN ACEITE/AGUA)</b>			
	<b>CÓDIGO DEL DOCUMENTO:</b> TPM-LAB-005-01-007	<b>VERSION:</b> 01	<b>PAGINA</b> 8 de 8	<b>FECHA DE ELABORACION</b> 10/01/2020

## RESULTADOS

De las pruebas desarrolladas se obtuvieron los resultados expresados en la siguiente tabla.

Tabla 3.7 Resultados análisis composicional de muestra.

PARAMETROS	RESULTADOS
<b>ACEITE (%V)</b>	<b>99.95</b>
<b>Gravedad Especifica</b>	0.8461
<b>°API@60°F</b>	33.49
<b>Temperatura (°F)</b>	82.4
<b>Parafinas (%p)</b>	10.1040
<b>Asfáltenos (%p)</b>	0.8918
<b>Resinas Asfálticas (%p)</b>	24.2169
<b>EMULSION (%)</b>	<b>0</b>
<b>Fase de la emulsión</b>	M.I
<b>Gravedad Especifica</b>	M.I
<b>°API@60°F</b>	M.I
<b>Temperatura (°F)</b>	M.I
<b>AGUA (%V)</b>	<b>0.05</b>
<b>Gravedad Especifica</b>	M.I
<b>pH</b>	M.I
<b>Cloruros (ppm)</b>	M.I
<b>SOLIDOS (%)</b>	<b>0</b>

	<b>REPORTE DE LABORATORIO ANÁLISIS COMPOSICIONAL DE MUESTRA (CARACTERIZACIÓN ACEITE/AGUA)</b>			
	<b>CÓDIGO DEL DOCUMENTO:</b> TPM-LAB-005-01-007	<b>VERSIÓN:</b> 01	<b>PÁGINA</b> 9 de 8	<b>FECHA DE ELABORACION</b> 10/01/2020

## CONCLUSIONES

De las pruebas desarrolladas se observó lo siguiente:

- No se observó sólidos en la muestra al ser centrifugada.
- Obtención de componentes del aceite no presentaron dificultades para ser obtenidos.

De los resultados obtenidos se puede establecer lo siguiente:

- El hidrocarburo recolectado muestra una tendencia a la precipitación de asfáltenos, alteraciones al sistema coloidal del mismo podrían generar precipitación de asfáltenos
- La muestra presenta un valor aproximado de 10.1040% parafinas, 0.8918% asfáltenos y 24.2169% resinas asfálticas, las variables de temperatura y presión encontradas entre el intervalo productor y superficie son factores que determinan la precipitación de parafinas y asfáltenos.



## REPORTE DE LABORATORIO PRUEBA DE COMPATIBILIDAD

CODIGO DEL DOCUMENTO:  
TPM-LAB-006-01-007

VERSION:  
01

PAGINA  
1 de 6


FECHA DE ELABORACION  
10/01/2020

FECHA DE REVISION  
10/01/2020

## REPORTE DE LABORATORIO PRUEBA DE COMPATIBILIDAD



**MORA 2**  
**AGOSTO 2020**

	<b>REPORTE DE LABORATORIO PRUEBA DE COMPATIBILIDAD</b>			
	<b>CODIGO DEL DOCUMENTO:</b> TPM-LAB-006-01-007	<b>VERSIÓN:</b> 01	<b>PAGINA</b> 2 de 6	<b>FECHA DE ELABORACION</b> 10/01/2020

## OBJETIVO

Determinar la estabilidad de los componentes del sistema SO-FOAM-CHEM y SI-FOAM-CHEM para el tratamiento en el pozo Mora 2.

Determinar la compatibilidad del sistema orgánico emulsionado y acido emulsionado (contaminado por 2000 ppm Fe+3) con la muestra del aceite Mora 2 mediante el siguiente esquema de trabajo:

- I. Prueba de estabilidad y compatibilidad de los sistemas emulsionados.
- II. Determinación de separación de fases entre SO-FOAM-CHEM y SI-FOAM-CHEM en muestra de pozo Mora 2.
- III. Prueba de precipitación de sólidos en malla #100.
- IV. Determinación de porcentaje de acidez en sistema SI-FOAM-CHEM
- V. Determinación de hierro en sistema acido.

## FASE EXPERIMENTAL

La Prueba de estabilidad y compatibilidad de SO-FOAM-CHEM y SI-FOAM-CHEM se determina mediante la observación del sistema preparado durante 30 minutos una vez preparados cada uno de ellos, en el cual, se deberá apreciar que los sistemas no presentan separación entre sus componentes y la homogenización se presentó durante del periodo mencionado.

CÓDIGO DEL DOCUMENTO: TPM-LAB-006-01-007	VERSIÓN: 01	PAGINA 3 de 6	FECHA DE ELABORACION 10/01/2020	FECHA DE REVISION 10/01/2020
---	----------------	------------------	------------------------------------	---------------------------------



Figura 3.35 Prueba de estabilidad SO-FOAM-CHEM.

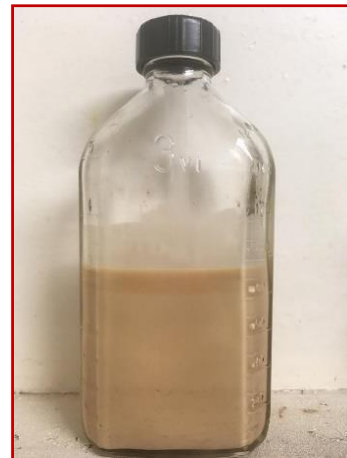



Figura 3.36 Prueba de estabilidad de SI-FOAM-CHEM.

Determinación de separación de fases entre SO-FOAM-CHEM y SI-FOAM-CHEM con muestra de Mora 2.



Figura 3.37 Prueba de Compatibilidad SO-FOAM-CHEM y Prueba de Compatibilidad SI-FOAM-CHEM.

	<b>REPORTE DE LABORATORIO PRUEBA DE COMPATIBILIDAD</b>			
	<b>CODIGO DEL DOCUMENTO:</b> TPM-LAB-006-01-007	<b>VERSION:</b> 01	<b>PAGINA</b> 4 de 6	<b>FECHA DE ELABORACION</b> 10/01/2020

La precipitación de sólidos en malla #100 se determina con el fin de observar si el tratamiento presenta estabilidad con la muestra de aceite y no genera decantación o precipitados.



Figura 3.38 Prueba de malla #100 SO-FOAM-CHEM.




Figura 3.39 Prueba de malla #100 SI-FOAM-CHEM.

#### Determinación de porcentaje de acidez en sistema SI-FOAM-CHEM

La determinación de la acidez se realiza mediante el método de valoración volumétrica (titulación) con hidróxido de sodio (NaOH).

Muestra	Volumen gastado NaOH(2N)	Porcentaje (%)
1	4.1ml	14.94
<b>Porcentaje final:</b>		<b>14.94 %</b>

	<b>REPORTE DE LABORATORIO PRUEBA DE COMPATIBILIDAD</b>			
	<b>CODIGO DEL DOCUMENTO:</b> TPM-LAB-006-01-007	<b>VERSIÓN:</b> 01	<b>PAGINA</b> 5 de 6	<b>FECHA DE ELABORACION</b> 10/01/2020


Determinación de contenido de fierro en sistema ácido:



Figura 3.40 Determinación de contenido de fierro.

## RESULTADOS

PARAMETROS	RESULTADOS
Estabilidad sistemas	Positivo
Compatibilidad sistemas vs. Aceite	Positivo
Observación de emulsión generadas	Negativo
Observación separación de agua	Negativo
Prueba de mojabilidad	Positivo (resultado variable)
Estabilidad sistemas condiciones extremas	Positivo (resultado variable)
Resultados espectrofotómetro	Positivo (resultado variable)

	<b>REPORTE DE LABORATORIO PRUEBA DE COMPATIBILIDAD</b>			
<b>CODIGO DEL DOCUMENTO:</b> TPM-LAB-006-01-007	<b>VERSIÓN:</b> 01	<b>PAGINA</b> 6 de 6	<b>FECHA DE ELABORACION</b> 10/01/2020	<b>FECHA DE REVISION</b> 10/01/2020

## CONCLUSIONES

De las pruebas desarrolladas se observó lo siguiente:

- a) Se realizó determinación de sludge, no se observó presencia de lodos asfálticos.
- b) El sistema presento compatibilidad con gran eficiencia de dispersión del aceite y reducción de viscosidad aparente generada por la solubilidad el mismo en los sistemas.
- c) El sistema presentado no genero emulsión en el aceite.
- d) El resultado de mojabilidad del sistema fue positiva, el resultados presento al observarse una dispersión y mojabilidad en un tiempo de 5 min.



	<b>REPORTE DE LABORATORIO DETERMINACION GRADO DE CORROSION</b>			
<b>CODIGO DEL DOCUMENTO:</b> TPM-LAB-010-01-005	<b>VERSION:</b> 01	<b>PAGINA</b> 84 de 4	<b>FECHA DE ELABORACION</b> 10/01/2020	<b>FECHA DE REVISION</b> 10/01/2020

**REPORTE DE LABORATORIO  
DETERMINACIÓN GRADO DE CORROSIÓN**



**MORA 2  
AGOSTO 2020**

	<b>REPORTE DE LABORATORIO</b> <b>DETERMINACION GRADO DE CORROSION</b>			
	<b>CODIGO DEL DOCUMENTO:</b> TPM-LAB-010-01-005	<b>VERSION:</b> 01	<b>PAGINA</b> 2 de 4	<b>FECHA DE ELABORACION</b> 10/01/2020

## ANTECEDENTES

Se utilizara sistema ácido al 15 % propuesto TPMEXICANA con la finalidad de validar las concentraciones del inhibidor de corrosión. Mismo sistema que fue aprobado mediante pruebas de compatibilidad con muestra de aceite del Pozo del Mora 2.

## INTRODUCCIÓN

La aplicación de sistemas ácidos para la limpieza y/o estimulación de pozos tiene como fin incrementar la productividad de un pozo, para ello, estos ácidos reaccionan con los carbonatos encontrados en la mineralogía de la formación, sin embargo, los ácidos no solo reaccionan específicamente con los carbonatos, ya que de igual modo reaccionan con la tubería de producción, aparejos, sistemas artificiales y cualquier tipo de metal encontrado en el área de aplicación de los sistemas ácidos. La corrosión de las tuberías expuestas a sistemas ácidos genera subproductos de reacción tales como óxidos de hierro, cromo y otros que pueden afectar la productividad de un pozo, así mismo, los sistemas ácidos pueden generar daños irreparables a las tuberías expuestas disminuyendo la vida productiva de un pozo o la integridad del mismo.

Los daños a la tubería como la corrosión, se puede disminuir o retardar con la aplicación de inhibidores de corrosión en los sistemas ácidos, estos productos trabajan generando una capa protectora sobre la superficie de los metales expuestos evitando la pérdida de electrones que genera la oxidación y con ello la corrosión de los metales. La selección y concentración del inhibidor de corrosión depende de la naturaleza química del ácido, la temperatura, el tiempo de exposición del metal al ácido, así como el tipo y grado de tubería expuesta.

El grado de corrosión de un metal expuesto a un sistema ácido en pozos, se determina mediante la simulación de condiciones a la que se expone el metal, para ello, se simulan estas condiciones en el corrosímetro, equipo que simula condiciones de temperatura y presión de fondo.

	<b>REPORTE DE LABORATORIO</b> <b>DETERMINACION GRADO DE CORROSION</b>			
	<b>CODIGO DEL DOCUMENTO:</b> TPM-LAB-010-01-005	<b>VERSION:</b> 01	<b>PAGINA</b> 3 de 4	<b>FECHA DE ELABORACION</b> 10/01/2020

La determinación del grado de corrosión mediante la prueba en el corrosímetro implica exponer una muestra de tubería o metal con el sistema ácido a aplicar en condiciones de temperatura y presión operativa.

El grado de corrosión aceptable y permitida es aquel que no exceda los siguientes valores:

Tabla 3.8 Grado de corrosión permisible por tipo de tubería.

TIPO DE TUBERÍA	GRADO DE CORROSIÓN PERMISIBLE
Tubería Convencional	0.05 lb/ft <sup>2</sup>
Tubería de Cromo	0.03 lb/ft <sup>2</sup>
Tubería Flexible	0.02 lb/ft <sup>2</sup>

## OBJETIVO

Determinar el grado de corrosión generado por el sistema ácido al 15 % propuesto por TPMEXICANA con la finalidad de validar las concentraciones del inhibidor de corrosión.

## FASE EXPERIMENTAL

Se realizará la determinación del grado de corrosión a un cupón de tubería flexible 1 3<sup>er</sup> HS-90 expuesto al sistema ácido al 15 % en equipo corrosímetro con una temperatura de 140 °C y 2000 psi, durante un tiempo de contacto de 4 hr, las condiciones de temperatura y presión serán alcanzadas en un tiempo de 30 min, una vez finalizado el tiempo de prueba se retirará el cupón expuesto, se lavará y secará hasta peso constante con el fin de determinar el grado de corrosión y el daño generado.

	<b>REPORTE DE LABORATORIO</b> <b>DETERMINACION GRADO DE CORROSION</b>			
	<b>CODIGO DEL DOCUMENTO:</b> TPM-LAB-010-01-005	<b>VERSION:</b> 01	<b>PAGINA</b> 4 de 4	<b>FECHA DE ELABORACION</b> 10/01/2020

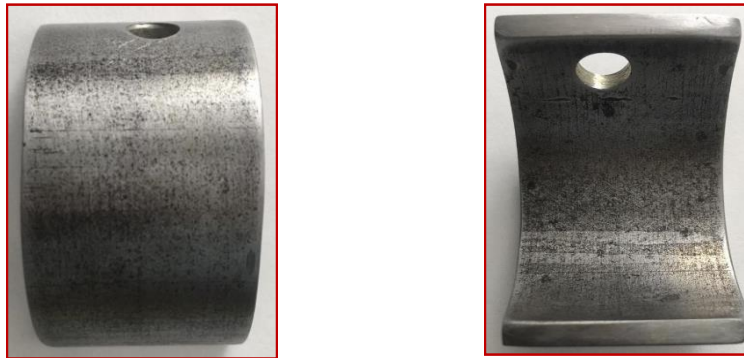


Figura 3.41 Cupón lado exterior; Cupón lado interior.

## RESULTADOS



Figura 3.42 Resultado obtenido cupón lado exterior; resultado obtenido cupón lado interior.

## CONCLUSIONES

El grado de corrosión calculado con los datos iniciales y finales dio un resultado de **0.016** lb/ft<sup>2</sup>. El sistema ácido al 15 % propuesto por TPMEXICANA cumple con el criterio de aceptación para el grado de corrosión de una tubería Convencional.

**PROPUESTA TECNICA DE TRABAJO**

**LIMPIEZA DE APAREJO DE PRODUCCIÓN, CON**

**TUBERÍA FLEXIBLE 1 3/4”.**

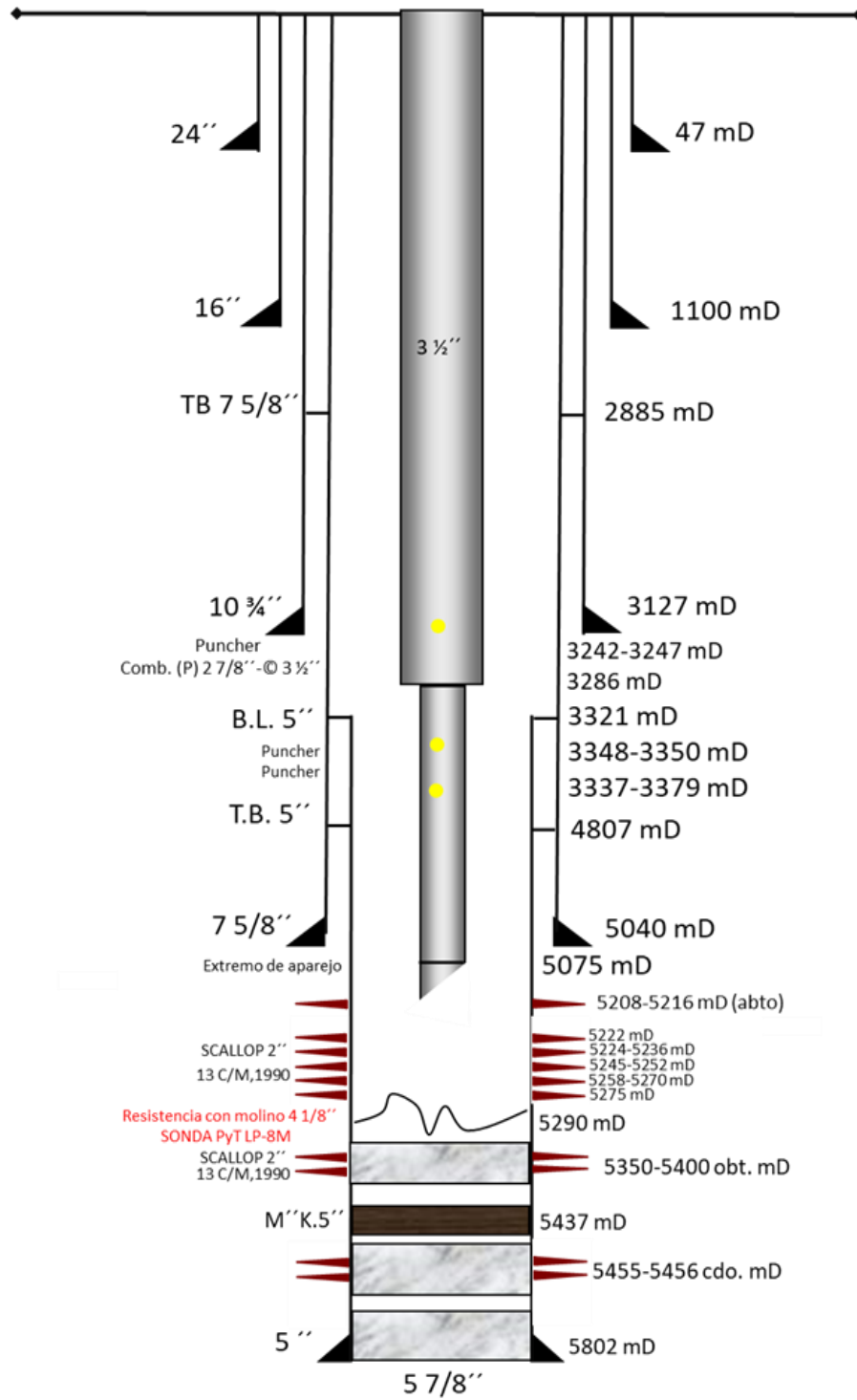


**Técnica Profesional Mexicana**

**Área Ingeniería**

**Poza Rica, Veracruz.**

### 3.9.5 Estado mecánico actual Mora 2



### 3.9.6 Datos del pozo y tubería flexible y programa operativo de intervención

TR 7 5/8" @ 3321 M					VELOCIDAD DE BAJADA T.F =	15	m/mint
OD (Pg)	ID (Pg)	Longt. (m)	Vol. (m3)	Vol. (Bls)	PROF. PROGRAMADA =	5280	m
7 5/8"	6.875	3321	79.54	500.20	VELOCIDAD DE SUBIDA T.F =	15	m/mint
					GASTO TF EN FONDO =	2	Bls/mint
TP 5" DE 5285 A 3321 M					TIEMPO EN LLEGAR AL FONDO =	352	minutos
OD (Pg)	ID (Pg)	Longt. (m)	Vol. (m3)	Vol. (Bls)	GASTO DE BAJADA =	0.12	Bls/mint
5	4.494	1964	20.10	126.40	TIEMPO EN LLEGAR SUPERF. =	352	minutos
						90.98	m3
						571.33	bls
TP 3 1/2" A 3286 M					TIEMPO DE ATRAZO =	285.66	minutos
OD (Pg)	ID (Pg)	Longt. (m)	Vol. (m3)	Vol. (Bls)	TIEMPO DE DESPLAZAMIENTO =	285.7	minutos
4 1/2"	2.991	3286	14.90	93.68	GASTO RECUPERAR TF		
					SUPERFICIE =	2.5	Bls/mint
TP 2 7/8" DE 3286 A 5075 M					DATOS TF		
OD (Pg)	ID (Pg)	Longt. (m)	Vol. (m3)	Vol. (Bls)	TF 1 3/4"	DESPLAZAMIENTO TF EN EL FONDO	
2 7/8	2.441	1789	5.40	33.97	OD (Pg)	Desplz. (Lt/m)	Longt. (m)
					1 3/4	1.55	5580
							8.66

PARAMETROS DE OPERACIÓN					
ETAPA	PRODUCTO	VOLUMEN DE LIQUIDO (BLS)	GASTO DE LIQUIDO (BPM)	PRESION TP	PRESION EN TR
1	NITROGENO			778 - 785 PSI.	112 - 122 PSI.
2	NITROGENO			785 - 798 PSI.	122 - 109 PSI.
3	NITROGENO			798 - 655 PSI.	109 - 144 PSI.
4	<u>XILENO ESPUMADO</u>	<u>9</u>	<u>1.5</u>	<u>655 - 416 PSI.</u>	<u>144 - 142 PSI.</u>
5	NITROGENO			416 - 544 PSI.	142 - 89 PSI.
6	<u>XILENO ESPUMADO</u>	<u>9</u>	<u>1.5</u>	<u>544 - 354 PSI.</u>	<u>89 - 83 PSI.</u>
7	NITROGENO			354 - 609 PSI.	83 - 90 PSI.
8	<u>XILENO ESPUMADO</u>	<u>9</u>	<u>1.5</u>	<u>609 - 454 PSI.</u>	<u>90 - 89 PSI.</u>
9	NITROGENO			454 - 802 PSI.	89 - 113 PSI.
10	<u>XILENO ESPUMADO</u>	<u>9</u>	<u>3</u>	<u>802 - 714 PSI.</u>	<u>113 - 102 PSI.</u>
11	NITROGENO			714 - 711 PSI.	102 - 107 PSI.
12	<u>XILENO ESPUMADO</u>	<u>9</u>	<u>3</u>	<u>711 - 667 PSI.</u>	<u>107 - 106 PSI.</u>
13	NITROGENO	-		667 - 670 PSI.	106 - 98 PSI.
14	<u>INHIBIDOR</u>	<u>3</u>	<u>3</u>	<u>670 - 687 PSI.</u>	<u>98 - 99 PSI.</u>
15	<u>HCL ESPUMADO</u>	<u>6</u>	<u>3</u>	<u>687 - 701 PSI.</u>	<u>99 - 101 PSI.</u>
16	<u>NEUTRALIZANTE</u>	<u>3</u>	<u>3</u>	<u>701 - 657 PSI.</u>	<u>101 - 106 PSI.</u>
17	NITROGENO			657 - 717 PSI.	106 - 92 PSI.
18	<u>XILENO ESPUMADO</u>	<u>9</u>	<u>3</u>	<u>717 - 627 PSI.</u>	<u>92 - 94 PSI.</u>
19	NITROGENO			627 - 825 PSI.	93 - 85 PSI.

### 3.9.7 Análisis de esfuerzos mediante simulador Cerberus.

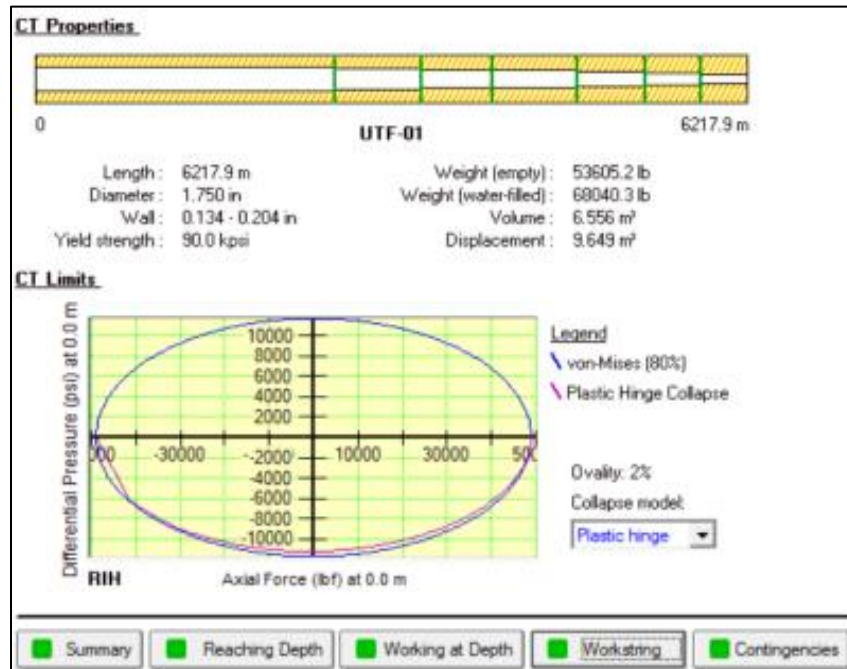


Figura 3.43 De acuerdo a la geometría del pozo Mora 2, no se encuentra problema para realizar la operación, lo cual se puede observar en la elipse de esfuerzos biaxiales.



Figura 3.44 Peso de la Sarta en Superficie con arrastres al entrar y salir del Pozo.



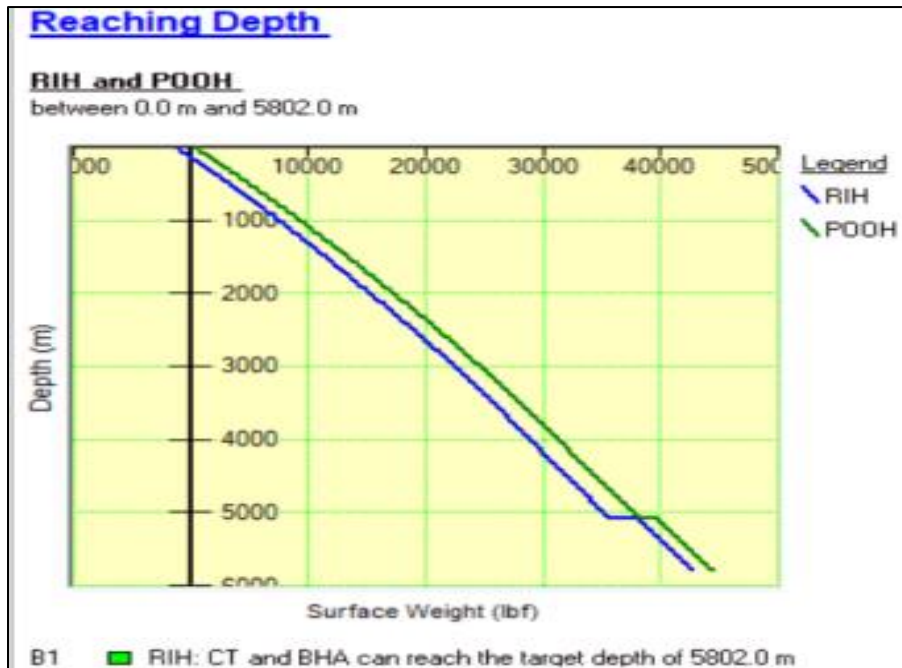


Figura 3.45 De acuerdo al grafico anterior no se encuentra problema en alcanzar la profundidad programada de 5800 m.



Figura 3.45 Nos muestra la Fuerza de Levantamiento de la Sarta 35102 Lbf a la profundidad programada de 5800 m.


### 3.9.8 Ficha técnica de la unidad de tubería flexible

## UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE TPM-UTF-002



COILED TUBING HYDRA RIG 560		INYECTOR	
COILED TUBING	1 3/4" DIAMETRO.	MODELO	HYDRA RIG 560
LONGITUD	3,400 M.	BRIDAJE	3 1/16" A 10,000 PSI
P MAX TRABAJO	12,000 PSI	STRIPPER	3 1/16" A 10,000 PSI
P MAX TENSION	60,000 LBS	CAPACIDAD	5 M3, 31.5 Bls
TRACTO CAMION		BOP	
MODELO	PETERBILT 2007	MODELO	TOT
MOTOR	CAT C15	CUAT	3 1/16"
SISTEMA HID	HYDRA RIG	RAM'S	1 3/4"
ADQUISICIÓN DE DATOS			
SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS EN TIEMPO REAL, REPRESENTADOS GRÁFICAMENTE			
EN UN SISTEMA DE COMPUTO.			

### 3.9.9 Ficha técnica del ensamble de fondo (BHA)


	TÍTULO:							Código: F-IT-PR-011			
	<b>STRING DE HERRAMIENTAS</b>							Emisión: 03-12-2015			
	Elaboró: Gerencia de Operaciones		Revisó: Coordinador QHSE			Revisó: Gerencia Administrativa		Revisión: 2 25/02/2019.			

Operador: <u>ESDRAS AGUILAR</u>	Fecha: <u>17/07/2019</u>
Campo: <u>CARDENAS</u>	BHA no: <u>1</u>
Plataforma/Equipo: <u>CARDENAS / U I F 001</u>	Tipo de Operación: <u>LIMPIEZA</u>
Pozo no: <u>CARDENAS 539</u>	Supervisor De Cia: <u>RUDYA. PEREZ</u>

Item	Descripción	Num De Serie	Caja	Piñon	MAX OD	MIN ID	OD. Del Cuello de Pez	Longitud Del Cuello	Longitud Total	Observaciones
1	CONECTOR DIMPLE (.134)	KRB-0723	NA	1 1/2"	2 1/8"	.900"	1 7/16"	0.07	0.13	PROBADO CON 25,000 LBS
2	ENSAMBLE DE	KRB-0175	1 1/2"	1 1/2"	2 1/8"	3/4"	2 1/8"	0.69	0.69	DE 7/8" C.S 3/4"
3	SAQUA DANDA	HEPR-0526	1 1/2"	1 1/2"	2 1/8"	1"	2 1/8"	1.05	1.05	
4	SPINCAT	KRB-0477	1 1/2"	1 1/2"	2 1/8"	5(1/8")	2 1/8"	0.31	0.31	5 TOBERAS DE 1/8"
										(1 - 15°, 2 - 45°, 2 - 90°)
										PRUEBAS CON:
										1.0 BPM- 2750 PSI
										.75 BPM- 2000 PSI
										50 BPM- 1000 PSI
Longitud Total mts. <span style="border-bottom: 1px solid black; width: 200px; display: inline-block;"></span> →									2.18	
Comentarios:										



### 3.9.10 Matriz de riesgos en trabajos con tubería flexible

Grupo de trabajo:		Grupo Multidisciplinario Ingeniería, Operaciones, HSE.		Fecha de la reunión de trabajo:		18/07/19
NO.	ACTIVIDAD	RIESGOS ASOCIADOS	CAUSAS	CONSECUENCIAS	CONTROL	RECOMENDACIONES
1	Instalación del equipo de tubería flexible	Izaje de equipos, instalación en alturas, manejo de Herramientas.	<ul style="list-style-type: none"> <li>o Ser golpeado por objetos, utilizar herramientas en mal estado</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>o Lesiones al personal, daño de equipos.</li> </ul>	Utilizar arnés y Certificación de Materiales, accesorios y equipos.	<ul style="list-style-type: none"> <li>o Realizar reportes oportunos a la gerencia en caso de daño a equipos.</li> </ul>
2.1	Intervención de pozo con equipo de TF	Resistencia mecánica mientras baja TF.	<ul style="list-style-type: none"> <li>o Daños en herramientas, tubería flexible y pozo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>o Pescados dentro del pozo.</li> <li>o Descontrol de pozo.</li> <li>o Tiempos no Productivos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>o Diámetros de Herramientas.</li> <li>o Verificar peso y tensión cada 500m.</li> <li>o Bombeo periódico de 3 bls de fluido para verificar circulación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>o Contar con herramienta de Respaldo abordo.</li> <li>o Contar con personal calificado para realizar la operación dentro de los parámetros del diseño de la Intervención.</li> </ul>
2.2	Intervención de pozo con equipo de TF	Sobretensiones excesivas de la Tubería Flexible.	<ul style="list-style-type: none"> <li>o Daños en herramientas, tubería flexible y pozo.</li> <li>o Restricciones mecánicas y/o Sedimentos en pozo.</li> <li>o Operación de equipos fuera de los márgenes de diseño.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>o Pescados dentro del pozo.</li> <li>o Descontrol de Pozo.</li> <li>o Ruptura de tubería flexible y/o herramientas.</li> <li>o Tiempos no productivos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>o Identificar Zonas de diámetros reducidos y disminuir la velocidad al pasar por dichas Restricciones.</li> <li>o Verificar diámetros de Herramientas en sitio.</li> <li>o Verificar peso y tensión cada 500m.</li> <li>o No exceder límites de tensión de Carga de acuerdo al diseño.</li> <li>o Verificar retornos en superficie.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>o Informar al representante del cliente sobre Las condiciones operativas.</li> <li>o Realizar una Pre-operativa informando a los integrantes de la cuadrilla sobre los rangos de operación de herramientas y tubería flexible, con los cuales se intervendrá el pozo de acuerdo al diseño.</li> <li>o Contar con herramienta de respaldo.</li> <li>o Contar con personal calificado para realizar la operación.</li> <li>o Detener la recuperación de la tubería flexible e intentar bajar la misma para identificar la posible profundidad del problema.</li> <li>o Realizar limpiezas en zonas de sobretensión, hasta confirmar peso y tensión dentro de los parámetros de diseño.</li> <li>o Mantener circulación constante en zonas de sobretensión.</li> </ul>

2.3	intervención depozo con equipo de TF	Tubería flexibleo herramientas de fondo atrapadas.	<ul style="list-style-type: none"> <li>o Restricciones mecánicas y/o sedimentos en pozo.</li> <li>o Operación de equipos fuera de los márgenes del diseño.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>o Pescados dentro del pozo</li> <li>o Descontrol de pozo</li> <li>o Colapso y/o ruptura de tubería flexible y/o herramientas</li> <li>o Tiempos no productivos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>o Identificar zonas de diámetros reducidos y disminuir la velocidad de las restricciones.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>o Informar al representante del cliente sobre condiciones operativa periódicamente</li> <li>o Realizar juna Pre-operativa.</li> </ul>
2.4	Intervención del pozo con equipo de TF.	Daño a la tubería flexible durante la operación. - Poro Ruptura de tubería flexible	<ul style="list-style-type: none"> <li>o Operación de equipos fuera de los márgenes de diseño.</li> <li>o Tubería flexible fatigada.</li> <li>o Falta de inhibidores de corrosión en ambientes amargos.</li> <li>o Tubería flexible expuesta a tuberías de producción y/o revestimiento dañadas.</li> <li>o Exceder los límites de tensión y tracción en sistema hidráulico de cabeza inyectora.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>o Pescados dentro del pozo.</li> <li>o Descontrol de pozo o Colapso y/o ruptura de tubería flexible.</li> <li>o Tiempos no productivos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>o Identificar zonas de diámetros reducidos y disminuir la velocidad al pasar por dichas restricciones.</li> <li>o Verificar diámetros de herramientas en sitio.</li> <li>o Verificar peso cada 500 m.</li> <li>o No exceder límites de carga y tensión de acuerdo al diseño.</li> <li>o Monitoreo de parámetros de peso, tensión, presión de bombeo y presión de pozo en tiempo real.</li> <li>o Operación de equipos de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.</li> <li>o Equipo certificado y aprobado previo a su embarque.</li> <li>o Bombeo de neutralizadores e inhibidores en caso de usar sistemas ácidos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>o Informar al representante del cliente sobre las condiciones operativas periódicamente</li> <li>o Realizar juna Pre-operativa informando a los integrantes de la cuadrilla sobre los rangos de operación de herramientas y Tubería flexible, con los cuales se intervendrá el pozo de acuerdo al diseño.</li> <li>o Contar con personal calificado para realizar la operación.</li> <li>o En caso de observar tubería flexible por encima de preventor y stripper, bajar tubería flexible y mantener la misma por debajo de BOP.</li> <li>o Uso de inhibidores de corrosión en ambientes amargo.</li> </ul>
2.5	Intervención del pozo con equipo de TF.	Fugas en equipo de control superficial.	<ul style="list-style-type: none"> <li>o Exceder los límites de presión de los equipos de control superficial.</li> <li>o Anillos de conexiones bridadas dañados.</li> <li>o Fisuras y/o daños en equipos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>o Daños a la tubería flexible.</li> <li>o Tiempos no productivos.</li> <li>o Descontrol de pozo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>o Mantenimientos preventivos previos a la intervención.</li> <li>o Pruebas de presión y funcionalidad en base y en plataforma de acuerdo a la presión máxima de trabajo previo a cada operación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>o Realizar juna Pre-operativa informando a los integrantes de la cuadrilla sobre los rangos de operación y funcionalidad de los equipos de control superficial.</li> <li>o Evaluar el control de pozo.</li> </ul>

## CAPÍTULO IV RESULTADOS


### 4.1 Descripción de la operación Pozo Mora 25 (limpieza circulada)

	<b>CERTIFICADO DE SERVICIO</b>	
<b>DATOS DEL SERVICIO SOLICITADO:</b>		
CLIENTE: PETROLERA CARDENAS MORA		
FECHA: <u>16/02/2021</u>	HORA LLEGADA: <u>06:00 HRS</u>	HORAS TOTALES: <b>7 HORAS.</b>
FECHA: <u>17/02/2021</u>	INICIA OPERACIÓN: <u>01:00 HRS</u>	CENTRO DE TRABAJO: <u>Villahermosa Tabasco.</u>
FECHA: <u>17/02/2021</u>	TERMINA OPERACIÓN: <u>08:00 HRS</u>	POZO: <u>MORA 25</u>
FECHA: <u>N/A</u>	HORA SALIDA: <u>N/A</u>	UNIDAD: <u>UAPM 03</u>
SO-FOAM-CHEM <u>27 M3</u>	CP BACH <u>2 M3</u>	SERVICIOS UAP: <u>2 SERVICIOS</u>
SI-FOAM-CHEM <u>4 M3</u>	NEUTROBACH <u>2 M3</u>	EQUIPO: <u>N/A</u>
TIPO DE SERVICIO: <u>LIMPIEZA CIRCULADA POR TP</u>		
<b>DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO SOLICITADO</b> CON UNIDAD DE ALTA PRESIÓN Y PERSONAL DE TP MEXICANA REALIZA:		
EN HORARIO DE 08:30 HRS SE REALIZA LA INSTALACIÓN DE LINEAS DE ALTA PRESIÓN, A LAS 18:00 HRS SE PRUEBA LAS LINEAS DE ALTA PRESIÓN CON 500 PSI EN BAJA DURANTE 5 MIN Y 4000 PSI DURANTE 10 MIN, TODO OK.		
SE INTERVIENE CON UNA LIMPIEZA CIRCULADA POR TP LATERAL 1 AL POZO MORA 25 A LAS 01:00 HRS DEL 17/02/21 CON LO SIGUIENTE:		
SE APERTURA EL POZO REGISTRANDO UNA PRESIÓN DE 311 PSI EN TR Y 559 PSI EN TP.		
SE COMIENZA CON LA PRIMERA CEDULA DE BOMBEO REGISTRANDO LOS SIGUIENTES PARAMETROS:		
FECHA: <u>17/02/21</u>		
HORA DE INICIO: <u>01:00 HRS</u>	PRESIÓN MÁX: TP = 581 PSI, TR = 306 PSI	GASTO: <u>2.5 BPM</u>
HORA DE TERMINO: <u>08:00 HRS</u>	PRESIÓN MIN: TP = 96 PSI, TR = 94 PSI	
<b>VOLUMEN BOMBEADO EN LA PRIMERA ETAPA:</b>		
SO-FOAM-CHEM ( XILENO ESPUMADO): <u>7.0 M3 (44.0 BLS)</u>		NEUTROBATCH (NEUTRALIZADOR): <u>0.95 M3 (6.0 BLS)</u>
SI- FOAM - CHEM (HCL AL 7.5 %): <u>1.9 M3 (12.0 BLS)</u>		CPBATCH (INHIBIDOR): <u>0.95 M3 (6.0 BLS)</u>

#### 4.1.1 Descripción de la operación Pozo Mora 25 (limpieza circulada con TF)

		<b>CERTIFICADO DE SERVICIO</b>			
<b>DATOS DEL SERVICIO SOLICITADO:</b>					
CLIENTE: PETROLERA CARDENAS MORA					
FECHA:	<u>16/02/2021</u>	HORA LLEGADA:	<u>06:00 HRS</u>	HORAS TOTALES:	<b>43.5 HORAS</b>
FECHA:	<u>17/02/2021</u>	INICIA OPERACIÓN:	<u>10:30 HRS</u>	CENTRO DE TRABAJO:	<u>Villahermosa Tabasco.</u>
FECHA:	<u>19/02/2021</u>	FINALIZA OPERACIÓN:	<u>06:00 HRS</u>	POZO:	<u>MORA 25</u>
FECHA:	<u>19/02/2021</u>	HORA SALIDA:	<u>11:00 HRS</u>	UNIDAD:	<u>UAPM 03</u>
SO-FOAM-CHEM	<u>27 M3</u>	CP BACH	<u>2 M3</u>	SERVICIOS UAP:	<b>11 SERVICIOS</b>
SI-FOAM-CHEM	<u>4 M3</u>	NEUTROBACH	<u>2 M3</u>	EQUIPO:	<u>N/A</u>
TIPO DE SERVICIO: <u>LIMPIEZA DE APAREJO CON UNIDAD DE TUBERIA FLEXIBLE</u>					
DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO SOLICITADO: CON UNIDAD DE TUBERIA FLEXIBLE INSTALADA AL 100%., Y CON UNIDAD DE ALTA PRESIÓN SE REALIZA LLENADO DEL CARRETE DE TF A LAS 13:00 HRS EL 16/02/21 REGISTRANDO UN VOL. TOTAL DE 43 BLS. EN HORARIO DE 15:00 HRS SE REALIZA PRUEBA DE LA HERRAMIENTA SPINCAT DE 2 1/8".					
POSTERIORMENTE EL DIA 17/02/2021 EN HORARIO DE 10:30 HRS, SE APERTURA VÁLVULA DE SONDEO E INICIA OPERACIÓN DE LIMPIEZA DE APAREJO POR TF, REGISTRANDO UNA PRESIÓN DE 1100 PSI EN TP Y 195 PSI EN TR. SE COMIENZA CON LA SEGUNDA CEDULA DE BOMBEO REGISTRANDO LOS SIGUIENTES PARAMETROS:					
FECHA: 17/02/21					
HORA DE INICIO: 10:30 HRS		PRESIÓN MÁX: TP = 1377 PSI, TR = 317 PSI		GASTO: 0.5 BPM - 0.75 BPM	
HORA DE TERMINO: 06:00 HRS (19/02/21)		PRESIÓN MIN: TP = 368 PSI, TR =149 PSI			
VOLUMEN BOMBEADO EN LA SEGUNDA CEDULA:					
SO-FOAM-CHEM ( XILENO ESPUMADO): 18.73 M3 (118 BLS)			NEUTROBATCH (NEUTRALIZADOR): 0.95 M3 (6 BLS)		
SI- FOAM - CHEM (HCL AL 7.5 %): 1.9 M3 (12 BLS)			CPBATCH (INHIBIDOR): 0.95 M3 (6 BLS)		
VOLUMEN TOTAL BOMBEADO EN LA DOS CEDULA:					
SO-FOAM-CHEM ( XILENO ESPUMADO): 25.71 (162 BLS)			NEUTROBATCH (NEUTRALIZADOR): 1.90 M3 (12 BLS)		
SI- FOAM - CHEM (HCL AL 7.5 %): 3.80 M3 (24 BLS)			CPBATCH (INHIBIDOR): 01.90 M3 (12 BLS)		
SE TERMINA OPERACIÓN A LAS 06:00 HRS DEL 19/02/21 Y SE DESMANTELA EQUIPO AL 100%.					
PERSONAL DE TP MEXICANA SE RETIRA DE LOCACIÓN A LAS 11:00 HRS DEL 19/02/21.					

#### 4.1.2 Certificado de Tubería flexible día 16/02/2021

		TECNICA PROFESIONAL MEXICANA S.A. DE C.V.									
CERTIFICADO DE SERVICIOS EJECUTADOS DE TUBERIA FLEXIBLE						CODIGO:	TPM-UTF-FORM-004-01				
No. DE CONTRATO:		CLIENTE:	PCM	POZO:	MORA 26	FECHA:	16 DE FEBRERO 2021				
DIAMETRO TF:	1 3/4"	UNIDAD:	UTF-01	TIPO DE SERVICIO:	LIMPIEZA CON TUBERIA FLEXIBLE	DISTRITO:	COMALCALCO TABASCO				
FLUIDOS		CONSUMO		FLUIDOS		CONSUMO					
AGUA				DIESEL							
GEL LINEAL				NITROGENO							
AROMINA				SURFACTANTE							
AGUA RESIDUAL (UPV)				OTRO							
INICIO	TERMINO	TIEMPO OPERATIVO	PROFUNDIDAD (M)	PESO (LIBRAS)	TENSION (LIBRAS)	P. CIRCULACION (GPM)	P. POZO (PSI)	GASTO (GAL/MIN) (M3/MIN)	RESUMEN DE OPERACION		
8:00	8:00	1:00							se transportan equipos de base a locación		
8:00	8:30	2:30							se alinean equipos en locación		
8:30	9:00	0:30							con personal de compañía pcm. En locación se firma permiso de trabajo y se realiza junta de seguridad para armar en árbol de válvulas		
9:00	13:00	4:00							con UTF 01 alineada en locación se levanta cabeza inyectora sobre su base se levanta camisa de stripper y se coloca nuevo hule posterior con apoyo de grúa compañía ssusa, se levanta preventor y se coloca brida adapter bx-155 a bx-154 posterior se coloca sobre válvula de sondeo, con apoyo de grúa de 15 toneladas compañía tp mexicana se colocan contra pesos para sujetar inyector, con grúa de 70 toneladas se asegura lubricador 4 1/16" ipo bowl y se levanta cabeza inyectora para colocar sobre mismo se baja lf de 1 3/4" y se coloca conector tipo dimple 2 1/8" OD.		
13:00	14:30	1:30							se realiza prueba de tensión gradualmente asta 25000 LBS, por 10 minutos satisfactoriamente posterior se llena carrete de UTF con 43 barriles de agua dulce, se coloca herramienta, ensamble integral (con doble válvula check y desconector hidráulico) barra rígida OD 2 1/8" y spricat OD 2 1/8"		
14:30	15:00	0:30							se realiza prueba de herramienta spin cat Q= (1.00 bpm, 2200 psi.) (.75 bpm, 1800 psi.) (.50 bpm, 1300 psi.)		
16:00	17:00	1:00							con apoyo de grúa de 70 toneladas se levanta cabeza inyectora y se alinea a boca de preventor (se barre cuerda de brida bowl al inclinar carga) se intenta reparar falla se trae otro lubricador de base en liter personal de usap, realiza prueba de líneas superficiales		
17:00	19:00	2:00							personal de tp mexicana con apoyo de grúa de compañía ssusa quita herramienta de fondo y desacopla lubricador dañado		
19:00	21:00	2:00							llega lubricador y se coloca mismo con apoyo de grúa, se coloca herramienta de fondo nuevamente se sube cabeza inyectora junto con lubricador y se alinea a boca de preventor personal trabaja cuerda dañada y se coloca lubricador		
21:00	22:00	1:00							se realiza prueba de presión de carrete de UTF asta válvula de sondeo de árbol de válvulas con 4500 psi, se observa fuga se destoga presión y se corrige fuga se vuelve a represar con 4500 psi. Se realizan pruebas de presión pedidas por el cliente de pcm satisfactoriamente se realiza junta operativa con personal involucrado		
22:00	24:00	2:00							con tubería flexible arriba de válvula de sondeo en espera se alinea usap para realizar primera cedula de bombeo limpieza por tp-1		
PERSONAL EN POZO								REPRESENTANTE DE TPMEXICANA		REPRESENTANTE DEL CLIENTE	
NOMBRE				CATEGORIA				NOMBRE:	Emilio Fernandez Garcia	NOMBRE:	Emiliano Rosales Limon
Emilio Fernandez Garcia				Supervisor de TF				FIRMA:		FIRMA:	
Jose Martin Ventura				Operador III							
Rodrigo Banohes				Cordinador de TF							
Jose Rey				operador de grua							
Violot Enrique Reza				Operador I				FECHA:	16 de febrero de 2021	FECHA:	16 de febrero de 2021



### 4.1.3 Certificado de Tubería flexible día 17/02/2021

TP <i>Mexicana</i>		TECNICA PROFESIONAL MEXICANA S.A. DE C.V.														
CERTIFICADO DE SERVICIOS EJECUTADOS DE TUBERIA FLEXIBLE							CODIGO:	TPM-UTF-FORM-004-01								
No. DE CONTRATO:		CLIENTE:	PCM	POZO:	Mora 26	FECHA:	17 de febrero 2021									
DIAMETRO TF:		1 3/4"	UNIDAD:	UTF-01	TIPO DE SERVICIO:	Limpeza con tubería flexible	DISTRITO:	COMALCALCO TABASCO								
FLUIDOS			CONSUMO			FLUIDOS			CONSUMO							
AGUA						DIESEL										
GEL LINEAL						NITROGENO										
AROMINA						SURFACTANTE										
AGUA RESIDUAL (UPV)						OTRO										
INICIO	TERMINO	TIEMPO OPERATIVO	PROFUNDIDAD (M)	PESO (LIBRAS)	TENSION (LIBRAS)	P. CIRCULACION (PSI)	P. POZO (PSI)	CAJITO (BLSM/IN) (M3/MIN)	RESUMEN DE OPERACIÓN							
0:00	8:00	8:00														
									con ff arriba de válvula de sondeo en espera de terminar bombeo de primera cedula (bombeo en directo)							
	8:00	10:30	2:30						se alinea unidad de N2 a carrete de UTF y se alinea por línea de matriz de preventor para desplazar carrete se desplaza carrete de ff 43 barriles a batería con Q= 15m <sup>3</sup> de N2 con un total de 700 m <sup>3</sup> bombeados en el inter personal de bombas realiza reacomodo de sensores en top y ff							
	10:30	18:30	8:00	1000 mts.	8800 lbs.	13000 lbs	1140 psi.	840 psi.	16m <sup>3</sup> N2	se abre válvula de sondeo y empieza a bajar ff con Q= 15M <sup>3</sup> N2 Presión de circulación de 1140 psi. Presión de pozo de 640 psi. Realizando prueba de peso y tensión cada 500 mts, y bombeando 2 bis, de solvente cada 1000 mts, asta 3800 mts. Con un peso de 9800 lbs,						
	18:30	17:00	0:30	3800 mts.	31000 lbs.	37000 lbs	1888 psi.	1863 psi.	16m <sup>3</sup> N2	con ff a 3800 mts. Y bajando inicia cedula bombeando 5 baches de 4 bis, de solvente y desplazando mismos con N2 a Q= 15m <sup>3</sup> asta 4100 mts donde se estaciona tubería flexible						
	17:00	18:30	1:30	4100 mts.	34000 lbs.		1862 psi.	888 psi.	16m <sup>3</sup> N2	con ff estacionada a 4100 mts. Se bombea N2 a Q=15 M <sup>3</sup> /MIN con 900 m <sup>3</sup> de N2 para desplazar						
	18:30	19:30	1:00	4400 mts.	36000 lbs.	40000 lbs.	838 psi.	608 psi.	16m <sup>3</sup> N2	baja ff a 4400 mts. Se bombea 5 baches de solvente a Q=3/4" bpm.						
	19:30	21:00	1:30	4400	36000 lbs.	40000 lbs.	698 psi.	662 psi.	16m <sup>3</sup> N2	con ff estacionada a 4400 mts, se desplaza solvente con bombeo de N2 total de 900 M <sup>3</sup>						
	21:00	21:30	0:30	4700 mts.	38000 lbs.	46000 lbs.	680 psi.	620 psi.	16m <sup>3</sup> N2	baja ff a 4700 mts. Bombeando 5 baches de solvente de 4 bis. Dejando estacionada a 4700 mts. Tf						
	21:30	23:00	1:30	4700	38000 lbs.	46000 lbs.	612 psi.	630 psi.	16m <sup>3</sup> N2	con ff estacionada a 4700 mts. Se desplaza solvente con bombeo de N2 total de 900 M <sup>3</sup>						
	23:00	24:00	1:00	6080 mts	41000 lbs.		647 psi.	660 psi.	16m <sup>3</sup> N2	se bombea 6 baches de solvente a 3/4 bis/min. Con bombeo de N2 Q=15 M <sup>3</sup> /MIN						
		TOTAL	18:30 horas operativas													
PERSONAL EN POZO									REPRESENTANTE DE TP MEXICANA		REPRESENTANTE DEL CLIENTE					
NOMBRE				CATEGORIA					NOMBRE:		Emilio Fernandez Garcia		NOMBRE:		Emiliano Rosales Limon	
Emilio Fernandez Garcia				Supervisor de TF					FIRMA:				FIRMA:			
Jose Martin Ventura				Operador III												
Rodrigo Sanchez				Coordinador de ff												
Jose Rey				operador de grua												
Victor Enrique Reza				Operador I					FECHA:		17 de febrero 2021		FECHA:		17 de febrero de 2021	

#### 4.1.4 Certificado de Tubería flexible día 18/02/2021

TP Mexicana		TECNICA PROFESIONAL MEXICANA S.A. DE C.V.							
CERTIFICADO DE SERVICIOS EJECUTADOS DE TUBERIA FLEXIBLE						CODIGO:	TPM-UTF-FORM-004-01		
No. DE CONTRATO:		CLIENTE:	PCM	POZO:	Mora 26	FECHA:	18 de febrero de 2021		
DIAMETRO TF:	1 3/4"	UNIDAD:	UTF-01	TIPO DE SERVICIO:	limpieza con tubería flexible	DISTRITO:	COMALCALCO TABASCO		
FLUIDOS		CONSUMO		FLUIDOS		CONSUMO			
AGUA				DIESEL					
GEL LINEAL				NITROGENO					
AROMINA				SURFACTANTE					
AGUA RESIDUAL (UPV)				OTRO					
INICIO	TERMINO	TIEMPO OPERATIVO	PROFUNDIDAD (M)	PESO (LIBRAS)	TENSION (LIBRAS)	P. CIRCULACION (PSI)	P. POZO (PSI)	GASTO (BLS/MIN) (M3/MIN)	RESUMEN DE OPERACION
0:00	0:30	2:50							se bombea un bache de 4 bts, de solvente a Q= 3/4 bpm.
0:30	2:00	1:30							se desplazan baches de solvente con N2 a Q=15M3/MIN
2:00	2:30	0:30	6020mts.	38000lbs	48500lbs	885psi	805psi	16M 3/MIN	Baja TF ala profundidad interior de 5143mts. bombeando un bache de 4 barriles de solvente a 3/4 de bpm. Y tocando resistencia franca perdiendo 1000 libras sobre peso de sarta. a 5020 mts. Observando una tensión de 48500 lbs. Posterior se estaciona e incrementa N2 Q= 20 M3/MIN
2:30	5:30	3:00	4750mts.	36841lbs	44000lbs	885psi	805psi	16M 3/MIN	se recupera TF a 4750mts. y se estaciona mismo se empieza a inducir con N2 Q=15 M3/MIN
5:30	10:30	5:00	4750mts.	36841lbs	44000lbs	885psi	805psi	16M 3/MIN	con TF estacionada a 4750 mts. Continúa induciendo pozo con N2 Q=15 M3/MIN.
10:30	12:00	1:30	4850mts.	36000lbs	44000lbs	885psi	805psi	16M 3/MIN	Baja TF a 4850mts induciendo pozo con bombeo de N2, y vuelve a subir y se estaciona a 4750 mts.
12:00	13:00	1:00		36000lbs	44000lbs	1000psi	800psi	16M 3/MIN	con TF estacionada a 4750mts. Se bombean 2 baches de solvente y uno de Inhibidor mismo que son desplazados con N2 Q=15 M3/MIN.
13:00	14:00	1:00		41000lbs	53000lbs	1188psi	877psi	16M 3/MIN	Baja TF de 4750 a 5137 mts. (contador mecánico) sin tocar FI se empieza a recuperar TF observando una tensión hasta 53000 lbs, al recuperar TF se libera tensión de 53000 lbs a 44000lbs se sube a 5030 mts
14:00	16:00	2:00	5030mts	46000lbs	48000lbs	1300psi	800psi	20M 3/MIN	con TF estacionada a 5030 mts. se sube gasto de N2 a 20 M3/MIN
16:00	17:00	1:00	4950mts.	38000lbs	46000lbs	1200psi	800psi	16M 3/MIN	se sube TF de 5030 mts a 4950mts. se bombean dos baches de solvente a Q=3/4 y se desplazan mismos con N2 a Q=15M3/MIN.
17:00	0:00	7:50	4800mts	36000lbs	43000lbs	1200psi	800psi	16M 3/MIN a 20 M 3/MIN	se levanta TF a 4800 mts y se empieza a inducir pozo, se mueve TF 20 mts y coloca donde mismo
TOTAL		24:00 Horas Operativas							
PERSONAL EN POZO				REPRESENTANTE DE TPMEXICANA		REPRESENTANTE DEL CLIENTE			
NOMBRE		CATEGORIA		NOMBRE:	Emilio Fernandez Garcia	NOMBRE:	Emiliano Rosales Limon		
Emilio Fernandez Garcia		Supervisor de TF		FIRMA:		FIRMA:			
Jose Martin Ventura		Operador III							
Rodrigo Sanoles		Coordinador de TF							
Jose Ray		operador de guia							
Violor Enrique Reza		Operador I		FECHA:	18 de febrero 2021	FECHA:	18 de febrero 2021		

#### 4.1.5 Certificado de Tubería flexible día 19/02/2021

TP Mexicana		TECNICA PROFESIONAL MEXICANA S.A. DE C.V.							
CERTIFICADO DE SERVICIOS EJECUTADOS DE TUBERIA FLEXIBLE						CODIGO:	TPM-UTF-FORM-004-01		
No. DE CONTRATO:		CLIENTE:	PCM	POZO:	Mora 26	FECHA:	19 de febrero de 2021		
DIAMETRO TF:	1 3/4"	UNIDAD:	UTF-01	TIPO DE SERVICIO:	Implementa con tubería flexible	DISTRITO:	COM ALCALDO TABASCO		
FLUIDOS		CONSUMO		FLUIDOS		CONSUMO			
AGUA				DIESEL					
GEL LINEAL				NITROGENO					
AROMINA				SURFACTANTE					
AGUA RESIDUAL (UPV)				OTRO					
INICIO	TERMINO	TIEMPO OPERATIVO	PROFUNDIDAD (M)	PESO (LIBRAS)	TENSION (LIBRAS)	P. CIRCULACION (PSI)	P. POZO (PSI)	GASTO (BLS/MIN) (M3/MIN)	RESUMEN DE OPERACIÓN
0:00	0:30	0:30							continúa induciendo pozo a 4800 mts
0:30	6:00	5:30	4800 MT S		36000 lbs.	803 psi.	889 psi.	16M 3/MIN	empieza a recuperar TF con una tensión de 35000 lbs, hasta llegar a superficie cortando N2 a 2000 mts activando moto compresor llegando TF a superficie
6:00	6:00	3:00	0						con TF en superficie se cierra válvula de sondeo y empieza a desmantelar equipo de TF con grúa de 65 toneladas se baja inyector se desmantela herramienta de fondo spin cat con ensamble de seguridad y válvula check se desmantela preventor de lubricador se coloca en su base posterior se quita lubricador y coloca cabeza inyectora en su base
	TOTAL	8 Horas Operativas							
	HORAS TOTALES DE OPERACIÓN:	43.6 Horas Operativas							
PERSONAL EN POZO						REPRESENTANTE DE TPMEXICANA		REPRESENTANTE DEL CLIENTE	
NOMBRE			CATEGORIA			NOMBRE:	Emilio Fernandez Garola	NOMBRE:	Emiliano Rosales Limon
Emilio Fernandez Garola			Supervisor de TF			FIRMA:		FIRMA:	
Jose Martin Ventura			Operador III						
Rodrigo Sanchez			Coordinador de TF						
Jose Rey			operador de grua						
Violon Enrique Reza			Operador I			FECHA:	19 de febrero de 2021	FECHA:	19 de febrero 2021

#### 4.1.6 Graficas de trabajo Pozo Mora 25

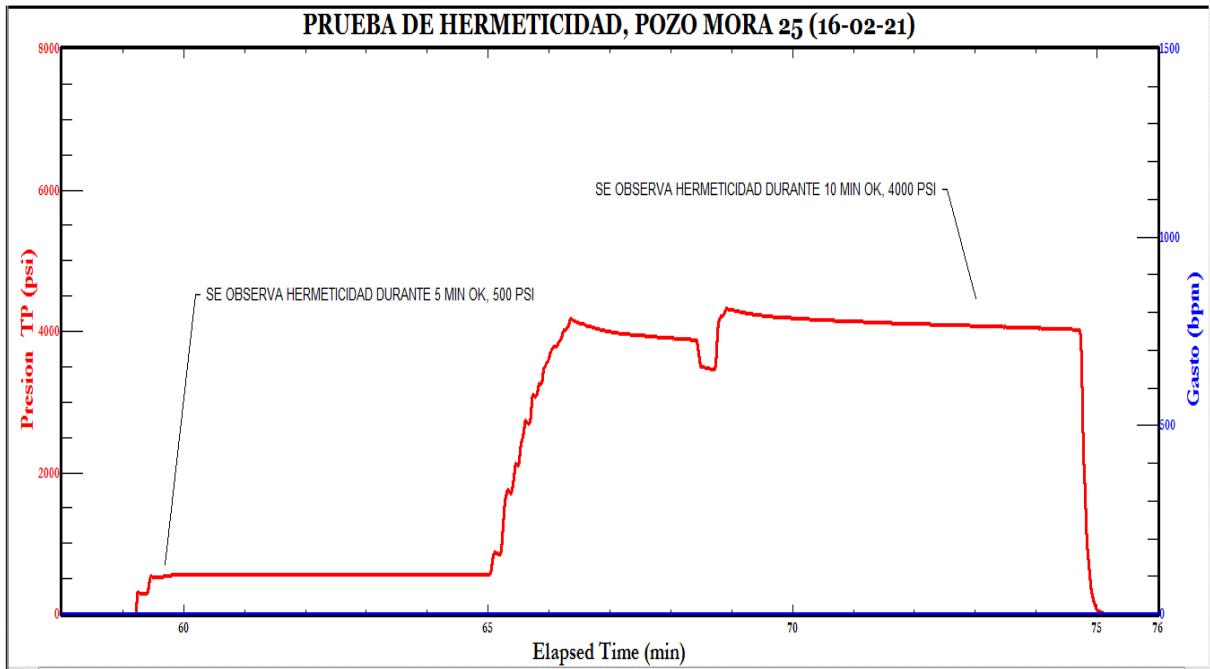


Figura 4.1 Prueba de Hermeticidad, Pozo Mora 25.

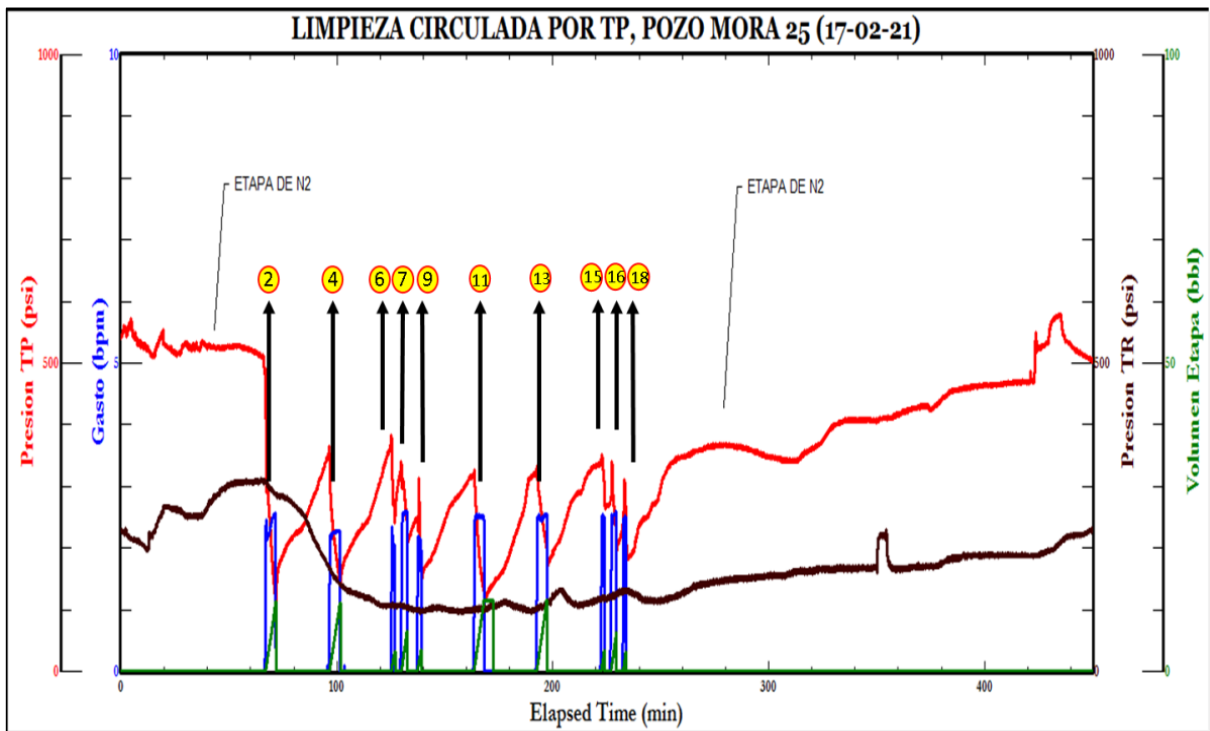


Figura 4.2 Limpieza circulada por TP, Pozo Mora 25.

ETAPA	PRODUCTO	GASTO (BPM)	VOLUMEN DE LIQUIDO (BLS)	PRESION EN TP	PRESION EN TR
1	NITROGENO			553 PSI - 360 PSI	219PSI - 304 PSI
2	SO - FOAM - CHEM	2.5	11	360 PSI - 130 PSI	304 PSI - 287 PSI.
3	NITROGENO			130 PSI - 260PSI	287 PSI - 164 PSI.
4	SO - FOAM - CHEM	2.5	11	360 PSI - 155 PSI	164 PSI - 139 PSI.
5	NITROGENO			155 PSI - 375 PSI	139 PSI - 107 PSI.
6	CP BACH	2.5	3	375 PSI - 271 PSI.	107 PSI - 106 PSI.
7	SI - FOAM - CHEM	2.5	6	271 PSI - 210 PSI.	106 PSI - 105 PSI.
8	NITROGENO			210 PSI - 249 PSI	105 PSI - 100 PSI.
9	NEUTROBACH	2.5	3	249 PSI - 156 PSI.	100 PSI - 98 PSI.
10	NITROGENO			156 PSI - 318 PSI	89 PSI - 102 PSI.
11	SO - FOAM - CHEM	2.5	11	318 PSI - 106 PSI	102 PSI - 100 PSI.
12	NITROGENO			106 PSI - 326 PSI	100 PSI - 103 PSI.
13	SO - FOAM - CHEM	2.5	11	326 PSI - 172 PSI	103 PSI - 109 PSI.
14	NITROGENO			172 PSI - 344 PSI	109 PSI - 117 PSI.
15	CP BACH	2.5	3	344 PSI - 270 PSI.	117 PSI - 119 PSI.
16	SI - FOAM - CHEM	2.5	6	270 PSI - 272 PSI.	119 PSI - 121 PSI.
17	NITROGENO			272 PSI - 240 PSI	123 PSI - 132 PSI.
18	NEUTROBACH	2.5	3	240 PSI - 208 PSI.	132 PSI - 128 PSI.
19	NITROGENO			208 PSI - 500 PSI.	128 PSI - 223 PSI.

Figura 4.3 Parámetros de la operación.

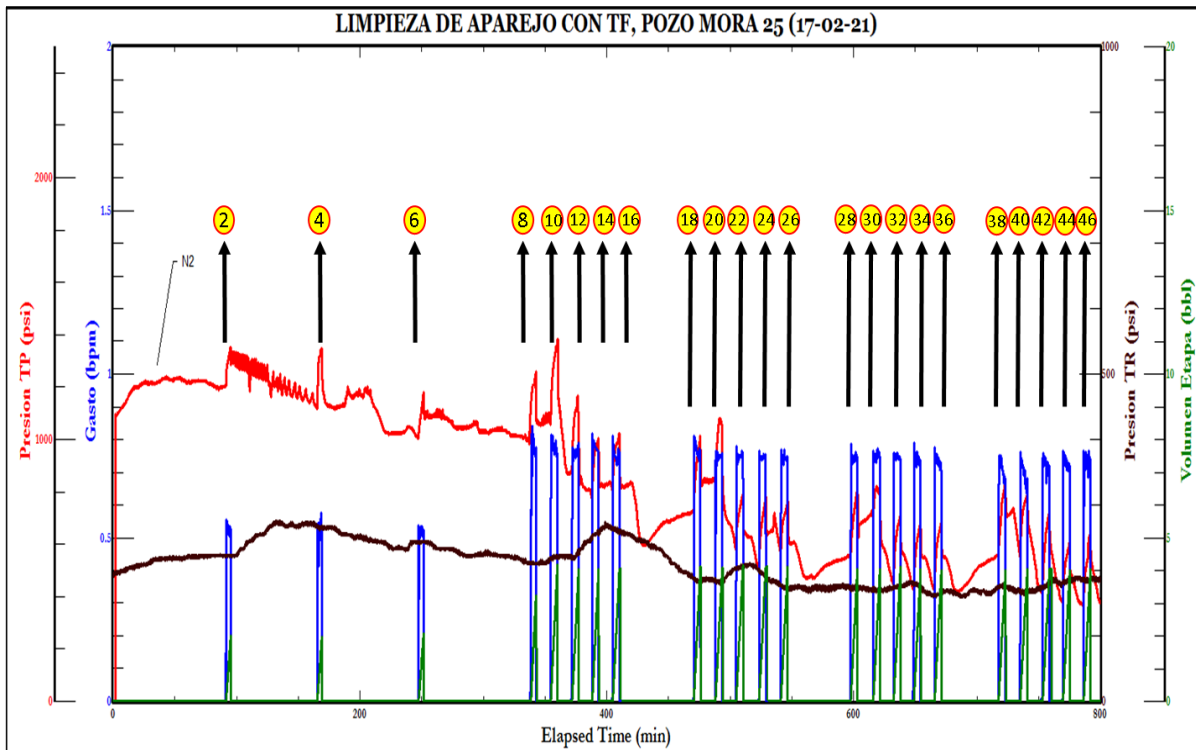


Figura 4.4 Limpieza de aparejo con TF, Pozo Mora 25.

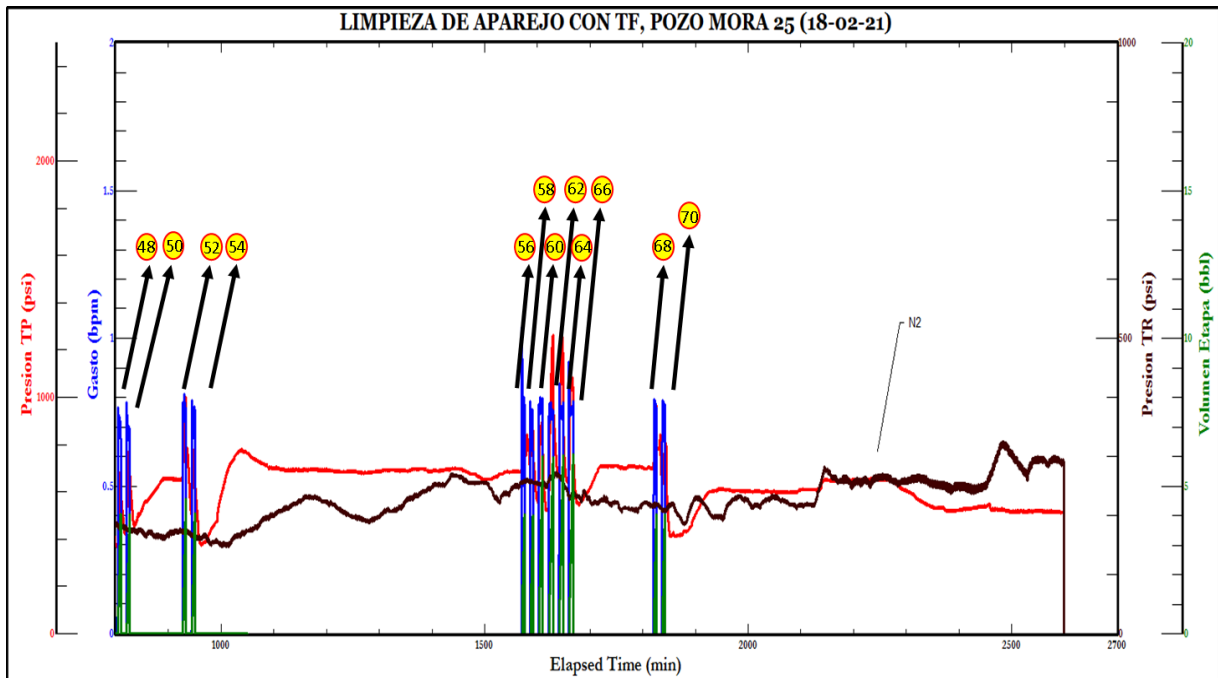


Figura 4.5 Limpieza de aparejo con TF, Pozo Mora 25.

ETAPA	PRODUCTO	GASTO (BPM)	VOLUMEN DE LIQUIDO (BLS)	PRESION EN TP	PRESION EN TR
1	NITROGENO			1100 PSI -1204 PSI	195 PSI - 225PSI
2	SO – FOAM - CHEM	0.5	2	1204 PSI - 1362 PSI	225 PSI – 227 PSI.
3	NITROGENO			1362 PSI – 1259 PSI	228 PSI – 268 PSI.
4	SO – FOAM - CHEM	0.5	2	1259 PSI - 1207 PSI	268 PSI – 265 PSI.
5	NITROGENO			1207 PSI -1026 PSI	265 PSI - 242 PSI.
6	SO – FOAM - CHEM	0.5	2	1026 PSI - 1109 PSI.	242 PSI - 244 PSI.
7	NITROGENO			1109 PSI - 985 PSI.	244 PSI - 211 PSI.
8	SO - FOAM - CHEM	0.75	4	985 PSI - 1069 PSI	211 PSI - 210 PSI.
9	NITROGENO			1069 PSI - 1064 PSI.	210 PSI – 216 PSI.
10	SO – FOAM - CHEM	0.75	4	1064 PSI - 1169 PSI	216 PSI - 221 PSI.
11	NITROGENO			1169 PSI - 881 PSI	221 PSI - 221 PSI.
12	SO - FOAM - CHEM	0.75	4	881 PSI - 1089 PSI	221 PSI - 228 PSI.
13	NITROGENO			1089 PSI -783 PSI	228 PSI - 247 PSI.
14	SO – FOAM - CHEM	0.75	4	783 PSI - 896PSI	247 PSI - 257 PSI.
15	NITROGENO			896 PSI – 805 PSI.	257 PSI – 264 PSI.
16	SO – FOAM - CHEM	0.75	4	805 PSI - 1001 PSI.	264 PSI – 263 PSI.
17	NITROGENO			1001 PSI - 798 PSI	263 PSI - 187 PSI.
18	SO - FOAM - CHEM	0.75	4	798 PSI - 859PSI.	187 PSI - 183 PSI.
19	NITROGENO			859 PSI – 901 PSI.	183 PSI – 182 PSI.
20	SO - FOAM - CHEM	0.75	4	901 PSI – 1042 PSI	182 PSI - 183 PSI.
21	NITROGENO			1042 PSI – 608 PSI	183 PSI - 203 PSI.
22	SO – FOAM - CHEM	0.75	4	608 PSI – 678 PSI.	203 PSI - 207 PSI.
23	NITROGENO			678 PSI – 527 PSI.	207 PSI - 197 PSI.
24	SO – FOAM - CHEM	0.75	4	527 PSI – 768 PSI.	197 PSI - 191 PSI.
25	NITROGENO			768 PSI - 596 PSI	191 PSI - 178 PSI.
26	SO – FOAM - CHEM	0.75	4	596 PSI – 756 PSI.	178 PSI - 170 PSI.
27	NITROGENO			756 PSI - 605 PSI.	170 PSI - 174 PSI.

Figura 4.6 Parámetros de operación Pozo Mora 25.

ETAPA	PRODUCTO	GASTO (BPM)	VOLUMEN DE LIQUIDO (BLS)	PRESION EN TP	PRESION EN TR
<u>28</u>	<u>SO – FOAM - CHEM</u>	<u>0.75</u>	<u>4</u>	<u>605 PSI - 656 PSI</u>	<u>174 PSI – 172 PSI.</u>
29	NITROGENO			<u>656 PSI – 706 PSI</u>	<u>172 PSI – 171 PSI.</u>
<u>30</u>	<u>SO - FOAM - CHEM</u>	<u>0.75</u>	<u>4</u>	<u>706 PSI – 660 PSI</u>	<u>171 PSI – 169 PSI.</u>
31	NITROGENO			<u>660 SI – 450 PSI</u>	<u>169 PSI - 175 PSI.</u>
<u>32</u>	<u>SO – FOAM - CHEM</u>	<u>0.75</u>	<u>4</u>	<u>450 PSI – 600 PSI.</u>	<u>175 PSI - 176 PSI.</u>
33	NITROGENO			<u>600 PSI - 430 PSI.</u>	<u>176 PSI - 183 PSI.</u>
<u>34</u>	<u>SO - FOAM - CHEM</u>	<u>0.75</u>	<u>4</u>	<u>430 PSI – 611 PSI</u>	<u>183 PSI - 174 PSI.</u>
35	NITROGENO			<u>611 PSI - 427 PSI.</u>	<u>174 PSI – 164 PSI.</u>
<u>36</u>	<u>SO – FOAM - CHEM</u>	<u>0.75</u>	<u>4</u>	<u>427 PSI - 576 PSI</u>	<u>164 PSI - 167 PSI.</u>
37	NITROGENO			<u>576 PSI - 599 PSI</u>	<u>167 PSI - 169 PSI.</u>
<u>38</u>	<u>SO - FOAM - CHEM</u>	<u>0.75</u>	<u>4</u>	<u>599 PSI - 756 PSI</u>	<u>169 PSI - 176 PSI.</u>
39	NITROGENO			<u>756 PSI - 552 PSI</u>	<u>176 PSI - 166 PSI.</u>
<u>40</u>	<u>SO – FOAM - CHEM</u>	<u>0.75</u>	<u>4</u>	<u>552 PSI – 718 PSI</u>	<u>166 PSI - 164 PSI.</u>
41	NITROGENO			<u>718 PSI – 419 PSI.</u>	<u>164 PSI – 173 PSI.</u>
<u>42</u>	<u>SO – FOAM - CHEM</u>	<u>0.75</u>	<u>4</u>	<u>419 PSI - 625 PSI.</u>	<u>173 PSI – 181 PSI.</u>
43	NITROGENO			<u>625 PSI - 441 PSI</u>	<u>181 PSI - 182 PSI.</u>
<u>44</u>	<u>SO - FOAM - CHEM</u>	<u>0.75</u>	<u>4</u>	<u>441 PSI – 509 PSI.</u>	<u>182 PSI – 185 PSI.</u>
45	NITROGENO			<u>509 PSI – 372 PSI.</u>	<u>185 PSI – 184 PSI.</u>
<u>46</u>	<u>SO - FOAM - CHEM</u>	<u>0.75</u>	<u>4</u>	<u>372 PSI – 579 PSI</u>	<u>184 PSI - 187 PSI.</u>

Figura 4.7 Parámetros de operación Pozo Mora 25.

ETAPA	PRODUCTO	GASTO (BPM)	VOLUMEN DE LIQUIDO (BLS)	PRESION EN TP	PRESION EN TR
47	NITROGENO			<u>579 PSI – 475 PSI</u>	<u>187 PSI - 184 PSI.</u>
<u>48</u>	<u>SO – FOAM - CHEM</u>	<u>0.75</u>	<u>4</u>	<u>475 PSI – 616 PSI.</u>	<u>184 PSI - 178 PSI.</u>
49	NITROGENO			<u>616 PSI – 430 PSI.</u>	<u>178 PSI - 178 PSI.</u>
<u>50</u>	<u>SO – FOAM - CHEM</u>	<u>0.75</u>	<u>4</u>	<u>430 PSI – 707 PSI.</u>	<u>178 PSI - 175 PSI.</u>
51	NITROGENO			<u>707 PSI - 740 PSI</u>	<u>175 PSI - 173 PSI.</u>
<u>52</u>	<u>SO - FOAM - CHEM</u>	<u>0.75</u>	<u>4</u>	<u>740 PSI – 787 PSI.</u>	<u>173 PSI - 171 PSI.</u>
53	NITROGENO			<u>787 PSI - 521 PSI.</u>	<u>171 PSI - 167 PSI.</u>
<u>54</u>	<u>SO – FOAM - CHEM</u>	<u>0.75</u>	<u>4</u>	<u>521 PSI - 677 PSI</u>	<u>167 PSI – 165 PSI.</u>
55	NITROGENO			<u>677 PSI – 684 PSI.</u>	<u>165 PSI –254 PSI.</u>
<u>56</u>	<u>SO - FOAM - CHEM</u>	<u>0.75</u>	<u>4</u>	<u>684 PSI – 803 PSI.</u>	<u>254 PSI – 256 PSI.</u>
57	NITROGENO			<u>803 PSI – 697 PSI</u>	<u>256 PSI - 257 PSI.</u>
<u>58</u>	<u>SO – FOAM - CHEM</u>	<u>0.75</u>	<u>4</u>	<u>697 PSI – 763PSI.</u>	<u>257 PSI – 254 PSI.</u>
59	NITROGENO			<u>763 PSI – 547 PSI.</u>	<u>254 PSI – 255 PSI.</u>
<u>60</u>	<u>CP BACH</u>	<u>0.75</u>	<u>6</u>	<u>547 PSI –737 PSI.</u>	<u>255 PSI – 254 PSI.</u>
61	NITROGENO			<u>737 PSI – 537 PSI.</u>	<u>254 PSI - 257 PSI.</u>
<u>62</u>	<u>SI – FOAM - CHEM</u>	<u>0.75</u>	<u>6</u>	<u>537 PSI – 1056 PSI.</u>	<u>257 PSI - 264 PSI.</u>
63	NITROGENO			<u>1056 PSI – 674 PSI.</u>	<u>264 PSI – 268 PSI.</u>
<u>64</u>	<u>SI - FOAM - CHEM</u>	<u>0.75</u>	<u>6</u>	<u>674 PSI – 898 PSI.</u>	<u>268 PSI – 253 PSI.</u>
65	NITROGENO			<u>898 PSI – 646 PSI.</u>	<u>253 PSI – 231 PSI.</u>
<u>66</u>	<u>NEUTROBACH</u>	<u>0.75</u>	<u>6</u>	<u>646 PSI – 822 PSI.</u>	<u>231 PSI -238 PSI.</u>
67	NITROGENO			<u>822 PSI – 706 PSI.</u>	<u>238 PSI – 216 PSI.</u>
<u>68</u>	<u>SO – FOAM - CHEM</u>	<u>0.75</u>	<u>4</u>	<u>706 PSI – 806 PSI.</u>	<u>216 PSI - 217 PSI.</u>
69	NITROGENO			<u>806 PSI – 619 PSI.</u>	<u>217 PSI – 209 PSI.</u>
<u>70</u>	<u>SO – FOAM - CHEM</u>	<u>0.75</u>	<u>4</u>	<u>619 PSI – 789 PSI.</u>	<u>209 PSI - 207 PSI.</u>
71	NITROGENO			<u>789 PSI – 511 PSI.</u>	<u>207 PSI - 288 PSI.</u>

Figura 4.8 Parámetros de operación Pozo Mora 25.

#### 4.1.7 Graficas de trabajo con UTF

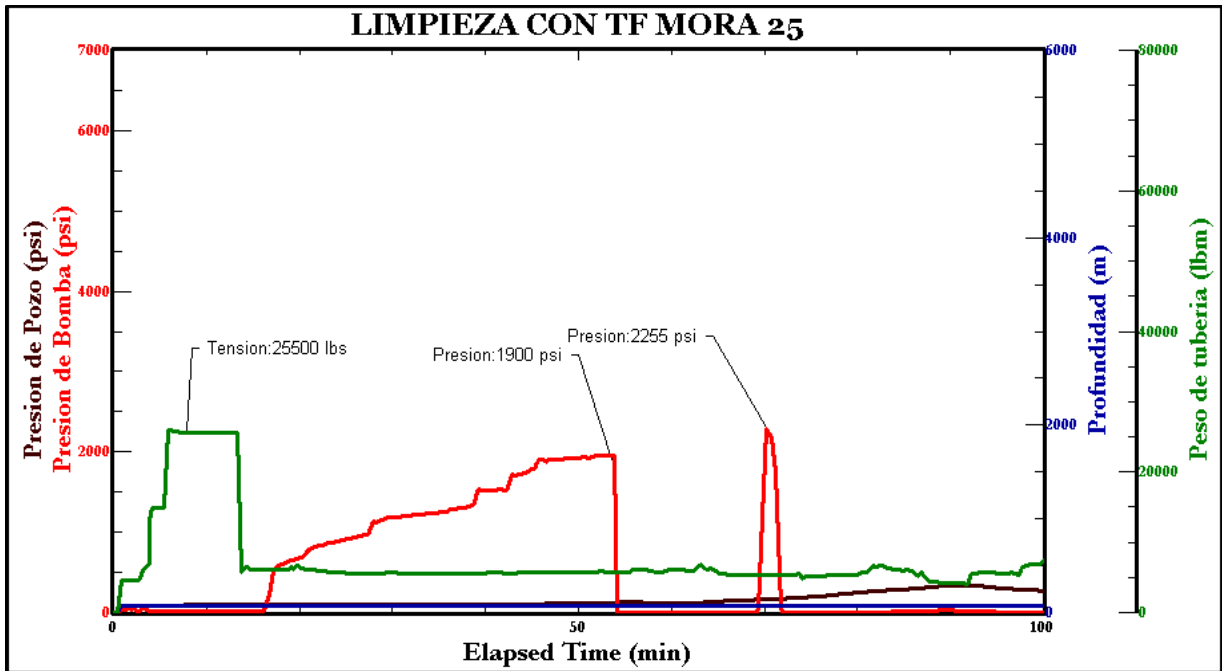


Figura 4.9 Limpieza con TF, Mora 25.

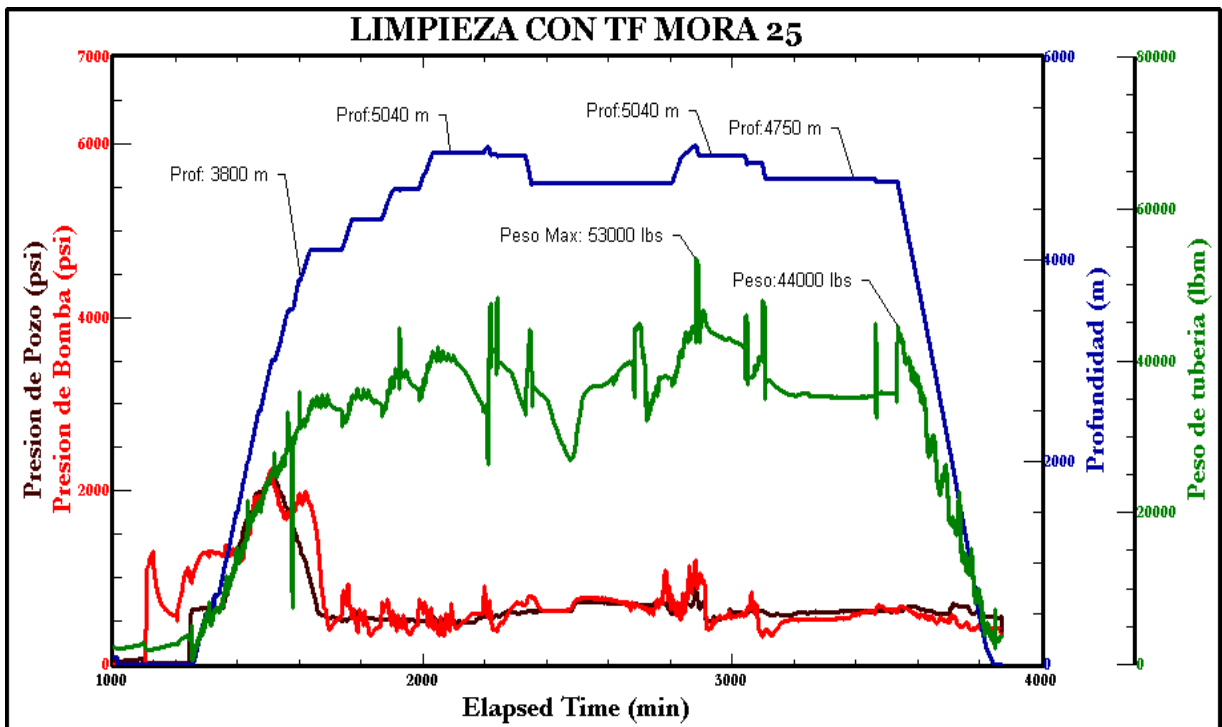


Figura 4.10 Limpieza con TF, Mora 25.



#### 4.1.8 Comparativo tiempos programados contra tiempos reales Pozo Mora 25.

Tabla 4.1 Tiempos operativos contra tiempos reales, Pozo Mora 25.

Actividad	Tiempo programado	Tiempo acum. programado		Tiempo real	Tiempo acum. Real	
	(hrs)	(hrs)	(días)	(hrs)	(hrs)	(días)
Instalación de UAP, UTF y N2	4.0	4.0	0.17	15.0	15.0	0.63
Probar Líneas y Conexiones	1.0	5.0	0.21	1.0	16.0	0.67
Reunión Operativa	0.5	5.5	0.23	0.5	16.5	0.69
Limpieza circulada por TP	8.0	13.5	0.56	7.0	23.5	0.98
Limpieza circulada por TF	30.0	43.50	1.81	43.5	67.0	2.79

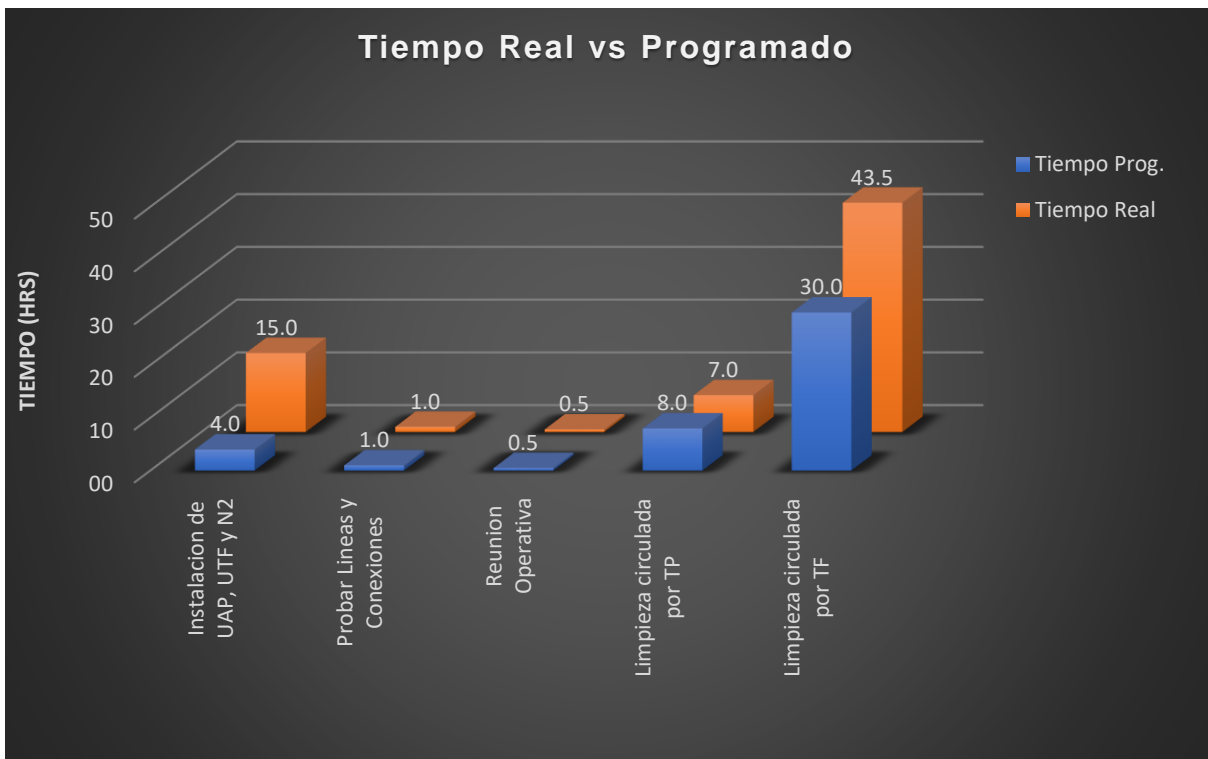


Figura 4.11 Tiempo real vs programado, Pozo Mora 25.

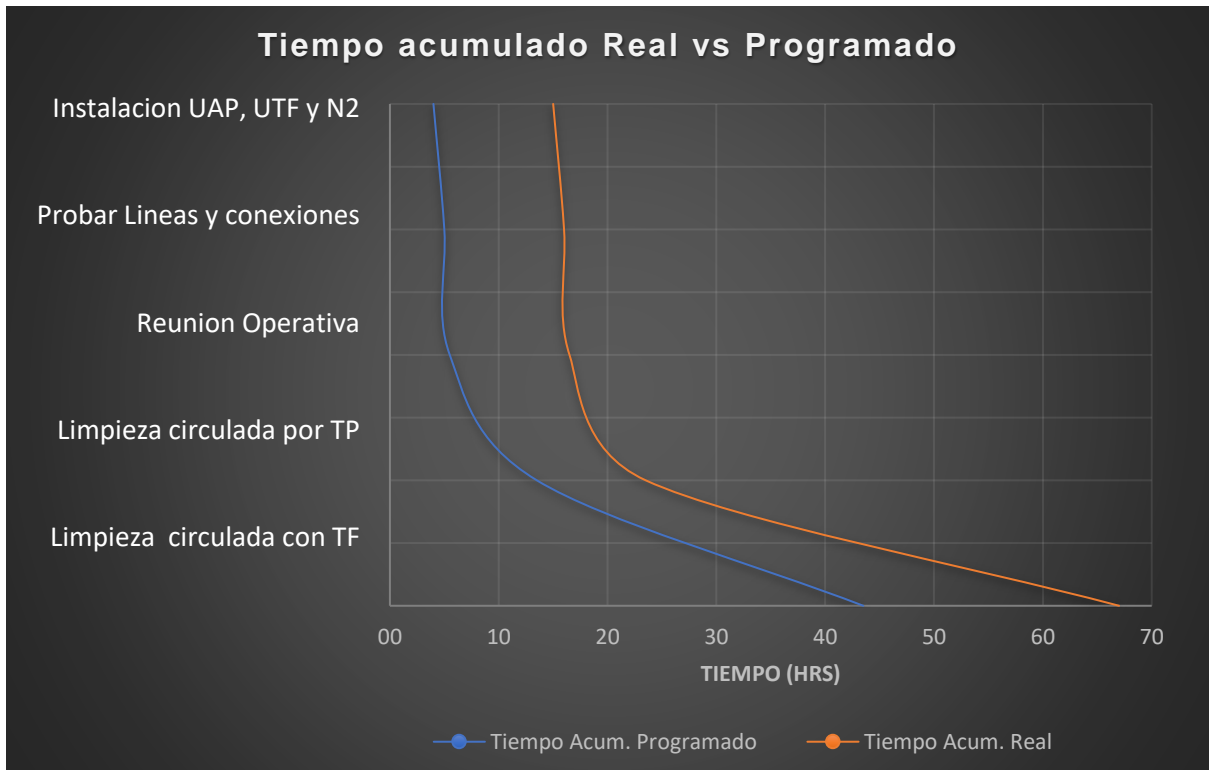


Figura 4.12 Tiempo acumulado real vs programado, Pozo Mora 25.

Tabla 4.2 Equipos, materiales y servicios durante la intervención.

EQUIPOS, MATERIALES Y SERVICIOS DURANTE LA INTERVENCION				
CANT.	UNIDAD:	EQUIPO:	RESPONSABLE:	OBSERVACIONES:
43.5	Hora	Unidad de tubería flexible	TPMexicana	
13	Servicio	Unidad de alta presión	TPMexicana	Bombeo de Fluidos.
13	Servicio	Unidad de medición de Parámetros.	TPMexicana	Medición de parámetros.
13	Servicio	Rack de Tuberías de Tratamiento.	TPMexicana	Líneas de C.S.C y Tratamiento.
27	m <sup>3</sup>	SO-FOAM-CHEM	TPMexicana	Fluido de limpieza orgánico
4	m <sup>3</sup>	SI-FOAM-CHEM	TPMexicana	Fluido de limpieza inorgánico
2	m <sup>3</sup>	NeutroBatch	TPMexicana	Bache neutralizante
2	m <sup>3</sup>	CPBatch	TPMexicana	Bache inhibidor

## 4.2 Descripción de la operación Pozo Mora 2 (limpieza de aparejo directa por TR)

		<b>CERTIFICADO DE SERVICIO</b>			
<b>DATOS DEL SERVICIO SOLICITADO:</b>					
CLIENTE: PETROLERA CARDENAS MORA					
FECHA:	<u>23/07/2019</u>	HORA LLEGADA:	<u>08:00 HRS</u>	HORAS TOTALES:	<u>13.5 HORAS</u>
FECHA:	<u>23/07/2019</u>	INICIA OPERACIÓN:	<u>20:00 HRS</u>	CENTRO DE TRABAJO	<u>Villahermosa Tabasco.</u>
FECHA:	<u>24/07/2019</u>	TERMINA OPERACIÓN	<u>09:30 HRS</u>	POZO:	<u>MORA # 2</u>
FECHA:	<u>25/07/2019</u>	HORA SALIDA:	<u>22:00 HRS</u>	UNIDAD:	<u>UAP # 02</u>
SOLVENTE ESPUMADO	<u>10 M3</u>	INHIBIDOR	<u>3 BLS.</u>	SERVICIOS UAP:	<u>4</u>
ACIDO ESPUMADO	<u>1 M3.</u>	NEUTRALIZADOR	<u>3 BLS.</u>	EQUIPO:	<u>N/A</u>
TIPO DE SERVICIO: <u>LIMPIEZA DE APAREJO EN DIRECTO</u>					
<b>DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO SOLICITADO</b> CON UNIDADES DE ALTA PRESIÓN Y PERSONAL DE TP MEXICANA REALIZA:					
INSTALACIÓN DE LINEAS DE ALTA PRESIÓN, PRUEBA DE LINEAS OK. CON 500 PSI. EN BAJA Y 4500 EN ALTA .					
SE INTERVIENE POZO CON EL BOMBEO DE: 10 MTS.(63 BLS) XILENO ESPUMADO, + 6 BLS. DE HCL AL 7.5%, + 3 BLS. DE NEUTRALIZANTE,+ 3 BLS. DE INHIBIDOR. SE APERTURA POZO REGISTRANDO UNA PRESION DE TP = 778 PSI.					
EN TR= 112 PSI. SE COMIENZA CON EL PROGRAMA OPERATIVO REALIZANDO EL BOMBEO DE LA SIGUIENTE CEDULA:					
1.- XILENO ESPUMADO VOL. TOTAL=1.42 M3 (9 BLS) Q=1.5 BPM PRESIÓN TP= 655-416 PSI. PRESION TR= 144 PSI.					
2.- XILENO ESPUMADO VOL.TOTAL =1.42 M3 ( 9 BLS ) Q= 1.5 BPM PRESIÓN TP= 544-354 PSI, PRESION TR= 89 PSI.					
3.-XILENO ESPUMADO VOL.TOTAL = 1.42 M3 ( 9 BLS ) Q= 1.5 BPM PRESIÓN TP= 609-454 PSI. PRESION TR= 90 PSI.					
4.-XILENO ESPUMADO VOL. TOTAL =1.42 M3 (9 BLS) Q= 3 BPM PRESIÓN TP= 802-714 PSI. PRESION TR= 107 PSI.					
5.-XILENO ESPUMADO VOL. TOTAL =1.42 M3 (9 BLS) Q= 3 BPM PRESIÓN TP= 711-667 PSI. PRESION TR= 107-106 PSI.					
6.- INHIBIDOR VOL. TOTAL= 0.47 M3 (3 BLS) Q= 3 BPM PRESIÓN TP=670-687 PSI., PRESION TR=98-99 PSI.					
7.- HCL AL 7.5% ESPUMADO VOL. TOTAL= 0.95 M3 (6 BLS) Q= 3 BPM PRESIÓN TP=687-701 PSI., PRESION TR= 99 PSI.					
8.- NEUTRALIZADOR VOL. TOTAL= 0.47 M3 (3 BLS) Q= 3 BPM PRESIÓN TP=701-657 PSI., PRESION TR= 101 PSI.					
9.- XILENO ESPUMADO VOL.TOTAL =1.42 M3 ( 9 BLS ) Q= 3 BPM PRESIÓN TP= 717-720 PSI, PRESION TR= 92 PSI.					

## 4.2.1 Descripción de la operación Pozo Mora 2 (limpieza de aparejo por TF)

		<b>CERTIFICADO DE SERVICIO</b>			
<b>DATOS DEL SERVICIO SOLICITADO:</b>					
CLIENTE: PETROLERA CARDENAS MORA					
FECHA:	<u>23/07/2019</u>	HORA LLEGADA:	<u>08:00 HRS</u>	HORAS TOTALES:	<u>35 HORAS</u>
FECHA:	<u>24/07/2019</u>	INICIA OPERACIÓN:	<u>09:30 HRS</u>	CENTRO DE TRABAJO:	<u>Villahermosa Tabasco.</u>
FECHA:	<u>25/07/2019</u>	TERMINA OPERACIÓN:	<u>20:30HRS</u>	POZO:	<u>MORA # 2</u>
FECHA:	<u>25/07/2019</u>	HORA SALIDA:	<u>22:00 HRS</u>	UNIDAD:	<u>UAP # 02</u>
SOLVENTE ESPUMADO	<u>25 M3</u>	INHIBIDOR	<u>1.5 M3</u>	SERVICIOS UAP:	<u>9 SERVICIOS</u>
ACIDO ESPUMADO	<u>4 M3</u>	NEUTRALIZADOR	<u>1.5 M3</u>	EQUIPO:	<u>N/A</u>
TIPO DE SERVICIO: <u>LIMPIEZA DE APAREJO CON TF POR TP</u>					
<b>SE REALIZA LIMPIEZA DE APAREJO CON TF POR TP</b>					
<b>DESCRIPCION DEL SERVICIO:</b> SE APERTURA EL POZO REGISTRANDO UNA PRESIÓN DE TP= 810 PSI Y EN TR= 117 PSI SE COMIENZA CON EL PROGRAMA OPERATIVO REALIZANDO EL BOMBEO DE LA SIGUIENTE CEDULA:					
1.-XILENO ESPUMADO VOL.TOTAL = 1.26 M3 (8 BLS ) Q= 0.5 BPM PRESIÓN TP= 883-893 PSI., PRESION TR= 132-139 PSI.					
2.-XILENO ESPUMADO VOL. TOTAL = 1.26 M3 (8 BLS) Q= 0.5 BPM PRESIÓN TP= 846-765 PSI, PRESION TR=143-151 PSI.					
3.-XILENO ESPUMADO VOL. TOTAL= 1.26 M3 (8 BLS) Q= 0.5 BPM PRESIÓN TP= 863-870 PSI, PRESION TR=140-156 PSI.					
4.-XILENO ESPUMADO VOL. TOTAL= 1.26 M3 (8 BLS) Q= 0.5 BPM PRESIÓN TP= 876-798 PSI, PRESION TR=140-143 PSI.					
5.-XILENO ESPUMADO VOL. TOTAL= 0.63 M3 (4 BLS) Q=0.5 BPM PRESIÓN TP= 852-808 PSI, PRESION TR= 144-151 PSI.					
6.-XILENO ESPUMADO VOL. TOTAL = 1.26 M3 (8 BLS) Q= 0.5 BPM PRESIÓN TP=870-889 PSI, PRESION TR= 164-163 PSI.					
7.-XILENO ESPUMADO VOL. TOTAL = 1.26 M3 (8 BLS) Q= 0.5 BPM PRESIÓN TP=888-953 PSI, PRESION TR= 170-166 PSI.					
8- XILENO ESPUMADO VOL. TOTAL = 1.26 M3 (8 BLS) Q= 0.5 BPM PRESIÓN TP=977-1009 PSI, PRESION TR= 177-167 PSI.					
10.-XILENO ESPUMADO VOL. TOTAL= 1.9 M3( 12 BLS ) Q= 0.5 BPM PRESIÓN TP= 1141-1140 PSI, PRESION TR= 165-175 PSI.					
11.-XILENO ESPUMADO VOL. TOTAL= 1.9 M3 ( 12 BLS) Q= 0.5 BPM PRESIÓN TP= 1105-1106 PSI, PRESION TR= 172-175 PSI.					
12.-INHIBIDOR VOL.TOTAL = 1.42 M3 ( 9 BLS ) Q= 0.5 BPM PRESIÓN TP= 1087-1062 PSI. PRESION TR= 172-162 PSI.					
13.-HCL AL 7.5 % VOL. TOTAL= 3.8 M3 (24 BLS) Q= 0.55 BPM PRESIÓN TP= 1062-1089 PSI., PRESION TR= 162-129 PSI.					
14.- NEUTRALIZADOR VOL. TOTAL= 1.42 M3 ( 9 BLS ) Q= 0.5 BPM PRESIÓN TP= 1089-1115 PSI, PRESION TR= 129-119 PSI.					
15.-XILENO ESPUMADO VOL. TOTAL= 3.17 M3 (20 BLS) Q= 0.5 BPM PRESIÓN TP= 1102-1135 PSI, PRESION TR= 118-119 PS					
16.-XILENO ESPUMADO VOL.TOTAL = 3.33 M3 ( 21 BLS ) Q= 0.5 BPM PRESIÓN TP= 1134-1117 PSI. PRESION TR= 106-100 P					
17.-XILENO ESPUMADO VOL.TOTAL = 3.33 M3 ( 21 BLS ) Q= 0.5 BPM PRESIÓN TP= 1103-1116 PSI. PRESION TR=97-95 PSI.					
SE DESMANTELA EQUIPO AL 100%, PERSONAL DE TP MEXICANA SE RETIRA DE LOCACION.					



## 4.2.2 Certificado de Tubería flexible día 13/06/2019

TP		TECNICA PROFESIONAL MEXICANA S.A. DE C.V.						TRITAN ENERGY	
MEXICANA		CERTIFICACION DE TRABAJOS EJECUTADOS DE TUBERIA FLEXIBLE						HOJA 1	
No. DE CONTRATO:		CLIENTE:	TONALLI ENERGÍA	POZO:	TECOLUTLA 11	FECHA:	JUEVES 13 DE JUNIO 2019		
DIAMETRO TF:	1 3/4"	UNIDAD:	TPM-UTF 02	PROGRAMA:	ESTIMULACION	DISTRITO:	POZARICA		
FLUIDOS		CONSUMO			FLUIDOS		CONSUMO		
AGUA					DIESEL				
GEL LINEAL					NITROGENO				
AROMINA					SURFACTANTE				
AGUA RESIDUAL (UPV)									
INICIO	TERMINO	TIEMPO OPERATIVO	PROFUNDIDAD (M)	PESO (LIBRAS)	TENSION (LIBRAS)	P. CIRCULACION (PSI)	P. POZO (PSI)	GASTO (BLS/MIN)	(M3/MIN)
RESUMEN DE OPERACIÓN									
13 DE JUNIO DE 2019									
00:00	05:00								Unidad de tubería flexible, grua y bombas en base
05:00	10:00								Unidades (tubería flexible, grua y bombas) movilización de base poza rica a pozo tecolutla 11
10:00	10:30								Junta de seguridad (alineación de unidades)
10:30	11:30								Alineación de unidades en pozo (Unidad de tubería flexible, grua, dos unidades de alta)
11:30	13:30								Instalan unidades de alta, líneas de las bombas y bridas en el pozo
13:30	17:00								Continúa instalando unidad de tubería flexible Bridas, BOP, (Se prueba el funcionamiento de el BOP) Prueba de tencion de conector EZ con 30,000 libras
17:00	18:00								Instalan herramienta de fondo (conector EZ doble cuña, ensamble de seguridad, barra ríguida y trompo difusor ) y se instala cabeza inyectora a el BOP.
18:00	18:30								Junta de seguridad (trabajo en pozo)
18:30	19:00								Se realiza Prueba de Presion con 500 psi y 4500 psi
19:00	19:30								Con TF instalada al 100% y probada se inicia a bajar (conector EZ doble cuña, ensamble de seguridad, barra ríguida y trompo difusor 2 1/8)
									Llegando a 400 mts realizando la calibracion
19:30	20:00								Con TF instalada al 100% y probada empieza a recuperar a superficie (conector EZ doble cuña, ensamble de seguridad, barra ríguida y trompo difusor)
20:00	21:00								Prosede a realizar cambio de herramienta y colocar conector EZ doble cuña, ensamble de seguridad, barra ríguida, combinacion de enlace y registro gama rey 2 1/8
21:00	21:30								Se realiza Prueba de Presion con 500 psi y 4500 psi
21:30	23:30								Con TF instalada al 100% inicia a bajar (conector EZ doble cuña, ensamble de seguridad, barra ríguida, combinacion de enlace y gama rey 2 1/8)
									asta llegar a 1800 mts donde se detiene la tubería por 5 mts
23:30	00:00								Continúa bajando conector EZ doble cuña, ensamble de seguridad, barra ríguida, combinacion de enlace y gama rey 2 1/8 con una velocidades de 10 mts
PERSONAL EN POZO					REPRESENTANTE DE TRITAN ENERGY SERVICES				
NOMBRE		CARGO			NOMBRE		REPRESENTANTE DEL CUENTE		
Nelson Flores lopez		Supervisor de TF			FIRMA:				
Rudi perez		Supervisor de TF			FECHA:				
Eduardo francisco		operador de TF							
Alejandro Lima		operador de UB			NOMBRE:				
Oscar vargas		operador de UB			FIRMA:				
Victoria		operador de UB			FECHA:				
Jose Rey Cruz		Operador de Grua							
Rodrigo mendiza		Ayudante							

### 4.2.3 Certificado de Tubería flexible día 23/07/2019

TP		TECNICA PROFESIONAL MEXICANA S.A. DE C.V.				TRITAN ENERGY			
		ION DE TRABAJOS EJECUTADOS DE TUBERIA FLEXIBLE				HOJA 1			
No. DE CONTRATO:		CLIENTE:	PCM	POZO:	MORA 2	FECHA:	MARTES 23 DE JULIO 2019		
DIAMETRO TF:	1 3/4"	UNIDAD:	TPM-UTF 01	PROGRAMA:	LIMPIEZA SIRCULADA CON TUBERIA FLEXIBLE	DISTRITO:	TABASCO		
FLUIDOS		CONSUMO		FLUIDOS		CONSUMO			
AGUA				DIESEL					
GEL LINEAL				NITROGENO					
AROMINA				SURFACTANTE					
AGUA RESIDUAL (UPV)									
INICIO	TERMINO	TIEMPO OPERATIVO	PROFUNDIDAD (M)	PESO (LIBRAS)	TENSION (LIBRAS)	P. CIRCULACION (PSI)	P. POZO (PSI)	GASTO (BLS/MIN) (M3/MIN)	RESUMEN DE OPERACION
									23 DE JULIO DE 2019
00:00	05:00								Unidad de tubería flexible, grua, bombas, pipas de producto en base
05:00	10:00								Unidades (tubería flexible, grua, bombas y pipas con producto) movilización de base a pozo mora 2
10:00	11:00								Junta de seguridad con todo el personal involucrado (alineación de unidades)
11:00	12:00								Alineación de unidades en pozo mora 2 (Unidad de tubería flexible, grua, unidades de alta y pipas)
12:00	15:00								Instala unidad de tf de 1 3/4 y unidades de apoyo con conector dipler de 2 1/8, se prueba con 25 k lbf, ensamble de seguridad y valvula check de 2 1/8, barra rígida de 2 1/8 y spin cat de 2 1/8, prueba de herramienta Q=1 bpm pc=1700 psi.
15:00	19:30								Se realiza Prueba de Presion con 500 psi y 4500 psi por 10 min, ok.
19:30	20:00								Se efectua planica preoperativa y de seguridad, se delegan responsabilidades a los diferentes equipos de trabajo.
20:00	00:00		0	3544	609	107	1.5 y 30		Se inicia la limpieza de aparejo con n2, xileno espumado, inhibidor, HCL espumado, neutralizador. con gastos de fluidos de 1.5, 3.0 bis y gasto de n2 de 15, 30, 40 m3
									HORAS TOTALES TRABAJADAS CON TUBERIA FLEXIBLE 23 HORAS
PERSONAL EN POZO					REPRESENTANTE DE TRITAN ENERGY SERVICES				
NOMBRE		CARGO			NOMBRE				
Nelson Flores Lopez		Supervisor de TF			FIRMA:				
Erik Benitez		Supervisor de TF			FECHA:				
Eduardo Francisco		operador de TF			REPRESENTANTE DEL CLIENTE				
Juan Diego		operador de tf			NOMBRE:				
Jeremias Torres		Ayudante			FIRMA:				
Enrique Verf		Ayudante			FECHA:				
Enrique Paleron		Ayudante							
Rodrigo mendoza		Ayudante							

#### 4.2.4 Certificado de Tubería flexible día 24/07/2019

TECNICA PROFESIONAL MEXICANA S.A. DE C.V.															
		<b>CERTIFICACION DE TRABAJOS EJECUTADOS DE TUBERIA FLEXIBLE</b>													
HOJA 1															
No. DE CONTRATO:			CLIENTE: PCM		POZO:		MORA 2			FECHA: MIERCOLES 24 DE JULIO 2019					
DIAMETRO TF: 1 3/4"			UNIDAD: TPM-UTF 01		PROGRAMA: LIMPIEZA SIRCULADA CON TUBERIA FLEXIBLE			DISTRITO: TABASCO							
FLUIDOS				CONSUMO				FLUIDOS				CONSUMO			
AGUA								DIESEL							
GEL LINEAL								NITROGENO							
AROMINA								SURFACTANTE							
AGUA RESIDUAL (UPV)															
RESUMEN DE OPERACION															
INICIO	TERMINO	TIEMPO OPERATIVO	PROFUNDIDAD (M)	PESO (LIBRAS)	TENSION (LIBRAS)	P. CIRCULACION (PSI)	P. POZO (PSI)	GASTO (BLS/MIN)							
24 DE JULIO DE 2019															
00:00 08:00 Se continúa con la limpieza de aparejo con n2, xileno espumado, inhibidor, HCL espumado, neutralizador Q=1.5-3 bpm, n2=15-30-40 m3m															
08:00 08:30 Unidad de N2 enfria equipo para iniciar bombeo y desplazar el agua de carrete con 500 m3m															
08:30 09:30 con unidad de N2 al 100 % se procede a desplazar el carrete de tubería flexible con un gasto de 20 m3m															
09:30 17:30 Abre valvula de sondeo con TP=800 psi , TR=0 PSI, inicia a bajar fl sin bombeo hasta 500 mts posterior con bbeo de baches de 8 bbbls de Xileno cada 500 mts Q=5 bpm, N2=15 m3m PC=2300 psi y respaldo de TR con 45 m3m, Bombeo continuo de N2=15 m3m PC=1100 psi sin bbeo de productos llega a la profundidad programada de 5280 mts.															
17:30 19:30 Con Tf en 5280 mts continua con bbeo de N2=15 m3m, bbeo de baches de 12 bbbls de Xileno Q=.5 bpm, PC=950 psi, y respaldo en TP de 45 m3m repasa zona de 5200 a 5280 mts para realizar limpieza de fondo de pozo y estacionando fl para inducir pozo y levantar sedimentos a superficie															
19:30 00:00 Con fl estacionada en 5280 mts bombea acido 7.5 % Q=.5 bpm, N2=15 m3m, PC=1060 PSI respirocando sarta de 5280 a 5200 mts bombeando 3 baches de xileno Q=.5 BPM N2 =15M3															
HORAS TOTALES TRABAJADAS CON TUBERIA FLEXIBLE 23 HORAS															
PERSONAL EN POZO							REPRESENTANTE DE TRITAN ENERGY SERVICES								
NOMBRE				CARGO				NOMBRE							
Nelson Flores Lopez				Supervisor de TF				FIRMA:							
Erik Benitez				Supervisor de TF				FECHA:							
Eduardo francisco				operador de TF						REPRESENTANTE DEL CLIENTE					
Juan Diego				operador de TF											
Jeremias Torres				Ayudante				NOMBRE:							
Enrique Vert				Ayudante				FIRMA:							
Enrique Palemon				Ayudante				FECHA:							
Rodrigo mendoza				Ayudante											

#### 4.2.5 Certificado de Tubería flexible día 25/07/2015

TP		TECNICA PROFESIONAL MEXICANA S.A. DE C.V.						TRITAN ENERGY	
		CERTIFICACION DE TRABAJOS EJECUTADOS DE TUBERIA FLEXIBLE						HOJA 1	
No. DE CONTRATO:		CLIENTE:	PCM	POZO:	MORA 2	FECHA:	JUEVES 25 DE JULIO 2019		
DIAMETRO TF:	1 3/4"	UNIDAD:	TPM-UTF 01	PROGRAMA:	LIMPIEZA SIRCULADA CON TUBERIA FLEXIBLE	DISTRITO:	TABASCO		
FLUIDOS		CONSUMO			FLUIDOS		CONSUMO		
AGUA					DIESEL				
GEL LINEAL					NITROGENO				
AROMINA					SURFACTANTE				
AGUA RESIDUAL (UPV)									
INICIO	TERMINO	TIEMPO OPERATIVO	PROFUNDIDAD (M)	PESO (LIBRAS)	TENSION (LIBRAS)	P. CIRCULACION (PSI)	P. POZO (PSI)	GASTO (BLS/MIN) (M3/MIN)	RESUMEN DE OPERACIÓN
25 DE JULIO DE 2019									
00:00	02:30		5280	28800		1167	1100	0.5	Con tf estacionada en 5280 mts bombea acido 7.5 % Q=5 bpm, N2=15 m3m, PC=1060 PSI respircando sarta de 5280 a 5200 mts bombeando 3 baches de xileno Q= 5 BPM N2 =15M3
02:30	16:00		5289	28800		679	1151	40	A 5280mts tf de 1 3/4, con conector dipler de 2 1/8, se prueba con 25 k lbf, ensamble de seguridad y valvula check de 2 1/8, barra rigida de 2 1/8 y spin cal de 2 1/8, inicia la induccion con N2 Q=40 M3, repasa zona de 5000 a 5280 mts en 3 ocasiones para asegurar una limpieza efectiva y estaciona tf en 5280 mts para continuar con induccion de pozo y acarreo de productos quimicos, sedimentos de pozo.
16:00	20:30		5280	30000	50000	570	927	15	Inicia a rucuperar tf a superficie con bombeo de N2=15 m3m, PC=1121 psi hasta la profundidad de 1000 mts posterior sin bombeo hasta superficie.
20:30	00:00		0						Con ayuda de grua de 80 ton desmantela tf y equipos de apoyo, se asegura de dejar locacion en las mismas condiciones en que se encontro
HORAS TOTALES TRABAJADAS CON TUBERIA FLEXIBLE 23 HORAS									
PERSONAL EN POZO					REPRESENTANTE DE TRITAN ENERGY SERVICES				
NOMBRE		CARGO			NOMBRE		REPRESENTANTE DEL CLIENTE		
Nelson Flores Lopez		Supervisor de TF			FIRMA:				
Erik Benitez		Supervisor de TF			FECHA:				
Eduardo Francisco		operador de TF			NOMBRE:				
Juan Diego		operador de TF							
Jeremias Torres		Ayudante			FIRMA:				
Enrique Vef		Ayudante			FECHA:				
Enrique Palemon		Ayudante							
Rodrigo mendoza		Ayudante							



#### 4.2.6 Graficas de trabajo Pozo Mora 2

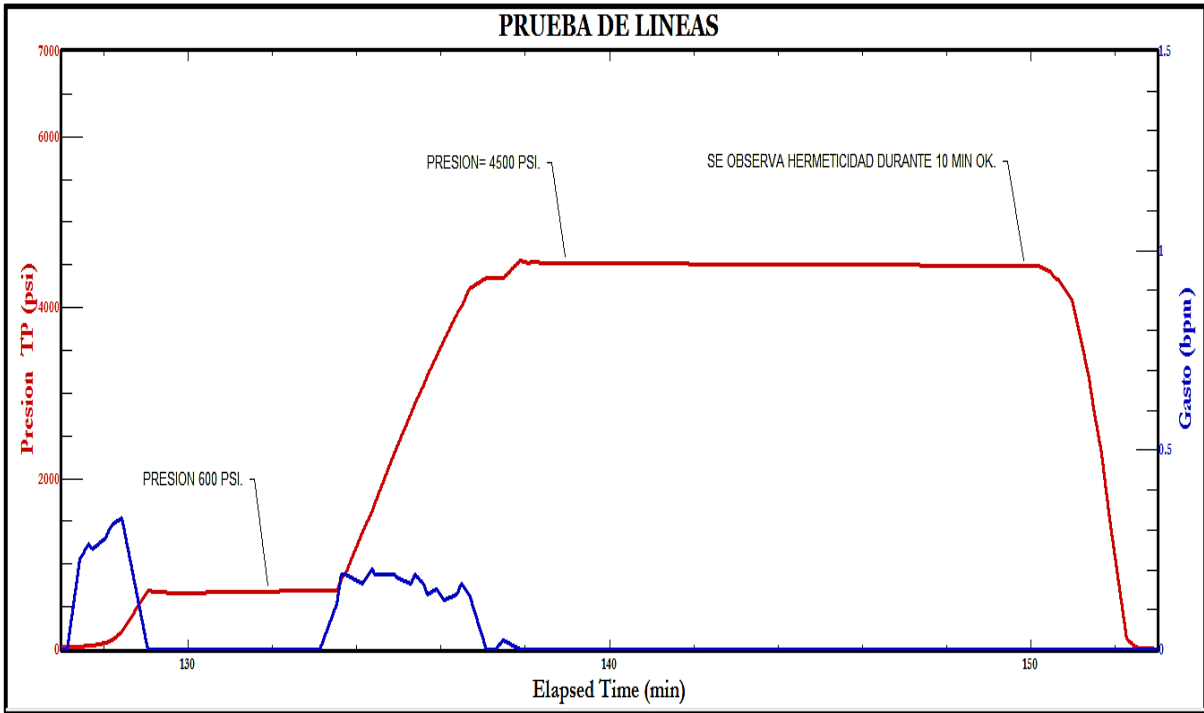


Figura 4.13 Prueba de líneas, Pozo Mora 2.

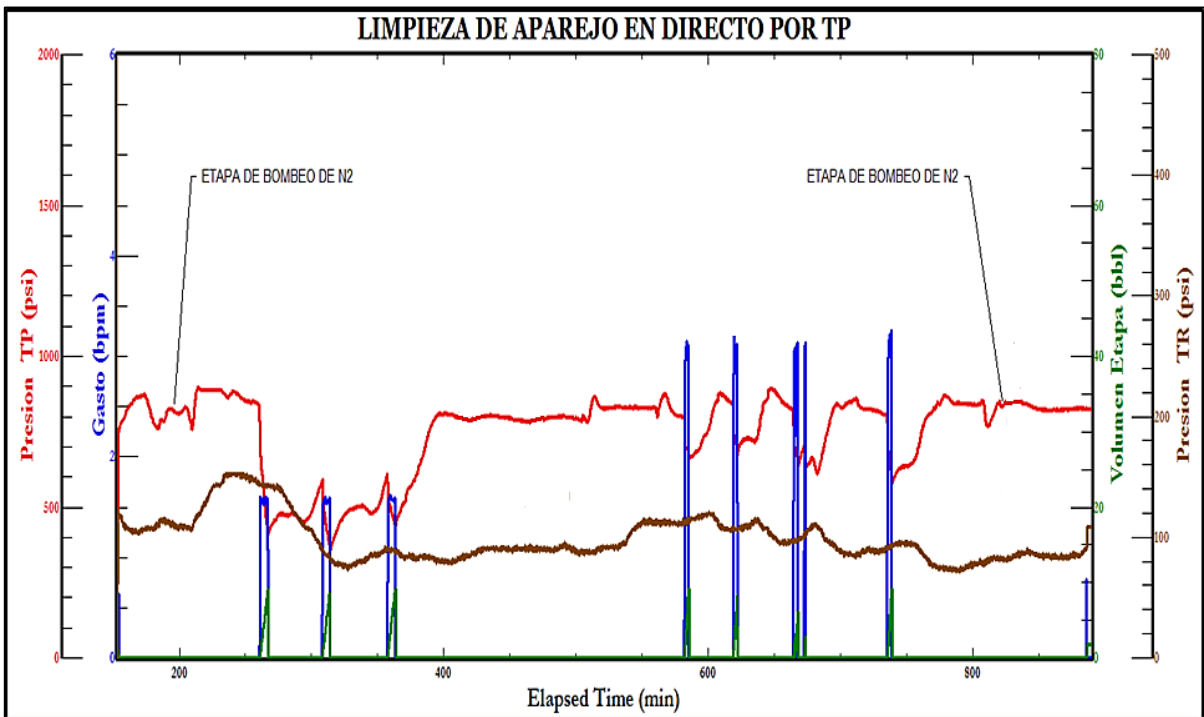


Figura 4.14 Limpieza de aparejo en directo por TP, Pozo Mora 2.

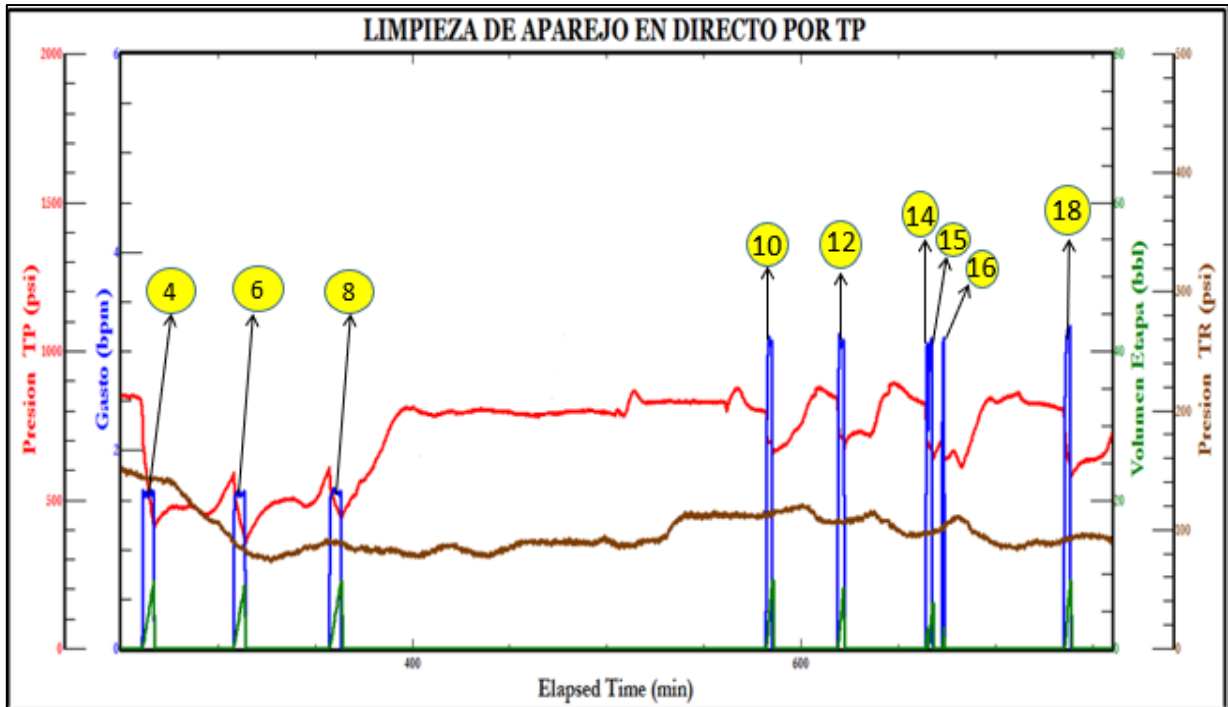


Figura 4.15 Limpieza de aparejo en directo por TP, Pozo Mora 2.

PARAMETROS DE OPERACIÓN					
ETAPA	PRODUCTO	VOLUMEN DE LIQUIDO (BLS)	GASTO DE LIQUIDO (BPM)	PRESION TP	PRESION EN TR
1	NITROGENO			778 - 785 PSI.	112 - 122 PSI.
2	NITROGENO			785 - 798 PSI.	122 - 109 PSI.
3	NITROGENO			798 - 655 PSI.	109 - 144 PSI.
4	<u>XILENO ESPUMADO</u>	<u>9</u>	<u>1.5</u>	<u>655 - 416 PSI.</u>	<u>144 - 142 PSI.</u>
5	NITROGENO			416 - 544 PSI.	142 - 89 PSI.
6	<u>XILENO ESPUMADO</u>	<u>9</u>	<u>1.5</u>	<u>544 - 354 PSI.</u>	<u>89 - 83 PSI.</u>
7	NITROGENO			354 - 609 PSI.	83 - 90 PSI.
8	<u>XILENO ESPUMADO</u>	<u>9</u>	<u>1.5</u>	<u>609 - 454 PSI.</u>	<u>90 - 89 PSI.</u>
9	NITROGENO			454 - 802 PSI.	89 - 113 PSI.
10	<u>XILENO ESPUMADO</u>	<u>9</u>	<u>3</u>	<u>802 - 714 PSI.</u>	<u>113 - 102 PSI.</u>
11	NITROGENO			714 - 711 PSI.	102 - 107 PSI.
12	<u>XILENO ESPUMADO</u>	<u>9</u>	<u>3</u>	<u>711 - 667 PSI.</u>	<u>107 - 106 PSI.</u>
13	NITROGENO	-		667 - 670 PSI.	106 - 98 PSI.
14	<u>INHIBIDOR</u>	<u>3</u>	<u>3</u>	<u>670 - 687 PSI.</u>	<u>98 - 99 PSI.</u>
15	<u>HCL ESPUMADO</u>	<u>6</u>	<u>3</u>	<u>687 - 701 PSI.</u>	<u>99 - 101 PSI.</u>
16	<u>NEUTRALIZANTE</u>	<u>3</u>	<u>3</u>	<u>701 - 657 PSI.</u>	<u>101 - 106 PSI.</u>
17	NITROGENO			657 - 717 PSI.	106 - 92 PSI.
18	<u>XILENO ESPUMADO</u>	<u>9</u>	<u>3</u>	<u>717 - 627 PSI.</u>	<u>92 - 94 PSI.</u>
19	NITROGENO			627 - 825 PSI.	93 - 85 PSI.

Figura 4.16 Parámetros de operación, Pozo Mora 2.

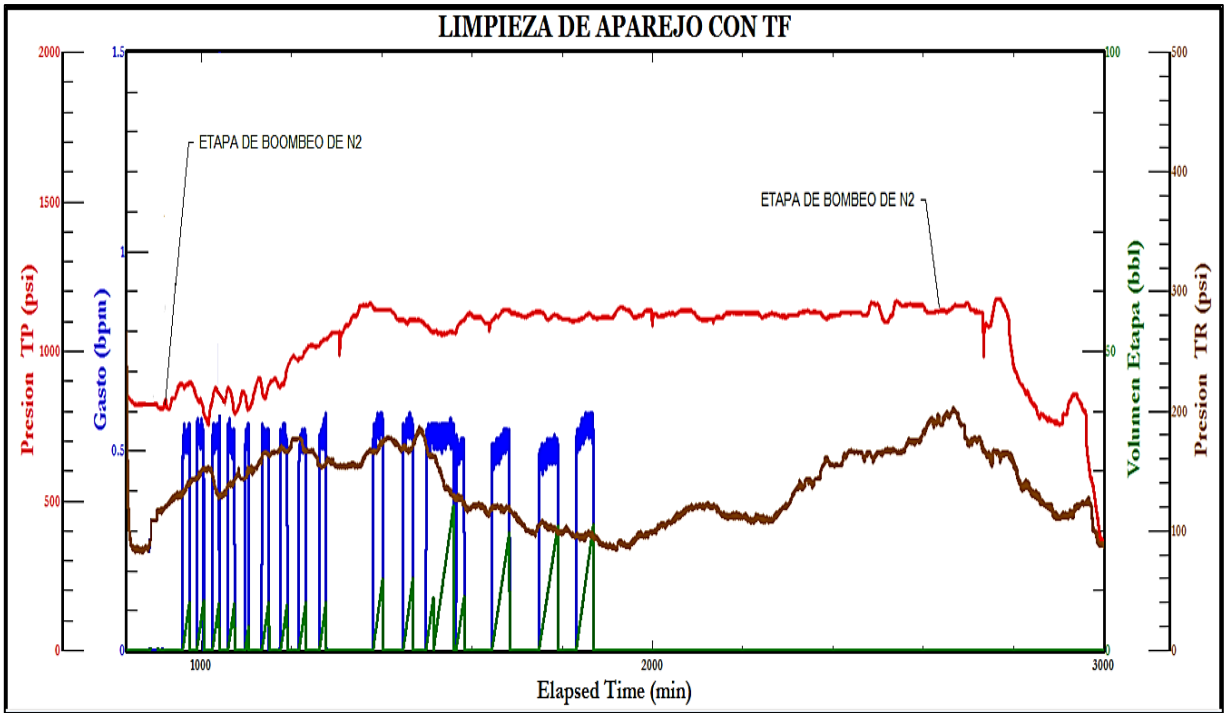


Figura 4.17 Limpieza de aparejo con TF, Pozo Mora 2.

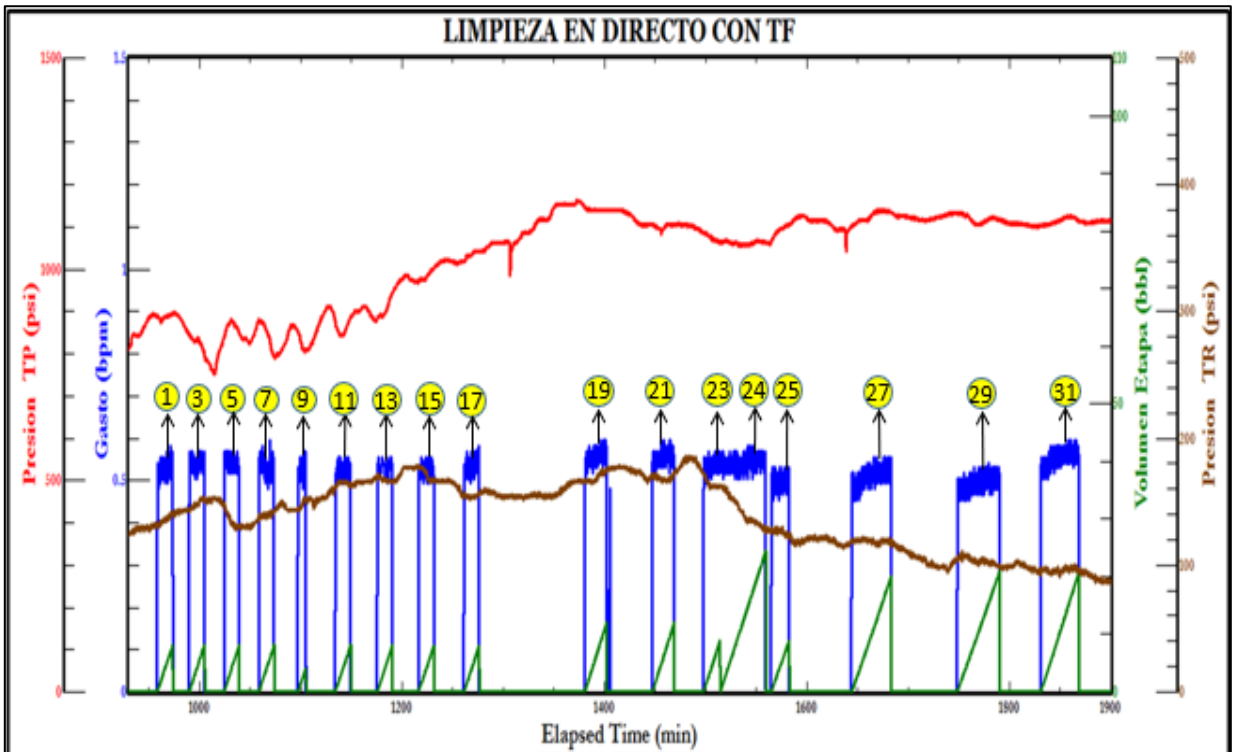


Figura 4.18 Limpieza en directo con TF, Pozo Mora 2.

PARAMETROS DE LA OPERACION					
ETAPA	PRODUCTO	VOLUMEN DE LIQUIDO (BLS)	GASTO DE LIQUIDO (BPM)	PRESION EN TP	PRESION EN TR
1	XILENO ESPUMADO	8	0.5	883 PSI.	132 PSI.
2	NITROGENO			890 PSI.	142 PSI.
3	XILENO ESPUMADO	8	0.5	846 PSI.	143 PSI.
4	NITROGENO			765 PSI.	151 PSI.
5	XILENO ESPUMADO	8	0.5	863 PSI.	140 PSI.
6	NITROGENO			870 PSI.	156 PSI.
7	XILENO ESPUMADO	8	0.5	876 PSI.	140 PSI.
8	NITROGENO			798 PSI.	143 PSI.
9	XILENO ESPUMADO	4	0.5	852 PSI.	144 PSI.
10	NITROGENO			808 PSI.	151 PSI.
11	XILENO ESPUMADO	8	0.5	870 PSI.	164 PSI.
12	NITROGENO			889 PSI.	163 PSI.
13	XILENO ESPUMADO	8	0.5	888 PSI.	170 PSI.
14	NITROGENO			953 PSI.	166 PSI.
15	XILENO ESPUMADO	8	0.5	977 PSI.	177 PSI.
16	NITROGENO			1009 PSI.	167 PSI.
17	XILENO ESPUMADO	8	0.5	1023 PSI.	155 PSI.
18	NITROGENO			1043 PSI.	159 PSI.
19	XILENO ESPUMADO	12	0.5	1141 PSI.	165 PSI.
20	NITROGENO			1140 PSI.	177 PSI.
21	XILENO ESPUMADO	12	0.5	1105 PSI.	172 PSI.
22	NITROGENO			1106 PSI.	175 PSI.
23	INHIBIDOR	9	0.5	1087 PSI.	172 PSI.
24	ACIDO 7.5	24	0.5	1062 PSI.	162 PSI.
25	NEUTRALIZADOR	9	0.5	1089 PSI.	129 PSI.
26	NITROGENO			1115 PSI.	119 PSI.
27	XILENO ESPUMADO	20	0.5	1102 PSI.	118 PSI.
28	NITROGENO			1135 PSI.	119 PSI.
29	XILENO ESPUMADO	21	0.5	1134 PSI.	106 PSI.
30	NITROGENO			1103 PSI.	97 PSI.
31	XILENO ESPUMADO	21	0.5	1116 PSI.	145 PSI.
32	NITROGENO			1116 – 880 PSI.	88 – 124 PSI.

Figura 4.19 Parámetros de la operación, Pozo Mora 2.

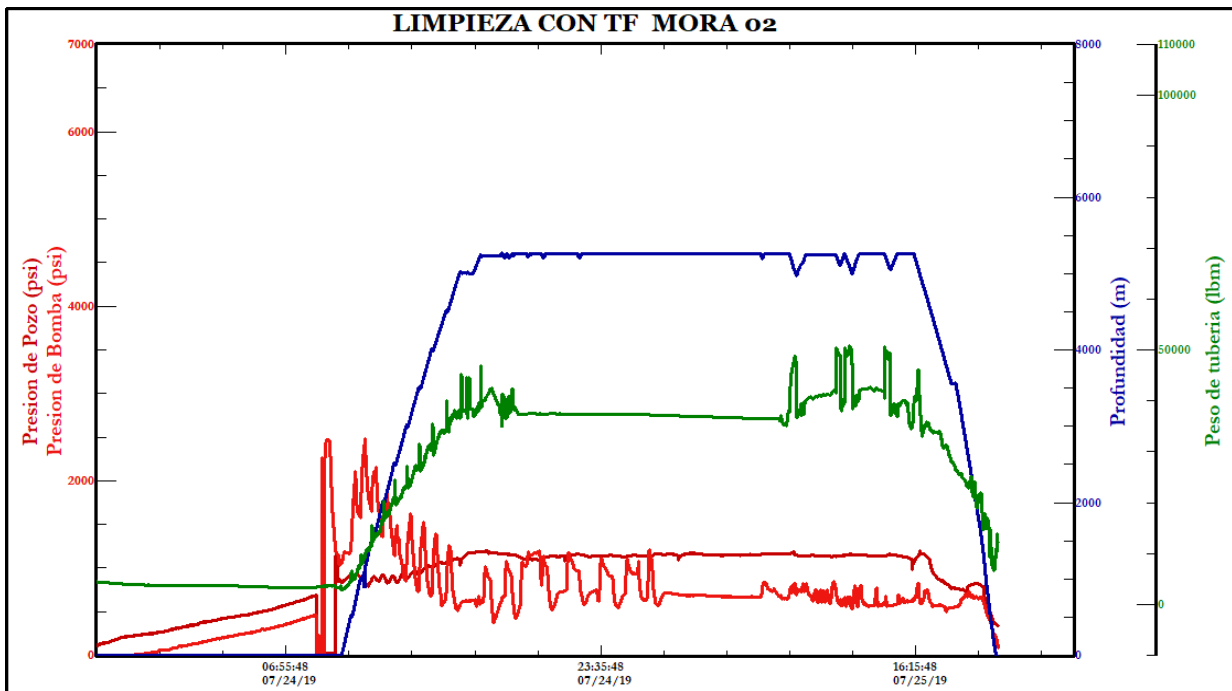


Figura 4.20 Limpieza con TF, Pozo Mora 2.

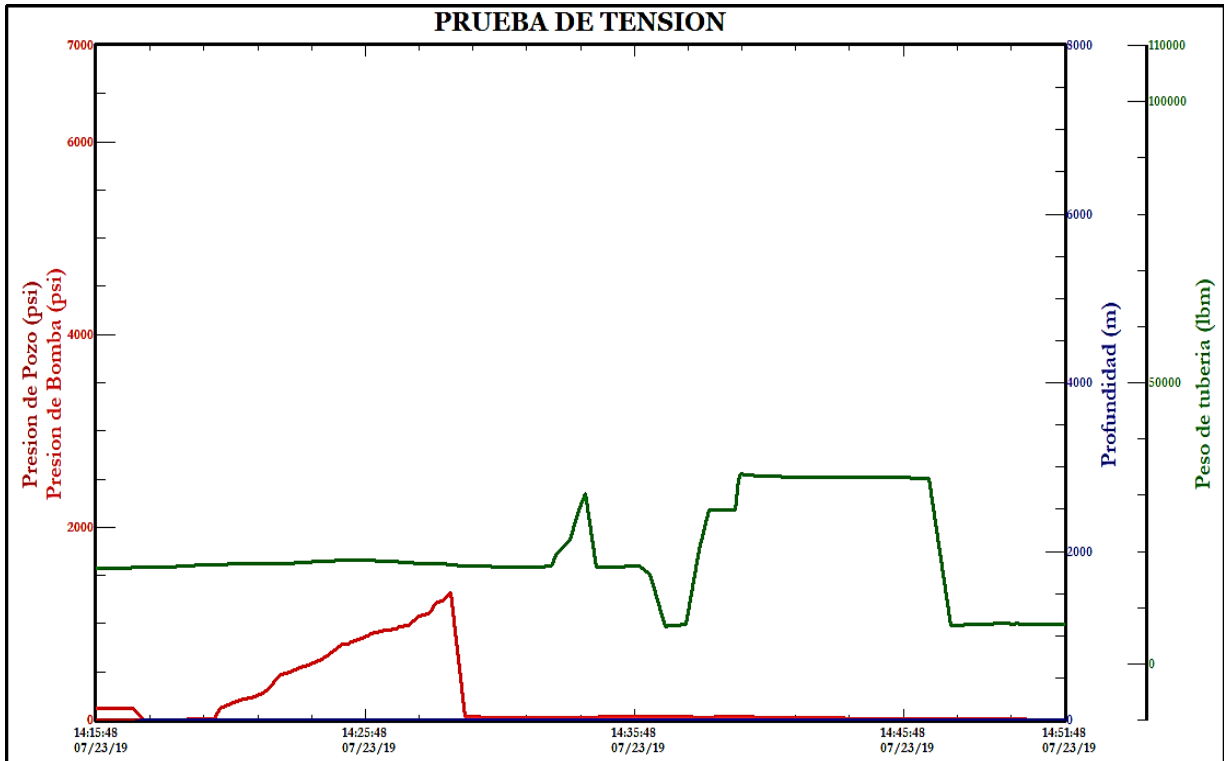


Figura 4.21 Prueba de tensión, Pozo Mora 2.

#### 4.2.7 Comparativo tiempos programados contra tiempos reales Poza Mora 2.

Tabla 4.3 Tiempos programados contra tiempos reales, Pozo Mora 2.

Actividad	Tiempo programado	Tiempo acum. programado		Tiempo real	Tiempo acum. Real	
	(hrs)	(hrs)	(días)	(hrs)	(hrs)	(días)
Reunión operativa	0.5	0.5	0.02	1.5	1.5	0.06
Instalación de UTF,UAP y N2	4.0	4.5	0.19	4.0	5.5	0.23
Probar líneas	1.0	5.5	0.23	4.5	10.0	0.42
Limpieza de aparejo por TR	8.5	14.0	0.58	13.5	23.5	0.98
Limpieza de aparejo por TF	24.0	38.0	1.58	35.0	58.5	2.44



Figura 4.22 Tiempo real vs programado, Pozo Mora 2.



Figura 4.23 Tiempo acumulado real vs programado, Pozo Mora 2.

## CAPÍTULO V

### 5.1 Conclusiones

- La precipitación de parafinas y asfáltenos en la producción de crudo usualmente ocasiona diversos problemas como reducción de diámetros en líneas de producción y descarga, bloqueo en los poros de la roca y cara de la formación, entre otros.
- En las muestras de retorno del pozo Mora 25 se observó un vasto acarreo de depositaciones orgánicas muy sedimentadas, demostrando la eficiencia del sistema orgánico para remover y transportar los sólidos orgánicos. Se observó sólidos orgánicos en la herramienta, imagen presentada en anexos.
- De acuerdo a la intervención del pozo Mora 25 se pudieron detallar las características generales que se aplicaron en la limpieza con TF sin embargo, la eficiencia va a depender de la potencia de inyección cuidando que los criterios sean óptimos al usar la unidad operativa. La TF tiene una gran variedad de aplicaciones que se puede realizar en la industria petrolera, resaltando los casos explicados en los pozos el uso de químicos inyectados para la eliminación de asfáltenos.
- En el caso presentado del pozo Mora 2 se tomaron datos de las muestras donde encontraron grandes cantidades de asfáltenos y parafinas, por lo que dependiendo de los resultados de laboratorio se tiene que planear estratégicamente el proceso de inyección y eliminación de estos sólidos y poder recuperar la tasa de perforación más eficiente.
- Dependiendo el comportamiento del pozo se emplean consideraciones para elegir el mejor químico y las presiones que deben estar controladas con la finalidad de realizar las operaciones correspondientes cuidando el caudal producido. El ciclo de inyección va a ser inicialmente calculado mediante la presión de la TP y la TR, ya que estas presiones serán diferentes de acuerdo la fase del pozo que se pretende limpiar.

## 5.2 Recomendaciones

- 1) Para la ejecución de los programas de limpieza es necesario realizar un mantenimiento preventivo de la unidad de tubería flexible y poder realizar las actividades con la mejor calidad en los servicios.
- 2) Monitorear los cambios de presiones de los pozos para la selección de químicos y para mejorar la limpieza.
- 3) Revisar las propiedades espumantes para la limpieza de los equipos y las tuberías, para que la intervención sea un éxito.
- 4) Conocer el comportamiento del pozo y tener un panorama central de su seguimiento operacional.
- 5) Realizar una comparativa de los procesos de inyección de diferentes químicos y considerar la mejor opción con la finalidad de eliminar la obstrucción de sólidos en las tuberías con las limpiezas presurizadas de TF.
- 6) El óptimo empleo de esta tecnología requiere de personal altamente capacitado, para lo cual es indispensable de conocimientos teóricos – prácticos por lo que necesitan cursos acreditados.
- 7) En la limpieza de pozos con tubería flexible, deben ser usados fluidos con las menores viscosidades y densidades posibles y así evitar las excesivas caídas de presión por fricción en el interior de la TR y por ende una eficiente limpieza del pozo.



### 5.3 Competencias desarrolladas

#### Instrumentales

- 1) Capacidad de análisis y síntesis al recolectar muestras de petróleo.
- 2) Capacidad de organizar y planificar actividades de inyección de químicos correspondientes.
- 3) Conocimientos generales básicos.
- 4) Conocimientos básicos de la carrera.
- 5) Comunicación oral y escrita en su propia lengua.
- 6) Habilidades básicas de manejo de la computadora.
- 7) Habilidades de gestión de información (habilidad para buscar y analizar Información proveniente de fuentes diversas.
- 8) Solución de problemas de obstrucción y taponamiento.
- 9) Toma de decisiones al seleccionar la mejor metodología práctica de inyección.

#### Interpersonales

- 1) Capacidad crítica y autocrítica.
- 2) Trabajo en equipo.
- 3) Habilidades interpersonales.
- 4) Capacidad de trabajar en equipo interdisciplinario.
- 5) Capacidad de comunicarse con profesionales de otras áreas.
- 6) Habilidad para trabajar en un ambiente laboral.
- 7) Compromiso ético.

#### Competencias sistémicas

- 1) Capacidad de aplicar los conocimientos en la práctica.
- 2) Habilidades de investigación.
- 3) Capacidad de aprender.
- 4) Capacidad de adaptarse a nuevas situaciones.
- 5) Capacidad de generar nuevas ideas (creatividad).
- 6) Liderazgo.
- 7) Habilidad para trabajar en forma autónoma.
- 8) Capacidad para diseñar y gestionar proyectos.

## Referencias

Francisco, G. P. (2012). *Apuntes de Estimulación de Pozos*. México: Facultad de Ingeniería UNAM.

G.P., F. (2003). *Apuntes de Estimulación de Pozos*. México: División de Ingeniería en ciencias de la tierra.

Miguel, G. P. (2013). *Apuntes de terminación de Pozos*. México: Facultad de Ingeniería UNAM.

Nierode, D. y. (1971). *Characteristics of Acid Reaction in Limes tone Formations*. Soc. Pet. Eng. J.

UPMP, P. (2008). *Guía de diseño para estimulación de pozos*. México: Todos los derechos reservados.

D4007-11E01 test method for water an sediment in crude oil by centrifuge(laboratory procedure).

D0287-12B test method for API gravity of crude petroleum and petroleum products(hydrometer method).

RP 42 second edition, January 1977, reaffirmed February 1990, recommended practices for laboratory evaluation of Surface active agents for well stimulation.

Juárez López, Yudel de Jesús. (2009). "Análisis de la productividad de pozos con problemas de depositación de asfaltenos en su vecindad". (Tesis de Licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, UNAM.

RAI R. SARKAR, B and KEPT, Dalal. *Multiphase Transportation of High Waxy Crudes*. SPE 27061. 1995

BRENT, Thomas y BENNION, D. "Develompent and evaluation of paraffin technology: Current Status". SPE 50561. 1999.