



INSTITUTO TECNOLÓGICO SUPERIOR DE MISANTLA

**Análisis de optimización de
reparación mayor del Pozo
Tecominoacán 119 con aparejo
de producción franco con orificio
de 3/8 para inyección de gas por
espacio anular.**

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A N

FALCÓN PARRA IGNACIO GIOVANNI

MARTÍNEZ GARCÍA ALEJANDRA

DIRECTOR DE TESIS:
ING. DAVID ARROYO ACOSTA

CO- DIRECTOR DE TESIS:
ING. ISIDORO VALENTE TORRES DÍAZ

MISANTLA, VERACRUZ

NOVIEMBRE 2021.



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

FECHA: 11 de Noviembre de 2021.

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

A QUIEN CORRESPONDA:

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

ALEJANDRA MARTÍNEZ GARCÍA

pasante de la carrera de INGENIERÍA PETROLERA con No. de Control 162T0777 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:

**“ANÁLISIS DE OPTIMIZACIÓN DE REPARACIÓN MAYOR DEL POZO
TECOMINOACÁN 119 CON APAREJO DE PRODUCCIÓN FRANCO CON
ORIFICIO DE 3/8 PARA INYECCIÓN DE GAS POR ESPACIO ANULAR”**

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: 11 de Noviembre de 2021.

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

A QUIEN CORRESPONDA:

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

IGNACIO GIOVANNI FALCÓN PARRA

pasante de la carrera de INGENIERÍA PETROLERA con No. de Control 162T0759 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:

**“ANÁLISIS DE OPTIMIZACIÓN DE REPARACIÓN MAYOR DEL POZO
TECOMINOACÁN 119 CON APAREJO DE PRODUCCIÓN FRANCO CON
ORIFICIO DE 3/8 PARA INYECCIÓN DE GAS POR ESPACIO ANULAR”**

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

Hay personas en la vida que te guían por diferentes caminos, unos te brindan su apoyo en los buenos momentos, como en tiempos de tristeza y desesperación, haciéndose presente con una sonrisa o unas palabras de ánimo, alentándote a perseguir los objetivos y no descansar hasta lograrlos.

A Dios. Agradezco a Dios por haberme dado la fortaleza y confianza en mí misma para poder alcanzar cada una de las metas que me he trazado en mi vida personal y estudiantil, y una de estas metas es haber finalizado mis estudios universitarios.

A mis padres Isaías Y Antonia. Porque gracias a ustedes puedo vivir este logro que muchas veces soñamos, por impulsarme a seguir adelante, gracias por cada consejo y cada una de sus enseñanzas que me han guiado a lo largo de mi vida.

A mis hermanos y abuelos. Que siempre estuvieron dándome todo su apoyo incondicional para poder crecer como persona y profesional, por nunca dejarme sola y apoyarme en cualquier momento de mi vida.

A mi universidad. Al Instituto Tecnológico Superior De Misantla por abrirme sus puertas del conocimiento, y así mismo por haberme dado la oportunidad de egresar como ingeniero petrolero, por darme la oportunidad de ser parte de ella y llegar hasta este punto de mi vida.

A mis profesores. Que gracias a ellos obtuve muchas enseñanzas brindadas a lo largo de estos 4 años que estuve en la ingeniería, de todos ellos me llevo algo muy especial y sé que lo aprendido jamás lo olvidare y hoy me permiten vivir este éxito.

A mi asesor externo. Al Ing. Isidoro Valente Torrez Díaz, por todo su apoyo, por la orientación y conocimientos compartidos los cuales me proporciono para la realización de esta tesis.

A mis amigos. Gracias por estar en los momentos buenos y malos conmigo, Por todas las convivencias que hemos tenido, por sus sabios consejos y las llamadas de atención, por apoyarme siempre y estar a mi lado y nunca dejarme sola.

Alejandra Martínez García

Agradecimientos

A mi mamá

Primero que nada, a mi madre Carmen Parra Marcelo por darme la vida y su cariño incondicional, por alentarme a seguir superándome y sus esfuerzos a lo largo de los años para que pueda seguir estudiando.

A mi asesor externo

Al ingeniero Isidoro Valente Torres por su interés, su tiempo, su paciencia, su guía y sus consejos brindados a lo largo de esta tesis.

A mi universidad

Al Instituto Tecnológico Superior de Misantla por darme la oportunidad de estudiar la carrera de ingeniería petrolera, brindarme profesores competentes y proporcionarme las herramientas para complementar mis conocimientos.

Al Tecnológico De Macuspana

Al Instituto Tecnológico Superior de Macuspana por ofrecer los proyectos de residencia a distancia y recibirnos con los brazos abiertos.

A mis profesores

A mis profesores de la academia, quienes siempre se esforzaron por transmitir sus conocimientos y exigir el potencial que podemos dar.

A mi novia

A mi novia Jael García Hernández por animarme siempre a seguir adelante, brindarme todo su amor y por apoyarme antes, durante y después de este proyecto.

A mi familia y amigos

Por último, a mi familia, a mis amigos y conocidos que siempre se han preocupado por mí y se han interesado en mi vida académica, y en especial deseándome éxito en la elaboración de este trabajo.

Ignacio Giovanni Falcón Parra

Resumen

La terminación es el proceso que comienza después de la cementación de la tubería de revestimiento, con el objetivo de preparar el pozo, aprovechando sus características y propiedades, para quedar en las condiciones más óptimas para la explotación de hidrocarburos.

Como cualquier otra cosa, los pozos también requieren mantenimiento por lo cual se le aplican reparaciones mayores y menores para seguir aprovechando las características del pozo. Así mismo, se tienen distintos tipos de aparejos de producción los cuales se escogen en base diferentes criterios del pozo.

En este trabajo, se revisó un caso especial de un pozo en el cual ya se le aplicó terminación y mantenimiento, donde se analizó el programa de trabajo y comparó en base al trabajo realizado, de esta manera se logró comprender el manejo de la información general de un pozo, como son los programas operativos, Recap del fluido, las gráficas del diseño del fluido de control y se identificó las irregularidades, fallas, imprevistos y las soluciones tomadas para resolver los problemas.

Este trabajo se desarrolló en 5 capítulos, los cuales se muestran a continuación.

Capítulo 1. Se anotaron las generalidades del proyecto, tales como el planteamiento del problema, las limitaciones que se tuvieron, los objetivos generales y específicos, la justificación del trabajo y los problemas a resolver.

Capítulo 2. Se revisó todo el fundamento teórico del proyecto, cómo el qué es un pozo petrolero, la terminación, los tipos de terminación, las reparaciones menores y mayores, el diseño del aparejo de producción, la estimulación, los fluidos de terminación, el mantenimiento del pozo, así como lo es el marco legal y conceptual.

Capítulo 3. Se realizó una recopilación del programa de intervención de la reparación mayor del “Pozo Tecominoacán 119”, en la cual se analizó las características de terminación, el estado mecánico, el programa operativo, plan direccional del pozo y la propuesta del aparejo de producción.

Capítulo 4. Se hizo un análisis del resumen operativo de las gráficas de desempeño del fluido, se revisó el Recap de manera detallada para detectar las desviaciones o tiempos de espera que pudieron afectar al pozo, todo esto en base al programa.

Capítulo 5. Finalmente se realizaron las conclusiones, recomendaciones y las competencias desarrolladas en esta tesis, toda la información analizada y estudiada, fue proporcionada por nuestro asesor externo el cual nos apoyó en todo el desarrollo de dicha tesis.

Índice

AGRADECIMIENTOS.....	III
RESUMEN	V
ÍNDICE	VII
LISTA DE FIGURAS.....	XI
LISTA DE GRAFICAS	XIII
LISTA DE TABLAS	XIV
LISTA DE ECUACIONES	XVII
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1 GENERALIDADES DEL PROYECTO.....	5
1.1 Planteamiento del problema	5
1.2 Limitaciones	6
1.3 Objetivos	6
1.3.1 Objetivo General.....	6
1.3.2 Objetivos específicos	6
1.4 Justificación	7
1.5 Problemas a resolver priorizándolos.....	8
CAPÍTULO 2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL PROYECTO	9
2.1 Conceptos básicos necesarios para la terminación de un pozo	9
2.1.1 Antecedentes de la Terminación	9
2.2 Pozo petrolero.....	11
2.2.1 Clasificación de acuerdo al tipo de pozo	12
2.2.2 Clasificación de acuerdo a su ubicación	13
2.2.3 Clasificación de pozos de acuerdo a su trayectoria.....	14
2.2.4 Clasificación de acuerdo a su función	16
2.3 Terminación de pozos.....	18
2.3.1 Terminación	18

2.3.2 Tipos de terminación de pozos	19
2.4 Diseño de aparejos de producción.....	22
2.4.1 Disparos de producción	22
2.4.2 Tipos de pistola y carga	23
2.4.3 Medición del desempeño de los disparos	24
2.4.4 Terminación de acuerdo a la energía del yacimiento	26
2.5 Estimulación.....	27
2.5.1 Definición	27
2.5.2 Daño a la formación.....	28
2.5.3 Clasificación del daño	29
2.5.4 Técnicas básicas de estimulación de pozos	30
2.6 Fluidos de terminación	45
2.6.1 Función de los fluidos de terminación.....	46
2.6.2 Baches.....	46
2.6.3 Fluidos empacadores base aceite	50
2.6.4 Fluidos empacadores base agua.....	52
2.7 Mantenimiento de pozos	56
2.7.1 Diseño de reparaciones mayores y menores.....	56
2.7.2 Principales tipos de operaciones	57
2.7.3 Reparaciones menores.....	58
2.7.4 Reparaciones mayores	63
2.8 Marco Legal	64
CAPÍTULO 3 PROGRAMA DE REPARACIÓN.....	65
3.1 Nombre del Pozos	65
3.2 Objetivo.....	65
3.3 Ubicación	65
3.3.1 Pozos terrestres.....	66
3.3.2 Plano de ubicación geográfica.	66
3.4 Antecedentes del pozo a intervenir.....	67
3.4.1 Columna geológica real.	68
3.4.2 Distribución de tuberías de revestimiento.....	68

3.4.3 Distribución y especificaciones técnicas del aparejo de producción y empacador actuales.	69
3.4.4 Fluidos de perforación empleados en las etapas de interés.	69
3.4.5 Cementación de Tuberías de Revestimiento de las etapas de interés.	70
3.4.6 Registros tomados en las zonas de interés.	70
3.4.7 Temperaturas reales.	70
3.4.8 Hermeticidad del sistema y espacios anulares.	71
3.4.9 Trayectoria direccional (Tabular).	71
3.5 Información de los intervalos actuales.	74
3.5.1 Muestras y Presiones (de fondo o superficie).	74
3.5.2 Aforos.	74
3.6 Información de los intervalos a probar.	76
3.6.1 Características de la formación y de los fluidos esperados.	76
3.7 Diseño del aparejo de producción.	76
3.7.1 Distribución.	76
3.7.2 Presiones críticas durante los tratamientos programados.	77
3.8 Selección del empacador.	77
3.8.1 Distribución del empacador y accesorios.	77
3.8.2 Aprietes recomendados para el aparejo de producción y accesorios. .	77
3.9 Diseño de fluidos de la intervención.	77
3.10 Diseño de disparos por intervalo.	78
3.11 Tipo y diseño de estimulación y/o tratamiento.	78
3.12 Conexiones superficiales de control.	78
3.12.1 Distribución de cabezales y medio árbol.	78
3.12.2 Diagrama del Árbol de Producción.	79
3.12.3 Arreglo de Preventores y Pruebas.	80
3.12.4 Presiones de Prueba.	80
3.13 Programa de actividades y tiempos de intervención.	81
3.14 Estado mecánico programado.	88
3.15 Requerimiento de equipos, materiales y servicios.	89
3.16 Costos programados de la intervención.	90
3.17 Características del equipo para la intervención.	91
3.18 Seguridad y ecología.	92

CAPÍTULO 4 ANÁLISIS TÉCNICO DE LAS OPERACIONES PROGRAMADO VS REAL	96
4.1 Antecedentes	96
4.2 Propiedades físico-químicas del fluido.....	96
4.2 Consumo de materiales utilizados durante la intervención del pozo.....	100
4.4 Volúmenes del fluido de control	102
4.5 Tiempos de intervención	104
4.6 Resumen de operaciones durante la intervención del pozo	106
4.7 Observaciones	113
CAPÍTULO 5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	116
Conclusiones	116
Recomendaciones	118
ANEXOS	119
GLOSARIO GENERAL	129
GLOSARIO DE ABREVIATURAS.....	134
BIBLIOGRAFÍA	136

Lista de Figuras

Figura 2.1 Pozo Petrolero	11
Figura 2.2 Clasificación De Los Pozos Petroleros. (Evaluación Petrolera, Cárdenas Vences G. & Arrellano Gil J. 2008)	12
Figura 2.3 Clasificación De Pozos De Acuerdo A Su Ubicación	13
Figura 2.4 Tipos De Pozos De Acuerdo A Su Trayectoria.	14
Figura 2.5 Clasificación De Los Pozos Por Su Objetivo. (Evaluación Petrolera, Cárdenas Vences G.& Arrellano Gil J. 2008)	17
Figura 2.6 Pozo De Alivio (Curso Básico De Perforación Direccional, Fernández M; & Romero J. 2013)	18
Figura 2.7 Equipo Multidisciplinario En La Terminación De Pozos. (Well Completion Design, Bellarby J. 2009)	19
Figura 2.8 Tipos De Terminaciones De Pozos.....	21
Figura 2.9 Geometría De Los Disparos. (Cuaderno De Apuntes De Terminación Y Mant. De Pozos, Ramírez Abad R. 2017)	25
Figura 2.10 Estimulación De Pozos. (Imagen Tomada De Isebim.Com [Página Web En Línea]. Disponible: Http://Www.Isebim.Com/Estimulaciones.Html [Consulta: 2021, Junio 12])	28
Figura 2.11 Estimulación Matricial.	30
Figura 2.12 Inyección De Un Surfactante/Polímero. (Laboratorio De Formulación, Interfases, Reología Y Procesos, Universidad De Los Andes Venezuela, Junio 2021).....	31
Figura 2.13 Mojabilidad De La Roca En 3 Etapas. (Imagen Tomada De Epmex.Com [Página Web En Línea]. Disponible: Https://Epmex.Org/News/ [Consulta 2021, Junio 14]).....	32
Figura 2.14 Rompimiento De Emulsiones. (Imagen Tomada De Rheonics.Com [Página Web En Línea]. Disponible: Https://Es.Rheonics.Com/Qu%C3%A9-Son-Las-Emulsiones-Ejemplos-Character%C3%Adsticas-Preparaci%C3%B3n/ [Consulta 2021, Junio 14])	33

Figura 2.15 Estimulación Matricial Acida. (Imagen Tomada De Slideplayer.Es [Página Web En Línea]. Disponible: https://slideplayer.es/slide/15436998/ [Consulta 2021, Junio 14])	34
Figura 2.16 Ácido Clorhídrico. (Imagen Tomada De Página Web En Línea. Disponible: https://www.caracteristicas.co/acido-clorhidrico/ [Consulta 2021, Junio 14])	35
Figura 2.17 Representación De Un Ácido Fluorhídrico. (Imagen Tomada De Departamentos Químicos [Página Web En Línea]. [Consulta 2021, Junio 14]) ...	35
Figura 2.18 Representación De Un Metal Cuando Fue Utilizado Un Ácido Acético. (Imagen Tomada De Departamentos Químicos [Página Web En Línea]. [Consulta 2021, Junio 14])	36
Figura 2.19 Representación De Un Fracturamiento Hidráulico. (Imagen Tomada De Depositphotos.Com [Página Web En Línea]. Disponible: https://sp.depositphotos.com/vector-images/fracking.html [Consulta:2021, Junio 15]).....	40
Figura 2.20 Escala De Concentración De Un Fracturamiento Acido. (Imagen Tomada Del Portal Del Petróleo [Página Web En Línea].....	41
Disponible: https://www.portaldelpetroleo.com/2012/11/experiencias-de-fracturamiento.html [Consulta:2021, Junio 16])	41
Figura 2.21 Tipo Y Posición De Los Baches. (Fluidos De Terminación De Pozos En Aguas Profundas: Salmueras Y Formiatos. Mexico.D.F. Mario, S. M. (2013).....	46
.....	46
Figura 2.22 Diagramas De La Ley De Potencias. (Seminario De Perforación, Terminación Y Reparación De Pozos Petroleros. Ciudad De México. M. T. Hernández. Priscila, D. L. (2019))......	50
Figura 3.1 Ubicación Del Campo Tecominoacán	66
Figura 3.2 Ubicación Del Pozo.....	66
Figura 3.3 Diagrama Del Árbol De Producción.	79
Figura 3.4 Arreglo De Preventores Y Pruebas.....	80

Lista de graficas

Grafica 3.1 Tiempos Programados (Octr) Del Pozo.....	87
Gráfica 4.1 Comportamiento Reológico Del Fluido.	98
Gráfica 4.2 Comportamiento De Viscosidad Marsh Y Densidades Del Fluido.	98
Gráfica 4.3 Comportamiento Del % Sólidos Y Filtrado Api De Fluido Polimérico Alta Temperatura.....	99
Gráfica 4.4 Comportamiento Del Mbt Del Fluido Polimérico Alta Temperatura (Politemp).....	99
Gráfica 4.5 Comportamiento De La Salinidad Del Fluido Polimérico Alta Temperatura (Politemp).	100
Gráfica 4.6 Distribución De Materiales Utilizados.	102
Gráfica 4.7 Volúmenes Del Fluido.....	103
Gráfica 4.8 Distribución De Las Operaciones Normales, Con Problemas Y En Esperas Durante La Intervención Del Pozo.	106

Lista de tablas

Tabla 2.1 Ventajas Y Desventajas De Los Tipos De Terminación. (Terminación De Pozos En Agua Profundas, Barragán Gonzáles, J., Ortega Hernández, R., Ortiz Ortiz, O., Ramírez Rosete, E., & Toledo Mejía, J 2013).....	22
Tabla 2.2 Diferentes Tipos De Daño. (Manual De Estimulación, Guaigua, Sergio. V. Islas 1990).....	29
Tabla 2.3 Guía General De Estimulación Matricial Y Fluido De Tratamiento. (Apuntes De Terminación De Pozos. México D.F. Alonso Cárdenas, I. (1983).) ..	38
Tabla 2.4 Ventajas Y Desventajas Del Uso De Agua Dulce O Agua De Mar. (Seminario De Perforación, Terminación Y Reparación De Pozos Petroleros. Ciudad De México. M. T. Hernández. Priscila, D. L. (2019)).	53
Tabla 2.5 Ventajas Y Desventajas Del Uso De Salmueras Claras. (Seminario De Perforación, Terminación Y Reparación De Pozos Petroleros. Ciudad De México. M. T. Hernández. Priscila, D. L. (2019))......	54
Tabla 2.6 Ventajas Y Desventaja Del Uso Salmueras Con Biopolímeros. (Seminario De Perforación, Terminación Y Reparación De Pozos Petroleros. Ciudad De México. M. T. Hernández. Priscila, D. L. (2019))......	55
Tabla 2.7 Parámetros De Selección De Fluido Empacador. (Seminario De Perforación, Terminación Y Reparación De Pozos Petroleros. Ciudad De México. M. T. Hernández. Priscila, D. L. (2019))......	55
Tabla 3.1 Columna Geológica Real	68
Tabla 3.2 Distribución De Tuberías De Revestimiento.....	68
Tabla 3.3 Distribución Y Especificación Aparejo De Producción Y Empacador Actual.	69
Tabla 3.4 Fluidos De Perforación Empleados En Etapas De Interés.	69
Tabla 3.5 Cementación De Tubería De Revestimiento De Etapas De Interés.	70
Tabla 3.6 Registros Tomados En Las Zonas De Interés.....	70
Tabla 3.7 Temperaturas Reales.....	70
Tabla 3.8 Hermeticidad Del Sistema Y Espacios Anulares.	71

Tabla 3.9 Trayectoria Direccional (Tabular).	71
Tabla 3.10 Muestras Y Presiones (De Fondo O Superficie).	74
Tabla 3.11 Aforos.....	74
Tabla 3.12 Características De Formación Y Fluidos Esperados.	76
Tabla 3.13 Distribución.	76
Tabla 3.14 Presiones Críticas Durante Tratamientos Programados.	77
Tabla 3.15 Distribución Del Empacador Y Accesorios.	77
Tabla 3.16 Aprietes Recomendados De Aparejo De Producción Y Accesorios.	77
Tabla 3.17 Diseño De Fluidos De La Intervención.	77
Tabla 3.18 Diseño De Disparos Por Intervalo.	78
Tabla 3.19 Conexiones Superficiales De Control.	78
Tabla 3.20 Distribución De Cabezales Y Medio Árbol.....	78
Tabla 3.21 Presiones De Prueba.	80
Tabla 3.22 Distribución De Tiempos De La Intervención.	81
Tabla 3.23 Equipos.	89
Tabla 3.24 Materiales Y Servicios.	89
Tabla 3.25 Costo Integral De Intervención.	91
Tabla 3.26 Componentes Principales (Equipo Ipc-528).	91
Tabla 3.27 Requerimiento Específico Que Debe Cumplirse En Cada Contrato ...	92
Tabla 3.28 Relación De Procedimiento Básico Y Crítico.	94
Tabla 4.1 Propiedades Físico-Químicas (Fluido Polimérico Alta Temperatura).	96
Tabla 4.2 Consumo De Material Utilizado Durante Intervención De Pozo.	100
Tabla 4.3 Volumen De Fluido Polimérico Temperatura Alta En Intervención.....	102
Tabla 4.4 Distribución De Tiempo Operación Normal, Problemas Y Esperas. ...	104
Tabla 4.5 Datos Generales	107

Tabla 4.6 Resumen De Operación Durante Intervención De Pozo..... 107

Lista de ecuaciones

Ecuación 2.1 Flujo turbulento	47
Ecuación 2.2 Flujo laminar	47
Ecuación 2.3 Velocidad mínima requerida	48
Ecuación 2.4 Costo de la operación de reemplazo del líquido de lavado...	48
Ecuación 2.5 Velocidad de deslizamiento de partículas solidas.....	48
Ecuación 2.6 Factor de transporte.....	48

Introducción

En la actualidad se dice que el petróleo es el energético más importante de la humanidad; un recurso natural no renovable que aporta el 60% del total de la energía que se consume en el mundo. Una de las teorías de sus orígenes se basa en la materia orgánica depositada y acumulada durante el proceso de sedimentación a través de una serie de transformaciones que se producen en el subsuelo. Dichas transformaciones, están controladas principalmente por el aumento de temperatura que se produce con el aumento de profundidad como consecuencia del gradiente geotérmico y/o por fuentes locales de calor. Sin embargo, es un proceso a baja temperatura que no supera los $200 - 250^{\circ} C$.

El principio de la industria petrolera a nivel mundial tuvo lugar con el descubrimiento del pozo Drake en Oil Creek, Pennsylvania (EUA), en 1859, el pozo tenía apenas 23 metros de profundidad y bombeaba sólo 25 barriles por día aproximadamente, sin embargo, su importancia radica en que este pozo fue el primero perforado con el propósito de hallar petróleo, propiciando así, el desarrollo de la producción petrolera mundial (J.J.Marti, 2002).

Algún tiempo después, a fines del siglo pasado, algunas empresas extranjeras comenzaron a explorar en busca de petróleo en México. El primer pozo perforado en México fue realizado por Adolfo Autrey en 1869 en las afueras de Papantla Veracruz, se conoció con el nombre de Furbero, y tenía una profundidad de 40 metros, aunque en este pozo no se encontró producción.

El ingeniero Ezequiel Ordóñez, un conocido geólogo mexicano, sugirió perforar un pozo en la comunidad Ébano de San Luis Potosí, conocido como La Pez No.1. El pozo se terminó el 3 de abril de 1904 y produjo 1,500 barriles de petróleo por día, a una profundidad de 503 metros. Este es el primer pozo comercial perforado en México. (H., 2014).

El petróleo es una de las fuentes de energía más importantes del mundo y su papel en las relaciones económicas, sociales e internacionales es vital.

Su descubrimiento trajo modernidad, progreso industrial y nuevos empleos, y cambió la vida de las personas y la riqueza del país. En México, es un recurso económico muy importante. Durante más de trescientos años, el país se ha beneficiado de los campos petroleros en su territorio, que en realidad son la columna vertebral de su economía. Al 4 de agosto de 2020, sus reservas probadas son de 12 352 *MMbpce* ubicándose entre los 14 países con las mayores reservas de petróleo del mundo.

Importancia de la industria petrolera en México: Desde el siglo XX, la industria petrolera ha sido la base de México, especialmente desde la expropiación y creación de la Compañía Mexicana de Petróleo (Pemex) en 1938, la empresa se ha convertido en el pilar económico del país. Pemex es la única empresa en México involucrada en toda la cadena de producción de hidrocarburos y una de las pocas empresas en el mundo: desde la exploración hasta la distribución y comercialización de productos finales. La importancia del petróleo siempre ha sido la principal fuente de energía y el factor decisivo de la economía nacional, por lo que la industria y sus procesos deben ser monitoreados continuamente para garantizar la calidad del producto, la gestión de los recursos y la protección del medio ambiente. En la actualidad, con el inicio de la reforma energética, la industria del petróleo y gas se ha desarrollado y modernizado debido a la participación de nuevas inversiones privadas por parte del Estado y empresas multinacionales, empresas que se han sumado a Pemex para brindar tecnologías y diferentes servicios relacionados con el petróleo. sector dedicado a la privatización de sus sociedades cotizadas.

Para conocer más sobre la historia de la industria petrolera, nos enfocaremos en el proceso de terminación de pozos petroleros. Se deben cumplir una serie de requisitos necesarios e indispensables para garantizar la seguridad y eficiencia del control y desarrollo de la operación. Sin embargo, a pesar de todo el trabajo técnico sólo se puede producir una idea sobre la naturaleza y características de las formaciones a atravesar.

Es por esto que la terminación de un pozo de petróleo es una operación completa que une las fases de perforación y producción de un pozo de petróleo, lo que tendrá

un impacto significativo en el éxito técnico y económico del pozo de petróleo, por lo que debe diseñarse con mucho cuidado. Aunque hay muchas configuraciones para terminaciones, se pueden dividir en terminación de pozo abierto, pozo entubado y revestimiento ranurado. Lo más importante es tomar la decisión correcta en el sitio correspondiente al diseñar y producir la plataforma de perforación y para realizar cada operación correctamente es comprender las fuerzas en el pozo que actuarán sobre la misma plataforma de perforación. Si no se calculan correctamente, pueden poner en riesgo toda la plataforma de perforación y la integridad del pozo.

El diseño del aparejo de producción debe considerar las condiciones más extremas que la tubería encontrará teóricamente para asegurar que la plataforma pueda operar normalmente durante toda la vida de producción del pozo. Teniendo esto en cuenta, es importante mencionar que cuando un pozo de petróleo está en producción, se requiere un mantenimiento preventivo o correctivo en función del comportamiento del pozo. El objetivo o función del mantenimiento preventivo es aprovechar todas las oportunidades para predecir posibles fallas y / o diagnosticar daños futuros al equipo. En este sistema, la característica principal es el uso de equipos e instrumentos de prueba, medición y control. Este tipo de mantenimiento es necesario porque ayuda a evitar costosas reparaciones de equipos y maquinaria y minimiza el tiempo perdido por suspensiones inesperadas.

Por otro lado, el mantenimiento correctivo no tiene una definición clara que explique claramente sus ventajas o desventajas, pero sigue siendo una modificación de la instalación o equipo para restaurarlo a su estado original. Esto se hace para reparar fallas o defectos.

No importa lo bien que estén diseñados nuestros pozos, siempre existe el riesgo de fallas, que pueden deberse a defectos en los materiales utilizados o errores humanos. Para corregir estas fallas se aplican las llamadas reparaciones. Hay una variedad de reparaciones aplicables, que se dividen a grandes rasgos en Hay dos tipos, primario (cuando cambia el intervalo de producción del pozo) y secundario (cuando el intervalo de producción no cambia).

Esta tesis desarrollará el análisis y estudio de una reparación mayor mediante la cual contaremos con un programa original emitido por parte de PEMEX, de igual manera se contemplarán todas las bases del mismo, con ello se cuenta con algunos resúmenes operativos y el Recap del fluido utilizado durante la reparación de este pozo, asimismo es importante conocer los problemas que se pueden presentar en la terminación y mantenimiento de pozos, y es por ello que además de presentar el seguimiento al pozo Tecominoacán 119, se estudian también los problemas presentados como pérdida de circulación, pegaduras, arrastres, fricción, y así mismo las causas y soluciones a los diversos problemas que pudieron presentarse, de esta manera se detectara si hubo alguna desviación de este programa y de manera general estaríamos analizando y estudiando si dichas desviaciones se repararon en dado caso que hayan ocurrido.

Este tipo de análisis, permitirá el inicio en el manejo del léxico petrolero, la interpretación de datos e información de campo, que permita la comprensión y el entendimiento de las operaciones, herramientas y materiales usados en uno de los rubros de la ingeniería petrolera de manera progresiva y lógica, y además desarrollar un material de apoyo para consulta de los futuros egresados y personal que actualmente labora en este tipo de intervenciones de pozo, y poder tener una referencia de estudio y guía para conocer mejor las actividades que se desarrollan en las reparaciones de un pozo petrolero.

CAPÍTULO 1 GENERALIDADES DEL PROYECTO

1.1 Planteamiento del problema

Para un ingeniero petrolero es fundamental entender el comportamiento de un pozo petrolero ya que no solo está en riesgo la integridad del equipo, instalaciones o la vida útil del pozo, sino que, es importante manejar toda la información técnica y de ingeniería de un programa de intervención de un pozo y asimismo poder identificar el lenguaje más utilizado de nuestra carrera, y poderlo manejar para que con ello nos podamos desenvolver mejor en el ámbito petrolero. Por lo que es muy importante conocer, utilizar y manejar la terminología más adecuada de campo, o en dado caso del área en donde nos encontremos ubicados o trabajando, de igual manera familiarizarse con el lenguaje, reportes, programas y con actividades del área de ingeniería petrolera.

En esta tesis es necesario efectuar un análisis comparativo del desempeño de la intervención del Pozo Tecominoacán 119, mediante las operaciones programadas vs real con el fin de interpretar la información, y que nos permita aplicar conocimientos en términos de la Terminación y Mantenimiento de Pozos y más específicamente en una Reparación Mayor, la cual será utilizada en el desarrollo de este proyecto, dicha Reparación se enfoca en analizar de forma correcta el comportamiento de cualquier agente externo y se lleva acabo después de la perforación y de la Terminación que en conjunto son las operaciones que tienen como fin comunicar a la formación productora con la superficie teniendo como objetivo optimizar, rehabilitar o mejorar la productividad de un pozo y de esta manera obtener hidrocarburos a un bajo costo.

Por esta razón se han considerado todas las variables que se puedan utilizar, desde los problemas presentados hasta las acciones o métodos utilizados para mitigar dichos problemas.

Un buen análisis es el resultado final de un planeamiento previo y debe incluir las recomendaciones necesarias para un buen funcionamiento y un buen estudio durante la terminación y mantenimiento de dicho pozo.

1.2 Limitaciones

Esta tesis tendrá un alcance de análisis-estudio de información del Pozo Tecominoacán 119 EQ. IPC-602 enfocado en las operaciones de reparación mayor con equipo para obturar la zona productora de agua y disparar el intervalo 5345-5365 m.

Dada la situación de contingencia actual ocasionada por el virus Covid-19, y siguiendo las indicaciones de distanciamiento social y medidas de seguridad por parte del gobierno del estado y de la secretaria de salud, esta tesis es realizada modalidad distancia por lo cual no se pudo estar en las instalaciones de dicho pozo. Sin embargo, se contó con información del pozo, empleando para ello el Programa de Reparación Mayor emitido por Pemex, Reportes operativos, un Reporte final, Recap del fluido utilizado y se tuvo apoyo de un asesor externo del Instituto Tecnológico Superior de Macuspana.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Realizar un análisis técnico de las operaciones, del Pozo Tecominoacán 119 al efectuar la Reparación Mayor con equipo para obturar la zona productora de agua y disparar el intervalo 5345-5365 m (JSK6), realizar estimulación ácida no-ácida.

1.3.2 Objetivos específicos

- 1) Hacer una revisión del Programa de Reparación Mayor emitido por PEMEX.

- 2) Interpretar resultados del comportamiento del fluido de perforación (RECAP) para determinar si la operación fue normal o si hubo problemas durante la intervención.
- 3) Analizar detalladamente cada una de las operaciones en base a reparación mayor y analizar asimismo el resultado de dichas operaciones.
- 4) Identificar los problemas presentados que pudieron presentarse en el desarrollo del mismo como pérdida de circulación, pegaduras, arrastres y fricción, etc. De igual manera las acciones tomadas para mitigar o eliminar dichos problemas.
- 5) Revisar en los programas si se marcan posibles problemas y metodologías de resolución de los mismos. Comparar con las medidas reales tomadas.
- 6) Evaluar operaciones de logística en las operaciones del pozo en base a datos como lo son reportes y RECAP del fluido utilizado en la intervención, los cuales son proporcionados por el asesor externo.

1.4 Justificación

Esta tesis será realizada con el propósito de analizar y estudiar las operaciones del Pozo Tecominoacán 119 al cual se le aplicó una reparación mayor con equipo para obturar la zona productora de agua y disparar el intervalo 5345-5365 m, asimismo comparar las operaciones programadas vs las reales, con el objetivo de interpretar la información y familiarizarse con los programas de perforación reales de campo, los estados mecánicos, el lenguaje petrolero y datos técnicos no abordados en el aula.

Este tipo de trabajos no pueden realizarse en las clases normales de una institución, ya que los tiempos de un curso normal, son muy justos en comparación de la cantidad de temas a cubrir, y una forma de poder realizar este tipo de análisis y estudio, es a través de trabajos de investigación fuera del curso, como trabajos de residencia profesional, prácticas industriales, trabajos de investigación y tesis supervisados por un técnico o ingeniero con conocimientos y experiencia en los temas que se abordan.

Finalmente, la tesis servirá a futuro como una guía para los alumnos que cursen la materia de Terminación y Mantenimiento de pozo o por los interesados en aprender del tema dentro o fuera de la carrera de ingeniería petrolera.

1.5 Problemas a resolver priorizándolos

Efectuar un análisis y comparativo del desempeño de la intervención del Pozo Tecominoacán 119, operaciones programadas vs real con el fin de interpretar la información y mostrar una técnica de manejo de datos, que permita aplicar conocimientos adquiridos en la carrera de ingeniería petrolera, relacionando conceptos de la Terminación y Mantenimiento de Pozos con información y resultados reales en operaciones de Reparaciones Mayores.

CAPÍTULO 2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL PROYECTO

2.1 Conceptos básicos necesarios para la terminación de un pozo

2.1.1 Antecedentes de la Terminación

Debido a las necesidades existentes de reducción de tiempos durante la perforación, mantenimiento, así como intervenciones a pozos (costa fuera), en agosto de 1997 se implementó por primera vez en La plataforma Snorre de Saga en el Mar del Norte es un pozo de terminación inteligente. El pozo puede ajustar el flujo del fondo a través de válvulas de control y recopilación continua de datos, y tiene un dispositivo de monitoreo de presión y temperatura en tiempo real.

Anteriormente en los años 80's el monitoreo de las condiciones del pozo estaba limitado únicamente en la superficie, en el árbol de producción, el estrangulador, las válvulas de seguridad y la válvula hidráulica del árbol de producción, hoy con pozos inteligentes, "es un sistema que permite a los operadores controlar de forma remota la producción o la inyección al fondo sin intervención física, logrando así la optimización de la producción".

La válvula de control de flujo en el terminal inteligente se diseñó originalmente sobre la base de válvulas de las camisas deslizantes operadas por cable o tubería flexible. El contorno interno del mandril utilizado en estas válvulas deslizantes se instala en la tubería o en la herramienta de mantenimiento.

Inicialmente, los sistemas de terminación inteligente no fueron ampliamente aceptados por el aumento de costos, se consideraron equipos con baja probabilidad de éxito y alto riesgo económico, al mismo tiempo que no cumplían con los criterios de selección del proyecto y por lo tanto fueron descartados. Para superar esta deficiencia, se introdujo un sistema hidráulico de menor costo para proporcionar el primer lote de funciones de sistema de alta gama. Con la ayuda del nuevo sistema

de bajo presupuesto, el cual permite integrar más tipos de sensores y equipos de control hidráulico para integrar terminales inteligentes con menores costos y una amplia gama de funciones.

En la actualidad, en comparación con las terminaciones tradicionales, las terminaciones inteligentes han demostrado su superioridad y ventajas significativas.

En resumen, se puede entender que esta tecnología ha sido ampliamente aceptada en la industria debido a sus principales ventajas, tales como: El monitoreo y supervisión continua, reducción de costos, incrementos en la recuperación total, entre otros. Así mismo tiene sus desventajas las cuales son: mayores costos en equipos, mayor inversión inicial, problema de flujo cruzado y una operación complicada.

Otro punto importante es la reducción de costos en la intervención de un pozo que en ocasiones se requiere de un programa de mantenimiento a lo largo de la vida productiva de dicho pozo.

En México se han implementado terminaciones inteligentes en el campo Akal en el complejo Cantarell, estas terminaciones están diseñadas para optimizar el auto-bombeo neumático, la operación consiste en extraer el gas de la propia cubierta e inyectarlo en el ducto de producción, lo que permite la creación de aceite de superficie. Es por eso que se debía buscar nuevas alternativas que permitan mantener los regímenes de extracción de aceite y gas. Una alternativa fue optimizar el SAP por gas (bombeo neumático) implementado desde 1985, con el objetivo de mejorar sus parámetros operativos y así adoptarlo a los nuevos requerimientos de producción.

La elección de este sistema en comparación con los otros sistemas artificiales fue porque presentaba mejores condiciones de manejo en sus instalaciones y por el buen desempeño que este había demostrado en los últimos años.

2.2 Pozo petrolero

Un pozo petrolero es una obra de ingeniería encaminada a poner en contacto un yacimiento de hidrocarburos con la superficie. (Méndez Castro, 2013)

Un pozo petrolero se entiende como el resultado de la perforación del subsuelo por medio de barrenas de diferentes diámetros y la aplicación de tuberías de revestimiento a diferentes profundidades, denominado etapas de perforación, con el propósito de descubrir y/o extraer petróleo.

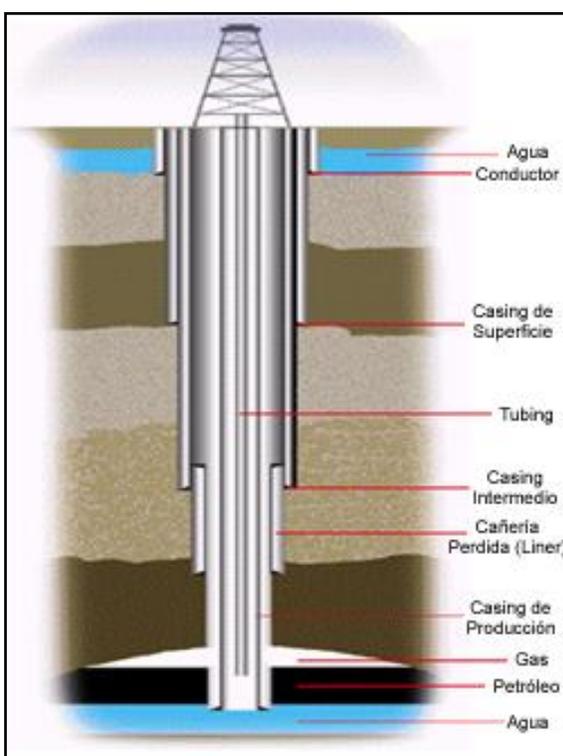


Figura 2.1 Pozo petrolero. (Imagen tomada de www.osinerg.gob.pe [Página web en línea]. Disponible en <http://www.osinerg.gob.pe/newweb/pages/GFH/1654.htm?hcb=1> [Consulta: 2021, junio 12])

El primer pozo petrolero fue el pozo “Drake, terminado el 27 de agosto de 1859 a una profundidad de 22.4 metros, en Pensilvania, Estados Unidos. Mientras que en México se logró el primer pozo petrolero comercial en la comunidad de Ébano, San Luis Potosí, conocido como La Pez-1, en abril de 1904.

En la actualidad, los pozos petroleros se realizan en tierra o desde la superficie del agua, ya sea en pantanos, lagos o mar, utilizando en cada caso de distinto equipo, apoyo y tecnologías. La única forma de saber realmente si hay hidrocarburos en el sitio es perforando pozos de petróleo, estudios sísmicos y geológicos indican que puede haber depósitos de hidrocarburos. Por otro lado, los pozos petroleros tienen diferentes clasificaciones según los métodos requeridos, por lo que a continuación se explican brevemente algunos de ellos.

2.2.1 Clasificación de acuerdo al tipo de pozo

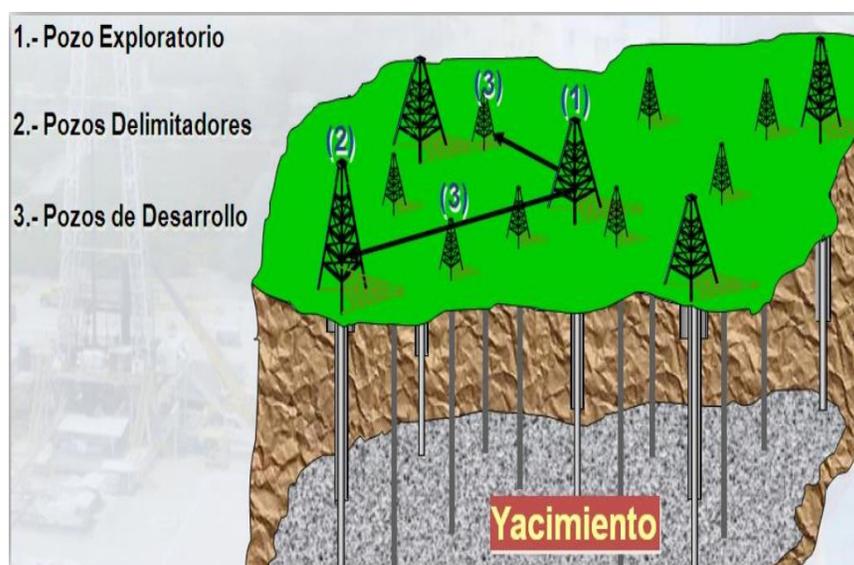


Figura 2.2 Clasificación de los pozos petroleros. (Evaluación petrolera, Cárdenas Vences G. & Arrellano Gil j. 2008)

A. Exploratorio

Los pozos exploratorios son los primeros en ser perforados en un proyecto, ya que su propósito principal es descubrir la presencia de hidrocarburos, dicho de otra manera, se perfora en zonas en las cuales no se ha encontrado petróleo o gas. Otro de los objetivos de este pozo es la obtención de datos geológicos tomados de los recortes, núcleos y registros. Básicamente su función es obtener la mayor cantidad de información al menor costo.

B. Delimitadores

El objetivo de estos pozos es delimitar horizontal y/o verticalmente los yacimientos y adquirir información que permita realizar una caracterización del yacimiento, con esto se puede incrementar el grado de incertidumbre, reclasificar o modificar las reservas, evaluar la rentabilidad y programar la estrategia de desarrollo del yacimiento. Este pozo es la etapa intermedia en el proyecto de exploración y producción. También se perforan pozos delimitadores con el objeto de extender el área probada del yacimiento.

C. Desarrollo

La finalidad de este tipo de pozo es explotar o producir las reservas del yacimiento, que previamente se estudió por medio de los pozos delimitadores Este tipo de pozo se perfora dentro del área conocida, sin embargo, debido a la incertidumbre de la forma y el confinamiento, en algunas ocasiones los pozos pueden resultar como fracasos. Aunque su prioridad es la producción de hidrocarburo también pueden recabar información geofísica.

2.2.2 Clasificación de acuerdo a su ubicación



Figura 2.3 Clasificación de pozos de acuerdo a su ubicación. (Seminario de terminación y reparación de pozos petroleros, Priscila, D I. 2019).

Terrestre

Son los pozos que se encuentran en tierra y por no tener problema de espacio en el área de trabajo y alrededores el equipo es diferente a los marinos haciendo que estos sean los más económicos.

A. Marítimos (Lacustre, Aguas someras y Aguas profundas)

Son pozos que se construyen a partir del lecho marino, con el objeto de comunicar un yacimiento con la superficie.

B. Pozo marino en aguas ultra-profundas

Son los pozos que están en zonas marinas con tirantes de agua de más de 1500 metros.

2.2.3 Clasificación de pozos de acuerdo a su trayectoria

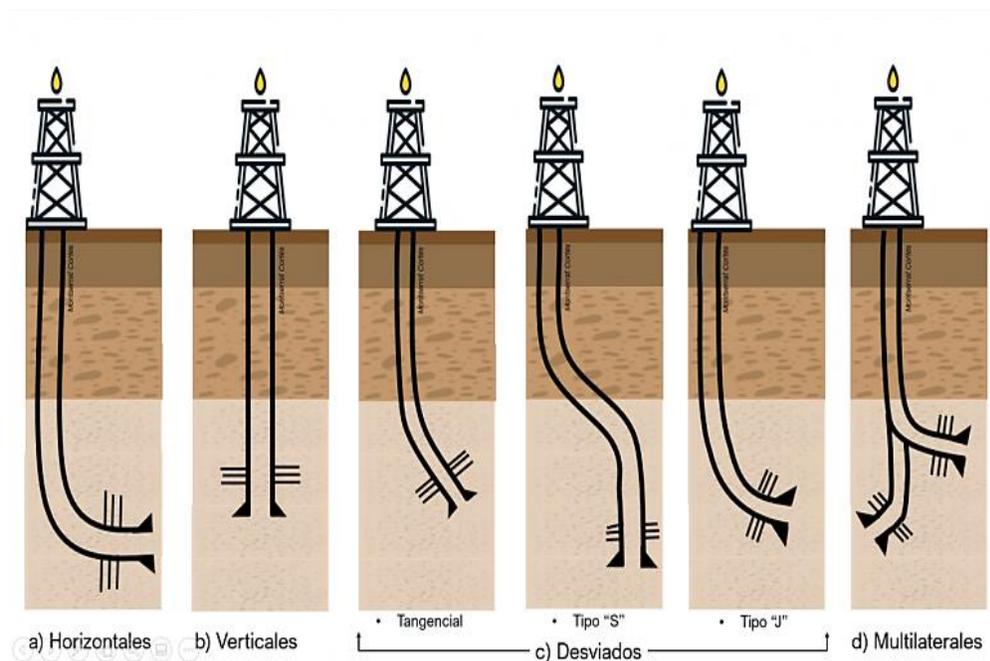


Figura 2.4 Tipos de pozos de acuerdo a su trayectoria. (Imagen tomada de epemex.org [Página web en línea]. Disponible en <https://epemex.org/news/2020/11/26/pozos-petroleros/> [Consulta: 2021, junio 12])

A. Pozo Horizontal

Son pozos perforados horizontalmente o paralelos a los planos de estratificación de un yacimiento con la finalidad de tener mayor área de producción (Sánchez Martínez, 2016). Los pozos horizontales se caracterizan por sus enormes grados de inclinación, inclusive hasta de 90°. Estos pozos se utilizan cuando un yacimiento es de poco espesor, cuando un yacimiento es propenso a presentar conificación de agua y/o gas o posiblemente tiende a producir arena. Este tipo de pozos son claves en la explotación de yacimientos no convencionales tipo sale.

B. Pozo Vertical

Si bien es cierto que no existen pozos que sean totalmente verticales debido a los movimientos de la sarta al perforar, se consideran pozos verticales a los pozos que su grado de desviación es despreciable y por lo general estos son los exploratorios.

C. Pozo Direccional

Estos pozos son fáciles de identificar ya que tienen una trayectoria con una inclinación que permite alcanzar el objetivo productivo. Generalmente inician de forma vertical y a medida que se van aproximando a la profundidad objetivo van aumentando sus grados de inclinación. Se direccionan debido a la necesidad de abarcar mucho más espacio en el yacimiento, obtener una mayor tasa de recobro, otros factores que van de la mano con la conservación del ambiente e incluyendo la desviación imprevista.

Los pozos direccionales también se clasifican de acuerdo a la forma que va tomando el Angulo:

- I. Tipo tangencial:** Es una de las más simples y comunes para un pozo direccional. El hoyo se perfora de manera vertical hasta llegar al punto de inclinación, donde se comienza a desviar hasta llegar a la inclinación requerida

- II. **Tipo S:** Es el pozo de configuración en S, cuya desviación se inicia cerca de la superficie manteniendo su inclinación al igual que el pozo tangencial hasta que se complete casi todo el desplazamiento lateral; luego reduzca el ángulo de deflexión hasta que el pozo regrese al objetivo verticalmente. Esta configuración se utiliza principalmente para perforar pozos de petróleo con múltiples intervalos de producción o pozos de petróleo restringidos por el tamaño y la ubicación del objetivo.
- III. **Tipo J:** Este pozo es similar al tipo tangencial, sin embargo, la perforación comienza a desviarse a mayor profundidad y sus ángulos de desviación son mayores y se mantiene hasta llegar al objetivo final.

D. Multilateral

Los pozos multilaterales son aquellos que tienen dos o más laterales perforados a partir de un pozo común o principal, estos laterales pueden ser horizontales o direccionales. Los pozos ramificados son aquellos que se derivan de un pozo horizontal para explotar un mismo yacimiento contenido en un mismo plano horizontal, a estos se les conoce como pozos de entradas múltiples o de reentradas.

2.2.4 Clasificación de acuerdo a su función

Existen diferentes razones por las cuales es perforado un pozo en un campo petrolero por lo que se hace otro tipo de clasificación acorde a la función para la cual se requiere su diseño. En esta clasificación los pozos pueden ser productores, alivio, inyectoros y pozos letrinas principalmente.

A. Pozo Productor

Este pozo tiene por objetivo la extracción de hidrocarburos de un yacimiento. Los pozos pueden producir de gas, aceite, condensados o incluso pueden ser de agua, esto ya dependerá el objetivo del proyecto.

B. Pozo Inyector

Este tipo de pozo se utiliza en la aplicación de algún método de recuperación mejorada, básicamente en la inyección de fluidos desde la superficie al yacimiento. Este pozo no se encuentra presente en todos los campos.

De acuerdo al tipo de fluido a inyectar en estos pozos se debe aplicar una terminación especial.

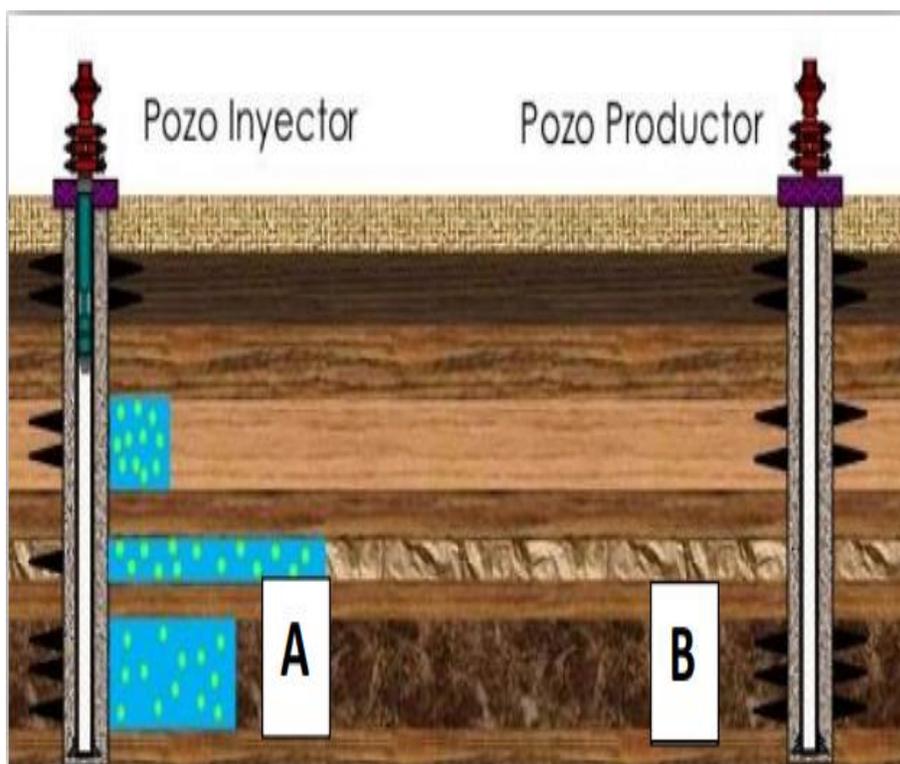


Figura 2.5 Clasificación de los pozos por su objetivo. (Evaluación petrolera, Cárdenas Vences G.& Arrellano Gil j. 2008)

C. Pozo Letrina

Un pozo que ya no es un pozo de producción, su principal objetivo es permitir la inyección de los recortes de perforación o fluido residual como producto de perforación de la formación para su almacenamiento o disposición.

D. Pozo de Alivio

El pozo de alivio se perfora con la finalidad de controlar el flujo de fluidos o aliviar presión del yacimiento en un pozo descontrolado. Generalmente son ocupados para interceptar un pozo que haya sufrido un reventón, para contrarrestar las presiones que ocasionó la erupción del pozo. Este tipo de pozo ocupa la aplicación de la perforación direccional.

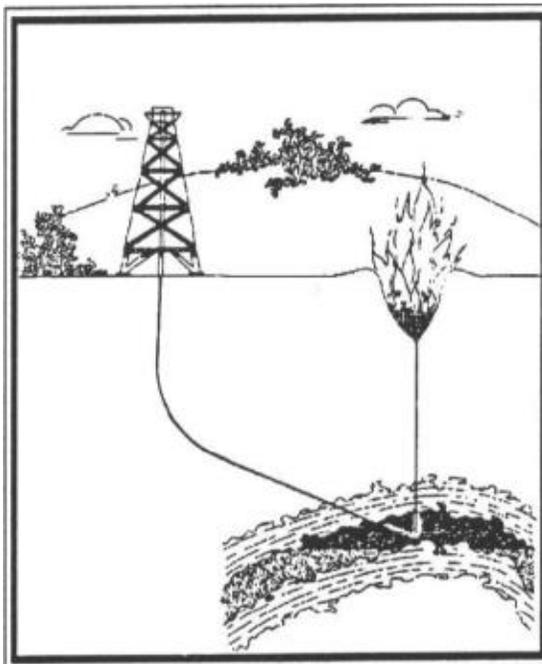


Figura 2.6 Pozo de alivio (Curso básico de perforación direccional, Fernández M; & Romero J. 2013)

2.3 Terminación de pozos

2.3.1 Terminación

La ingeniería de terminación de pozos es un sistema de ingenierías que incluye perforación de yacimiento, cementación de pozos, buena terminación y poner el pozo en producción. La base de la ingeniería de terminación de pozos es una teoría compuesta por las partes en geología de yacimientos, ingeniería de yacimientos y

la ingeniería de producción de petróleo, que están relacionados con la terminación de pozos.

Las partes en geología e ingeniería de yacimientos incluyen tipos, configuración, litología, propiedades de los fluidos, configuración de poros y características de flujo de fluidos de los yacimientos de petróleo y gas, que son los fundamentos teóricos para seleccionar el modo de terminación de pozo y evitar daños en la formación, mientras la parte en la ingeniería de producción de petróleo incluye los requisitos de diferentes tipos de pozos (como pozos de petróleo, pozos de gas, inyección de agua pozo, pozo de inyección de gas, pozo de inyección de vapor y pozo horizontal), modos de producción (como producción mixta multizona en un pozo, producción de zona separada, levantamiento artificial después de fluir.



Figura 2.7 Equipo multidisciplinario en la terminación de pozos. (Well completion Design, Bellarby J. 2009)

2.3.2 Tipos de terminación de pozos

A. En agujero descubierto

Consiste en asentar la tubería de revestimiento en la cima de la formación. Este tipo de terminación es aplicable para formaciones de gran espesor, compactas y no

asociadas con acuíferos o casquetes de gas. El uso de esta terminación minimiza las inversiones y costos, y facilita la opción de realizar operaciones para profundizar el pozo más tarde.

Este tipo de terminación se utilizan usualmente en formaciones de baja presión donde el intervalo de aceite es considerablemente grande.

B. En agujero entubado

La terminación con agujero revestido o entubado, es en la cual la tubería de revestimiento es asentada cubriendo todo el intervalo productor y después es cementada a la profundidad de asentamiento programada.

En este tipo de terminación el flujo de fluidos del yacimiento al pozo se ve establecido por la creación de agujeros en la tubería de revestimiento de explotación denominados disparos, los cuales se extienden más allá de la tubería de revestimiento, el espesor de cemento colocado en la cementación y la formación productora, y así es como se conecta el yacimiento con el pozo para comenzar la producción.

Dentro de la terminación con agujero entubado tenemos varios tipos:

I. Sencilla

Siempre que la diferencia de presión entre uno y otro no sea significativa, esta técnica nos permite utilizar uno o más intervalos. Es más común en México. La terminación está equipada con una plataforma de producción y un solo empacador o ancla.

II. Sencilla selectiva

La terminación sencilla selectiva a diferencia de la anterior, es que se incluye un empacador sencillo y se coloca por encima de un segundo intervalo potencial para producirlo selectivamente una vez que el intervalo inferior se agote. En esta operación no requiere de la utilización de equipo convencional de reparación.

III. Doble

La terminación doble se utiliza en yacimientos múltiples, cuando estos son puestos en producción desde un mismo pozo por lo que se incluye dos aparejos de producción y al menos dos empacadores, los empacadores podrían estar separados por dos o más yacimientos.

C. En agujero reducido

Una de las terminaciones más económicas, pero solo es aplicable para profundidades someras y medianas que no rebasen los 4000 m, este tipo de terminación es ideal para pozos con solo un yacimiento, aunque se pueden explotar yacimientos simultáneos. Una de las mayores de esta terminación son la profundidad y la temperatura.

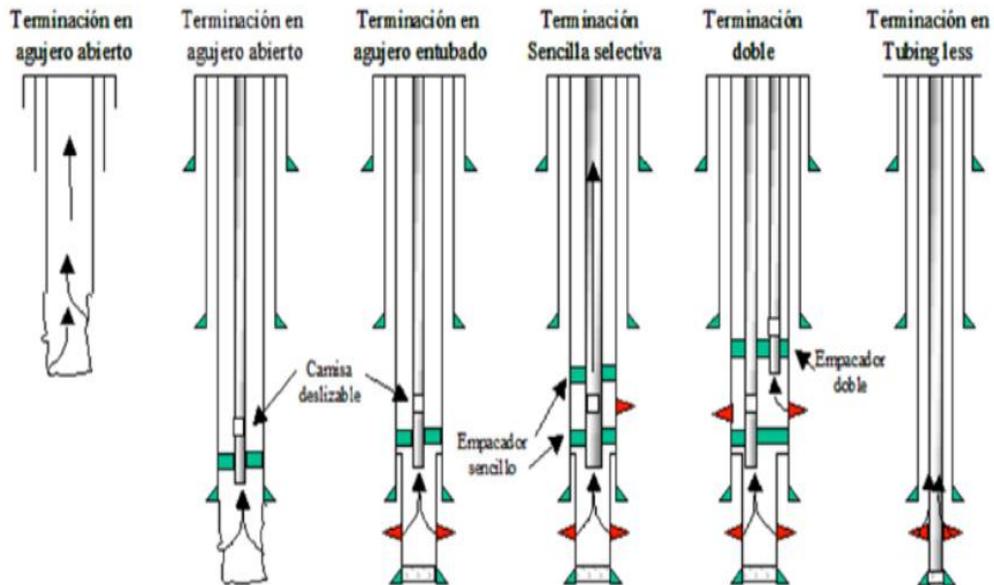


Figura 2.8 Tipos de terminaciones de pozos. (Terminación de pozos en agua profundas, Barragán González, J., Ortega Hernández, R., Ortiz Ortiz, O., Ramírez Rosete, E., & Toledo Mejía, J 2013)

Tabla 2.1 Ventajas y desventajas de los tipos de terminación. (Terminación de pozos en agua profundas, Barragán González, J., Ortega Hernández, R., Ortiz Ortiz, O., Ramírez Rosete, E., & Toledo Mejía, J 2013)

	Ventajas	Desventajas
Terminación		
En agujero descubierto	Menor tiempo	El aparejo se mete en seno de lodo
	Menor costo	La explotación no es selectiva
	Menor daño	No aplicable en formaciones blandas
	No hay disparos	Mayor dificultad para el lavado de pozo
En agujero entubado	Permite la explotación selectiva	Mayor tiempo
	Aplicable en cualquier tipo de formación	Mayor costo
	El aparejo se mete en seno de fluido	Puede incrementar el daño
	Mayo facilidad para la toma de información	Se requiere un sistema de disparos

2.4 Diseño de aparejos de producción.

2.4.1 Disparos de producción

Tipos de disparos

Una de las operaciones más importantes en la terminación de un pozo es la selección del sistema de disparo, el cual debe considerar los parámetros más importantes que determinen la mejor comunicación entre el yacimiento y el pozo.

El disparo consiste en perforar la tubería de revestimiento, cemento y la formación para establecer comunicación entre el pozo y los fluidos del yacimiento.

A. Disparos de bala

Las pistolas de bala pueden diseñarse para disparar de forma selectiva o simultánea.

Disparos de chorro

El trabajo de disparar a chorro consiste en que un detonador eléctrico inicia una reacción en cadena que detona sucesivamente el cordón explosivo, la carga intensificada de alta velocidad y finalmente el explosivo principal, el incremento continuo de la presión sobre el recubrimiento provoca la expulsión de un haz o chorro de partículas finas, en forma de aguja, a una velocidad aproximada de $20,000 \left[\frac{\text{pies}}{\text{seg}} \right]$. Con una presión estimada de 5 millones $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$.

2.4.2 Tipos de pistola y carga

El sistema de disparo es una cadena explosiva que contiene una serie de componentes de tamaño y sensibilidad diferente y puede ser bajado con cable y/o con tubería.

A. Pistolas bajadas con cable

El sistema de disparo bajado con cable puede usarse antes de introducir la tubería de producción, o después de introducir la tubería de producción. Una de las ventajas de efectuar el disparo previo a la introducción del aparejo es que se pueden emplear pistolas de diámetro más grande, generando un disparo más profundo.

El componente explosivo se monta en un portador de carga, que puede ser un tubo, una lámina o un alambre. Los porta-cargas se clasifican en recuperables, desechables y semi desechables.

B. Pistolas bajadas con tubería

El objetivo fundamental del sistema de disparos bajado con tubería es crear agujeros profundos y grandes favoreciendo la productividad del pozo.

En este sistema, la pistola se baja con tubería hasta el intervalo deseado, dicho sistema se recomienda cuando se dispara en doble tubería de revestimiento.

C. Pistolas hidráulicas

Consiste en lanzar a chorro de un fluido cargado de arena a través de un orificio contra la tubería de revestimiento.

La penetración se reduce a medida que la presión en el fondo del pozo aumenta de 0 a $300 \left[\frac{lb}{pg^2} \right]$.

D. Cortadores mecánicos

Cuchillas y herramientas de molienda se han utilizado para abrir ranuras o ventanas para comunicar el fondo del pozo con la formación. Se utilizan para controlar la producción de arena en algunas áreas se emplea como procedimiento estándar la apertura de una ventana.

2.4.3 Medición del desempeño de los disparos

Factores que influyen en el daño y la eficiencia del flujo del pozo

Los aspectos que más influyen son la densidad del disparo efectiva, longitud de la penetración de los disparos, el ángulo de giro y el diámetro de los disparos.

Geometría del pozo

La geometría afecta la productividad para una terminación ideal en un yacimiento isotrópico de la siguiente manera.

- La productividad incrementa si la densidad de los disparos incrementa.
- La productividad incrementa si incrementa la longitud de perforación del disparo.
- La penetración tiene un mayor efecto en disparos más superficiales que en disparos más profundos.
- El ángulo de giro diferente a 0° incrementa la productividad reduciendo la interferencia de flujo.
- El diámetro de los disparos juega un papel relativamente menor en la determinación de la productividad.

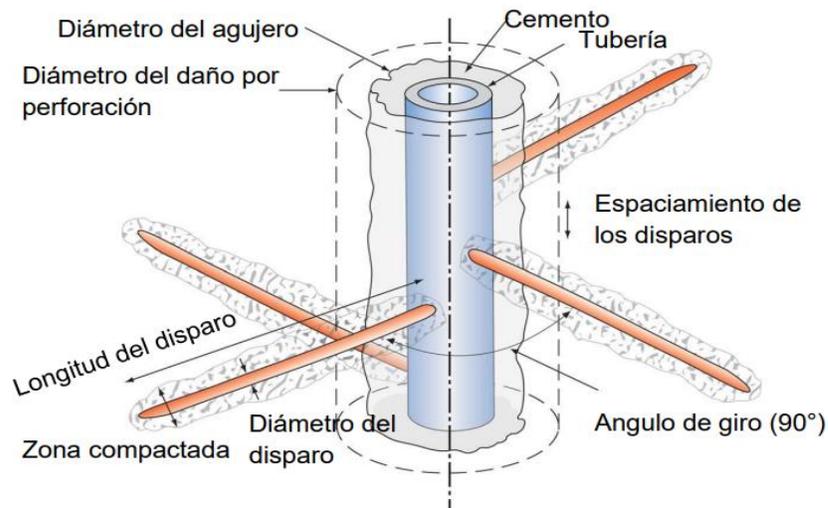


Figura 2.9 Geometría de los disparos. (Cuaderno de apuntes de terminación y mant. de pozos, Ramírez Abad R. 2017)

Características de la formación

También se deben considerar las siguientes características físicas:

Propiedades físicas

- Permeabilidad y fluidos de formación
- Permeabilidad anisotrópica
- Laminaciones de lutitas
- Fracturas naturales

Ambiente de los disparos

El tercer punto que se debe tener en consideración es el ambiente del disparo.

- I. Daño en el pozo
- II. Presión diferencial
- III. Desviación del pozo
- IV. Penetración parcial
- V. Flujo turbulento

En el diseño de la terminación todos los factores aplicables deben ser balanceados efectivamente, algunos pueden ser controlados mientras que otros pueden ser compensados hasta ciertos límites.

2.4.4 Terminación de acuerdo a la energía del yacimiento

En la actualidad es casi obligado el uso de sistemas artificiales de producción (SAP) en el desarrollo de la vida de un pozo, el beneficio de estos es añadir energía a los fluidos del pozo facilitando su extracción en superficie y mejorando el factor de recuperación del yacimiento. Hay diferentes sistemas artificiales de producción, pero cada uno se usa bajo diferentes condiciones de campo, aun así, cada uno requiere condiciones específicas de terminación y del pozo en general para poder ser utilizados.

I. Terminación con aparejo de bombeo neumático BN

El bombeo neumático es un sistema artificial de producción que consiste en inyectar gas a alta presión a través del espacio anular, el gas entra a la tubería de producción por medio de válvulas distribuidas en uno o varios puntos, el bombeo puede ser continuo o intermitente.

II. Bombeo neumático continuo

Es la inyección de gas de forma continua para aligerar la columna de fluidos, generando así una reducción en la presión de fondo, esto permitirá el movimiento de fluidos desde el yacimiento al fondo del pozo debido a la caída de presión menor y facilitará su transporte hasta la superficie.

III. Bombeo neumático intermitente

En el bombeo intermitente se busca inyectar gas a alta presión de forma cíclica por periodos de tiempo definidos, para así aligerar los fluidos en el fondo del pozo haciendo más fácil su extracción en superficie, pero, sin cambiar la presión del fondo del pozo, por lo general se usa en casos donde ya se tenga una baja presión en el fondo.

IV. Terminación con aparejo de bombeo mecánico

Este sistema artificial de producción consiste en la succión y transporte casi continua de los hidrocarburos hasta la superficie. Consta de un balancín o bimba de producción, el cual genera el movimiento de sube y baja a la sarta de varillas de succión que a su vez mueve el pistón de la bomba, ubicada en la tubería de producción, a cierta profundidad del fondo del pozo, donde las válvulas de la bomba permiten que el aceite entre al cilindro de la bomba y luego a la línea de producción. La repetición continua de movimientos hacia arriba y hacia abajo (golpes) mantiene el flujo hacia la superficie.

v. Terminación con aparejo electro-centrífugo.

El bombeo electro-centrífugo funciona sobre un extenso rango de profundidades y gastos. El sistema opera sin empacador inferior de la tubería de producción, casi siempre arriba de los disparos.

2.5 Estimulación

2.5.1 Definición

La estimulación de pozos de petróleo es una de las actividades más importantes en el mantenimiento de pozos de petróleo, esta estimulación incluye la inyección de fluido de tratamiento a un costo y una presión menores que la presión de fractura para eliminar el daño causado por la intrusión de fluido en la formación. Las fases de perforación y terminación del pozo u otros factores durante la vida de producción del pozo. El propósito de la estimulación es: incrementar la producción de hidrocarburos para pozos de producción; para pozos de inyección, incrementar la inyección de agua, gas o vapor y otros fluidos, así como el proceso secundario y mejorado de recuperación de petróleo, es una tecnología para optimizar el patrón de flujo.

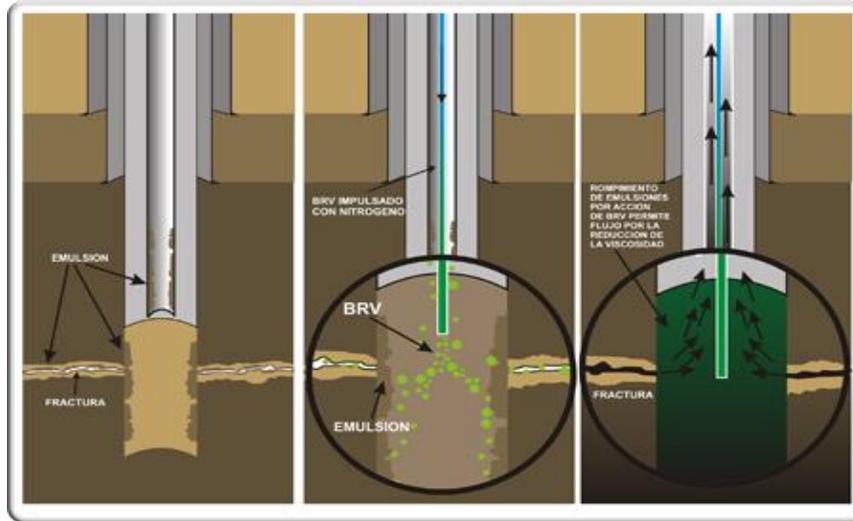


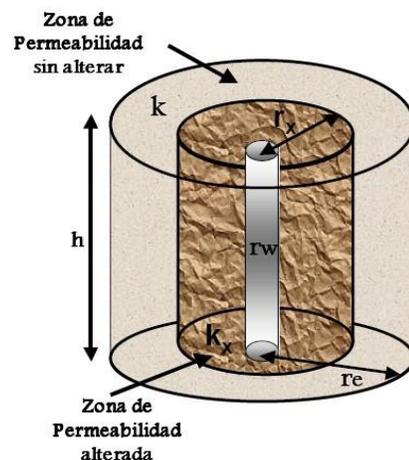
Figura 2.10 Estimulación de pozos. (Imagen tomada de isebim.com [Página Web en línea]. Disponible: <http://www.isebim.com/estimulaciones.html> [Consulta: 2021, junio 12])

2.5.2 Daño a la formación.

El daño a una formación productora de hidrocarburos es un factor determinante en cuanto a técnicas de estimulación y su aplicación se refiere a disminuir o remover el daño existente en un yacimiento y así lograr un mejoramiento en su producción. El daño de formación es una medida adimensional de la pérdida de productividad o inyectividad, generada por una disminución de la permeabilidad de la formación en las cercanías del pozo, puede ser parcial o total, natural o inducida, resultado de un contacto de la roca con fluidos o materiales extraños, o de un obturamiento de los canales permeables asociado con el proceso natural de producción.

En general el efecto de daño (S) implica:

- $S = 0$ no existe daño, por lo que $k_x = k$.
- $S > 0$ existe daño, por lo que $k > k_x$
- $S < 0$ el pozo está estimulado $k < k_x$



El factor de daño de un yacimiento puede ser positivo o negativo, donde el daño positivo; se traduce como una disminución de permeabilidad y por ende de la producción del yacimiento, mientras que un daño negativo; representa el aumento de la permeabilidad.

2.5.3 Clasificación del daño

Tabla 2.2 Diferentes tipos de daño. (Manual de estimulación, Guaigua, Sergio. V. islas 1990)

Tipo de Daño	Descripción
Por invasión de fluidos	Se genera cuando un fluido (de perforación, de cementación, de terminación o reparación, de limpieza y/o estimulación) entra en la formación productora. Generalmente el radio de invasión es de 2 pies.
Por arcillas	En general la mayor parte de formaciones productoras de petróleo contienen en mayor o menor cantidad arcillas, las más comunes son: caolinita, illita, esméctica, clorita. A las arcillas se les asocia al daño generado al migrar o al hincharse las mismas.
Por bloqueo de agua	La invasión de fluidos base agua genera una alta saturación de la misma en la zona cercana del pozo, reduciendo la permeabilidad relativa a los hidrocarburos y por ende su producción.
Por bloqueo de aceite	Se refiere al daño generado por la invasión de fluidos tipo aceite, generando una reducción en la permeabilidad relativa al gas.
Por bloqueo por emulsiones	Los diferentes tipos de fluidos al mezclarse con los fluidos de la formación pueden generar emulsiones altamente viscosas evitando el flujo normal del hidrocarburo.
Por cambios de mojabilidad	Los fluidos que invaden a la formación pueden tender a mojar la roca por aceite, lo cual desemboca en una permeabilidad relativa menor al crudo.
Por películas o membranas interfaciales	Al dispersarse un líquido inmisible en otro se pueden generar membranas rígidas en las interfaces agua-aceite causando un taponamiento severo en la formación.
Por precipitación secundaria	Cuando los sólidos precipitados resultantes de reacciones entre fluidos incompatibles taponan el espacio poral.
Por invasión de sólidos	Se da cuando cualquier tipo de sólido (arcillas, barita, recortes de barrena, agentes de pérdida, etc.) es forzado a través del camino tortuoso de los poros de la roca causando una obturación parcial o total de los mismos y por ende disminuyendo el flujo de fluidos.

2.5.4 Técnicas básicas de estimulación de pozos

Después de la finalización del pozo, durante la revisión o el desarrollo de la vida de producción del pozo, generalmente es necesario restaurar o mejorar las condiciones de flujo del pozo de producción o de la sección del pozo de inyección. Para lograr este objetivo, existen dos técnicas principales de estimulación de pozos: estimulación matricial y fracturamiento, que se caracterizan por el costo y la presión de inyección.

A. Estimulación matricial

Todos los procesos de estimulación de la matriz se caracterizan por costos de inyección más bajos que las presiones de fracturamiento, por lo que se buscan fluidos de estimulación para penetrar la matriz de la roca para eliminar el daño cerca del pozo. Es común que un pozo realice estimulación matricial antes de iniciar su vida productiva, lo anterior es para eliminar los daños ocasionados durante la perforación y posterior terminación. Dependiendo de la interacción que tendrá el fluido inyectado con la formación se divide a la estimulación matricial en dos grupos:

- Estimulación matricial no reactiva (o no ácida).
- Estimulación matricial reactiva (acidificación matricial)

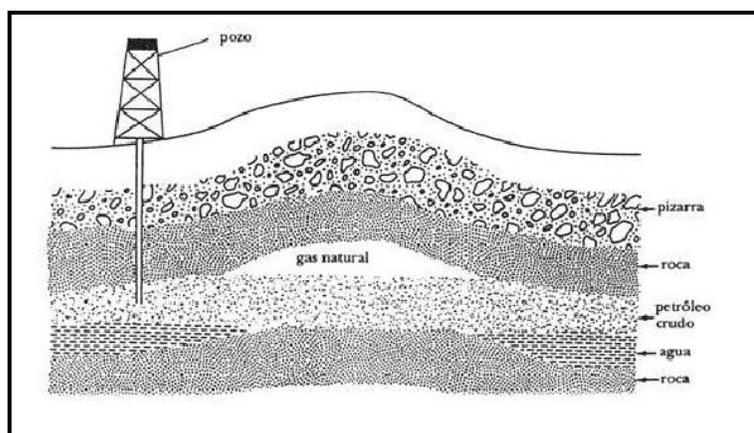


Figura 2.11 Estimulación matricial. (Imagen tomada de SlideShare.com [página web en línea]. Disponible: <https://es.slideshare.net/gabosocorro/estimulacion-matricial-no-reactiva> [consulta 2021, junio 13])

I. Estimulación matricial no reactiva

El fluido inyectado no reacciona químicamente con la formación, se utiliza para eliminar los daños causados por el bloqueo de agua, aceite o determinadas emulsiones, la pérdida de lodos de perforación o sedimentos orgánicos. Tanto las soluciones acuosas como las aceitosas, los alcoholes o los disolventes pueden inyectarse con aditivos, principalmente con surfactantes, que son la clave para un tratamiento exitoso.

A. Surfactantes

Se componen de dos partes, lipofílica (disolventes atrayentes) y lipofóbica (disolventes repelentes). Cuando el disolvente es agua, los términos apropiados son hidrófobo e hidrófilo, respectivamente. En vista de esta estructura, tienden a alinearse con grupos aceitosos en el aire y grupos similares al agua en el agua en la interfaz agua-aire. El hecho de que los tensioactivos se autorregulan en la interfaz significa que la tensión superficial o interfacial y la presión capilar cambiarán en mayor o menor grado, y estos efectos se manifestarán en cualquier interfaz existente.

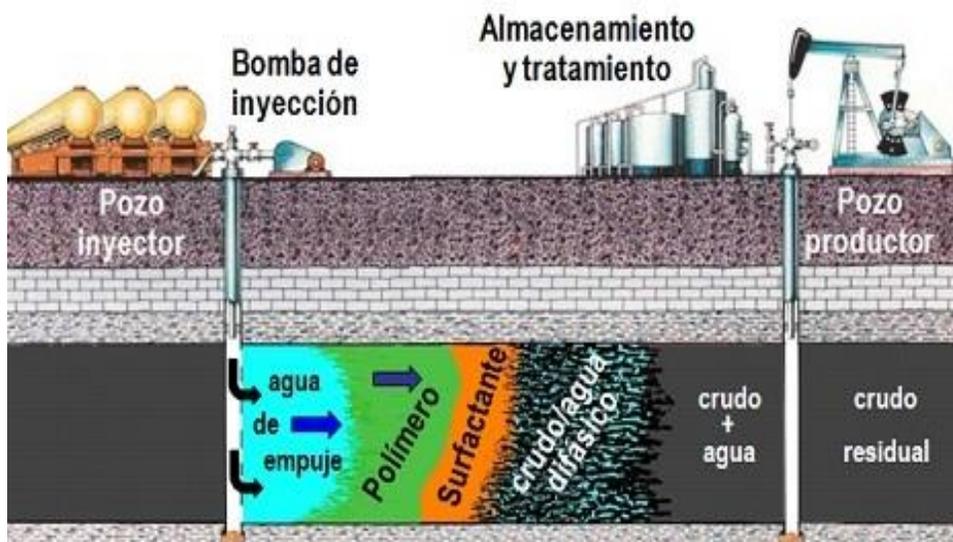


Figura 2.12 Inyección de un surfactante/polímero. (Laboratorio de Formulación, Interfases, Reología y Procesos, universidad de los Andes Venezuela, junio 2021)

Los principales efectos de los surfactantes son los siguientes:

I. Reducir la retención de líquidos en medios porosos.

El bajo efecto de estiramiento de los surfactantes puede reducir las fuerzas capilares en medios porosos. Este efecto es más importante en formaciones de baja permeabilidad y reducción del espacio poroso, donde las fuerzas de retención impiden que los hidrocarburos fluyan con la energía disponible.

II. Mojabilidad de la roca

Las rocas en las formaciones productoras de hidrocarburos suelen ser de sílice o calcáreas. Los tensioactivos actuarán de acuerdo con las propiedades eléctricas de estos minerales y pueden cambiar las condiciones de humectación del líquido en el sólido.

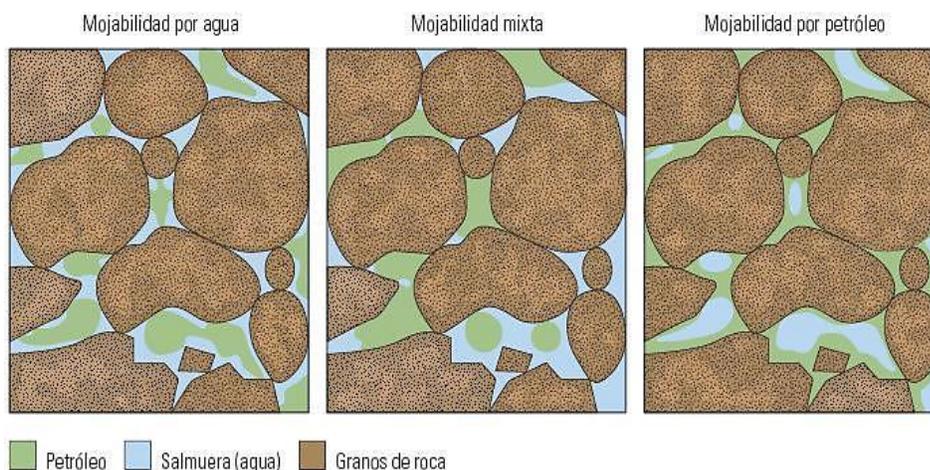


Figura 2.13 Mojabilidad de la roca en 3 etapas. (Imagen tomada de epmex.com [página web en línea]. Disponible: <https://epmex.org/news/> [consulta 2021, junio 14])

III. Rompimiento de emulsiones

Una emulsión es un sistema en el que un líquido se dispersa en forma de gotitas en otro líquido inmisible. El líquido disperso forma la fase discontinua, mientras que el otro líquido representa la fase continua. El surfactante actúa sobre la emulsión para reducir la tensión interfacial, destruyendo así la película y neutralizando el emulsionante.

Los surfactantes deben de cumplir los siguientes requisitos:

- a) Reducir la tensión superficial e interfacial.
- b) Prevenir la formación de emulsiones o romper las existentes.
- c) Mojar de agua a la roca del yacimiento considerando la salinidad y el pH del agua utilizada.
- d) No hinchar o dispersar las arcillas de la formación.
- e) Mantener la actividad de superficie a las condiciones de yacimiento.
- f) Ser compatible con los fluidos de tratamiento y los fluidos de la formación.
- g) Ser solubles en el fluido de tratamiento a temperatura del yacimiento.

En términos generales, para aumentar la producción de sustratos no reactivos, se recomienda utilizar una concentración de surfactantes de 2% a 5% (volumen), pero en casos especiales, puede considerar utilizar una concentración más alta de surfactantes en el fluido base.



Figura 2.14 Rompimiento de emulsiones. (Imagen tomada de rheonics.com [página web en línea]. Disponible: <https://es.rheonics.com/qu%C3%A9-son-las-emulsiones-ejemplos-caracter%C3%ADsticas-preparaci%C3%B3n/> [consulta 2021, junio 14])

II. Estimulación matricial reactiva

El fluido inyectado reacciona químicamente con la formación para eliminar o reducir el daño causado por las operaciones de perforación y terminación. Se utiliza para eliminar el daño causado por partículas sólidas y precipitación inorgánica. El líquido utilizado es principalmente un sistema ácido, que es la clave para un tratamiento exitoso.

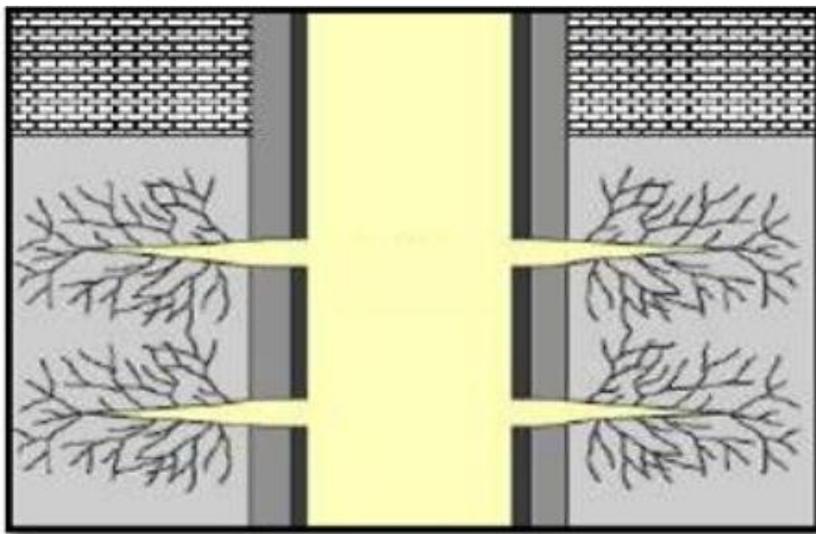


Figura 2.15 Estimulación matricial ácida. (imagen tomada de SlidePlayer.es [página web en línea]. Disponible: <https://slideplayer.es/slide/15436998/> [consulta 2021, junio 14])

A. Ácido clorhídrico

Es el ácido más comúnmente utilizado en el aumento de la producción. Es una solución de gas cloruro de hidrógeno en agua. Se disocia rápidamente en agua para convertirlo en un estado ácido fuerte. Por eso es popular en corrientes de matriz reactiva porque permite disolver una gran cantidad de calcio. Sin embargo, la roca es muy corrosiva y puede dañar las tuberías de acero, por lo que su corrosividad también limita su aplicación a menos de 300 ° F.

Tiene una concentración disponible comercialmente del 32% (en peso) y se llama ácido clorhídrico.



Figura 2.16 Ácido clorhídrico. (imagen tomada de página web en línea. Disponible: <https://www.caracteristicas.co/acido-clorhidrico/> [consulta 2021, junio 14])

B. Ácido fluorhídrico

Este ácido es el único ácido que puede disolver minerales silíceos como arcilla, feldespato y cuarzo. También reacciona con los minerales de calcio, sin embargo, produce depósitos insolubles, por lo que su uso se limita a los daños provocados por la arcilla. En el mercado, se puede obtener en una solución acuosa del 40 al 70% en peso o como sustancia pura en forma de anhídrita.



Figura 2.17 Representación de un ácido fluorhídrico. (imagen tomada de departamentos químicos [página web en línea]. [consulta 2021, junio 14])

C. Ácido acético

Por su ionización lenta y parcial en el agua, se considera un ácido débil y reacciona lentamente con carbonatos y metales, por lo que se utiliza para eliminar costras calcáreas y estimular calizas y dolomitas a altas temperaturas. Hasta 250 ° F. Se utiliza en combinación con ácido clorhídrico o ácido fluorhídrico. Ácido orgánico utilizado para el tratamiento de estimulación de pozos de petróleo y gas. Es más probable que el tratamiento con ácido acético se inhiba o retrase el tratamiento a largo plazo.



Figura 2.18 Representación de un metal cuando fue utilizado un ácido acético. (imagen tomada de departamentos químicos [página web en línea]. [consulta 2021, junio 14])

D. Ácido fórmico.

Es más fuerte que el ácido acético, pero no tan fuerte como el ácido clorhídrico. Se usa principalmente para aumentar la producción de rocas calcáreas en pozos de alta temperatura, hasta 350 ° F; se puede combinar con ácido clorhídrico o ácido fluorhídrico o usarse solo.

Diseño de la estimulación

Cada estimulación se diseña de acuerdo a las características, requerimientos y limitaciones presentes en cada pozo, pero se pueden generalizar algunos pasos a seguir en cada diseño.

- I. Evaluar e identificar el tipo de daño.
- II. Seleccionar el fluido de tratamiento y sus aditivos según los resultados de las pruebas de compatibilidad.
- III. Realizar una prueba de admisión para determinar los gastos.
- IV. Determinar el volumen de tratamiento según a la longitud del intervalo a tratar y el radio de penetración de la zona dañada.

Debido a la posibilidad de reacciones adversas con el carbonato y el agua salada de la formación, se recomienda inyectar tres tipos de fluidos: prelavado, aumento de producción y reposición de uno.

- I. **Fluido de prelavado:** Este fluido tiene como finalidad establecer una barrera física entre el fluido de tratamiento y el agua de formación para evitar la sedimentación de los sólidos, normalmente está compuesto por ácido clorhídrico o ácidos orgánicos.
- II. **Fluido de estimulación:** Es el fluido que va a remover el daño en la formación.
- III. **Fluido de desplazamiento:** El propósito de este fluido es desplazar los precipitados de la vecindad del pozo, asegurar la reacción total del fluido de estimulación y facilitar la remoción de los productos de reacción.

Dependiendo del tipo de daño presente, la Tabla 2.2 muestra pautas generales para usar el tipo de estímulo.

Tabla 2.3 Guía general de estimulación matricial y fluido de tratamiento. (Apuntes de terminación de pozos. México D.F. Alonso Cárdenas, I. (1983).)

Estimulación matricial		
Tipo de daño	No reactiva	Reactiva
Arcillas y finos	Solo en formaciones de temperatura mayor a 300 °F, con agentes quelantes y surfactantes dispersantes de finos.	HF-HCl
Bloqueo por agua	Fluidos acuosos con o sin alcoholes o solventes mutuos y surfactantes bajo tensores.	Recomendable
Bloqueo por emulsión	Fluidos acuosos u oleosos, con o sin alcoholes o solventes mutuos y surfactantes desemulsificantes.	No recomendable
Mojabilidad por aceite	Fluidos acuosos con surfactantes cambiadores de mojabilidad por agua. Previa inyección de solventes mutuos.	No recomendable
Películas interfaciales	Fluidos oleosos (solventes), con o sin alcoholes o solventes mutuos y surfactantes desemulsificantes.	No recomendable
Incrustaciones de sales	No indicada.	Indicada
Depósitos orgánicos	Solventes aromáticos con surfactantes dispersantes y bajo tensores y con o sin solventes mutuos.	No recomendable
Perdida de lodo	Fluidos acuosos y oleosos con surfactantes dispersantes de finos.	Puede ser recomendable

Proceso de campo general para una estimulación de pozo.

A. Validación del pozo propuesto

Cuando existe un pozo precandidato a estimular se requiere un riguroso proceso para que finalmente se ejecute y se evalúe el tratamiento, principalmente se debe validar las condiciones del pozo y del yacimiento, así como identificar la presencia de pseudodaño.

B. Determinar y caracterizar el daño

Es vital saber qué tipo de daño se atacará y en donde para poder así determinar el tipo de tratamiento a utilizar, esto requiere de un análisis integral de pruebas de

presión, análisis nodal y pruebas de laboratorio.

C. Selección del sistema de fluidos para el tratamiento

Cada pozo es diferente, por lo que el diseño variara en cada caso, sin embargo, existen algunas generalidades.

- I. El uso del Ácido Fluorhídrico en rocas carbonatadas no debe permitirse.
- II. El Ácido Clorhídrico no reacciona con sílice o minerales arcillosos.
- III. Los tratamientos de acidificación matricial en formaciones areniscas generalmente son a partir de mezclas de del Ácido Fluorhídrico y Ácido Clorhídrico.
- IV. Los daños causados por depósitos de parafinas y asfáltenos deben ser tratados a partir de mezclas de solventes, dispersantes y surfactantes.

Para aumentar la producción de arenisca, hay tres etapas básicas de bombeo:

- a) Pre-colchón
 - b) Fluido de tratamiento
 - c) Fluido de desplazamiento
- I. **Pre-colchón:** Siempre bombeado antes que el fluido de tratamiento, proporciona una purga entre el ácido activo y la mezcla de ácido gastado y el fluido de formación, reduce la posibilidad de reacción entre el fluido de tratamiento y el fluido in situ. El más común es el ácido clorhídrico (HCL). Cloruro de amonio (NH₄Cl), diésel, queroseno y aceite. Estos se seleccionan en función de la temperatura y la composición mineral de la roca.
 - II. **Fluido de tratamiento:** Es el principal agente en el proceso, removerá el daño por arcillas, para completar esto, el sistema ácido deberá contener iones de fluoruro.
 - III. **Fluido desplazante:** Su función es la de desplazar al fluido de tratamiento asegurando que la mayoría reaccione con la formación, mejorando los resultados del tratamiento.

- a. Obtener la presión y gastos máximos de inyección. Comúnmente se obtienen de una prueba de inyektividad.
- b. Estimar el resultado de la estimulación. El aumento que se espera obtener en la productividad.

Estimulación por fracturamiento

Fracturamiento Hidráulico

Puede definirse como el proceso en el que la presión de un fluido se aplica al depósito hasta que excede la presión de fractura, y el fluido se denomina fluido de fractura. Luego, a través de la expansión de las grietas, se forma un canal de flujo desde el punto de fractura de la roca, creando un área de drenaje adicional.

La fractura crea un nuevo canal conductor, fracturando la roca para pasar a través del área dañada. Hay dos tipos:

- El fracturamiento ácido
- El fracturamiento hidráulico con apuntalantes

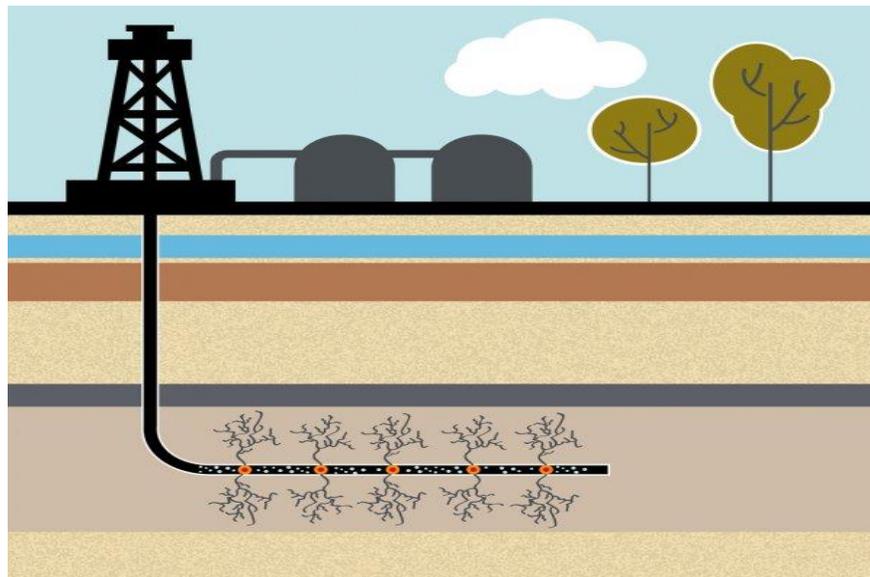


Figura 2.19 Representación de un fracturamiento hidráulico. (imagen tomada de depositphotos.com [página web en línea]. Disponible: <https://sp.depositphotos.com/vector-images/fracking.html> [consulta:2021, junio 15])

A. Fracturamiento ácido

El Fracturamiento ácido es un proceso de estimulación de pozos de petróleo en el que se inyecta ácido (generalmente ácido clorhídrico) en una formación de carbonato a una presión suficiente para fracturar la formación o abrir fracturas naturales existentes. La longitud de la grieta depende del volumen del ácido, su velocidad de reacción y la pérdida de filtración en la formación. En la fracturación ácida, generalmente se inyecta un fluido de alta viscosidad (gelatina) como una capa amortiguadora para crear grietas y mantener las grietas abiertas durante todo el proceso de tratamiento, luego el ácido reacciona con la formación para formar un ancho de grabado y finalmente el fluido se inyecta para reemplazar el ácido en la fractura. La eficacia de este tratamiento está determinada por la longitud de la grieta grabada.

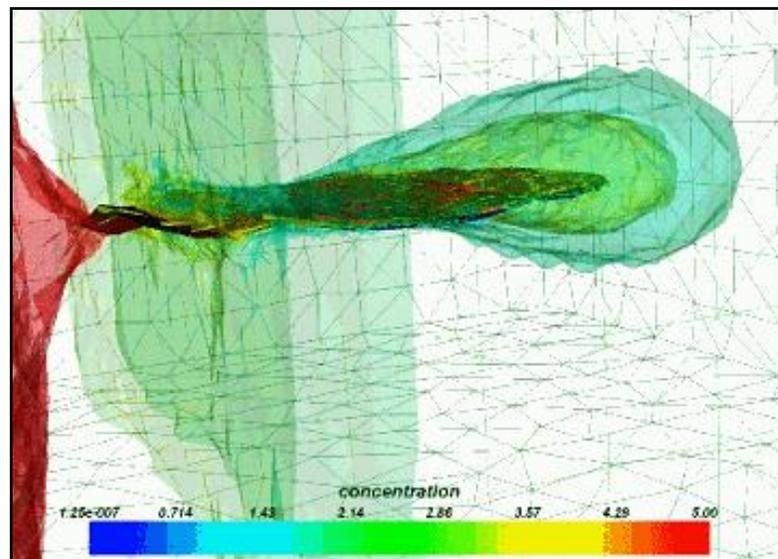


Figura 2.20 Escala de concentración de un fracturamiento ácido. (Imagen tomada del Portal del petróleo [página web en línea].

Disponible:<https://www.portaldelpetroleo.com/2012/11/experiencias-de-fracturamiento.html> [consulta:2021, junio 16])

Factores que controlan la eficacia del tratamiento de fracturación ácida.

Hay dos factores principales que controlan la eficacia del tratamiento con ácido, la longitud de la grieta y su conductividad.

- I. **Longitud de fractura efectiva:** Este parámetro está controlado por las características de las pérdidas del fluido, el ritmo de reacción del ácido y el gasto del ácido en la fractura.
- II. **Conductividad de fractura:** Este parámetro es la culminación del tratamiento, y en él se basa su efectividad, ya que, para obtener un canal altamente conductor, depende de la forma en que el ácido reacciona con la formación y la forma en que roza la superficie de la fractura. Al final del tratamiento.

Mecanismos de penetración del ácido

El propósito de la fracturación ácida es crear fracturas con suficiente penetración y ancho de tallado; la simulación de este fenómeno es más complicada que la predicción de la propagación de la fractura del apuntalante. La longitud de la fractura depende en gran medida de la pérdida de líquido y del coeficiente de difusión, que es función de la temperatura y el número de Reynolds. En la práctica, el proceso se realiza en dos partes: en primer lugar, se inyecta un líquido cuya viscosidad puede hacer que las grietas se propaguen y lo mantenga abierto, a este líquido se le llama colchón.

Fluidos de tratamiento

Los fluidos más comunes para realizar un fracturamiento ácido es la gelatina, ya sea base aceite o agua, la cual es utilizada como colchón y cuya finalidad es crear y propagar la fractura e interdigitarse con el ácido para el logro de mayor penetración del mismo.

Aditivos

Los aditivos más comunes para la preparación de los sistemas ácidos y geles son los siguientes:

- a) Surfactantes.
- b) Desviadores químicos.

- c) Controladores de pérdida de fluido.
- d) Controladores del rimo de reacción.
- e) Agentes gelificantes
- f) Inhibidores de corrosión
- g) Inhibidores de ion fierro

Diseño de tratamiento

En el diseño de la fracturación ácida, se deben considerar todos los factores que afectan su éxito. En pozos de temperatura media y baja, la pérdida de fluido puede ser el factor más importante. En pozos de alta temperatura, la consideración más importante es la distancia de penetración del ácido, que se ve afectada por la alta velocidad de reacción, en este caso se puede utilizar como alternativa el ácido retardado. Otro aspecto a considerar es la mecánica de las rocas, cuyos parámetros más importantes son el módulo de Young, la relación de Poisson y el estado de tensión al que está sometida la formación.

Fracturamiento con apuntalante

Esta técnica es utilizada en formaciones de arenas donde se puede llegar a tener migración de sólidos de la formación hacia el pozo, lo que genera obturamiento de los canales conductivos por donde fluyen los hidrocarburos.

En un fracturamiento hidráulico con apuntalante se inyecta un fluido para elevar la presión y fracturar la roca, el fluido empleado recibe el nombre de fluido fracturante, la inyección del fluido continua para ampliar y extender la fractura, cuando se alcanza la amplitud determinada en el diseño, se agrega un material solido al fluido conocido como agente apuntalante, este material es transportado en solución hasta la fractura en donde se busca que el apuntalante se acomode dejando un empaque altamente permeable y así evitar el cierre de la fractura cuando se deje de inyectar fluido.

El apuntalante debe cumplir con las características estipuladas en las normas API, a continuación, se mencionarán brevemente estas condiciones.

- **Redondez:** Medición relativa de la agudeza de las esquinas de los granos. API recomienda una redondez de 0.6.
- **Esfericidad:** Medición de la proximidad geométrica de un grano a una esfera. API recomienda una esfericidad de 0.6.
- **Gravedad específica:** Medición de la densidad absoluta de un grano de apuntalante con relación al agua. API recomienda 2.65 para arenas.
- **Densidad Bulk:** Volumen que ocupa una unidad de masa de apuntalante incluyendo los espacios vacíos entre el apuntalante. API recomienda máximo 105 [lb/ft^3].
- **Solubilidad en ácido:** Funciona como un indicador de la cantidad de finos y contaminantes que existen en el apuntalante. API recomienda un máximo de solubilidad para arenas del 2% y 7% para arenas cubiertas con resinas.
- **Contenido de limo y arcilla:** Medición de la cantidad de arcilla y limo lo cual puede reducir la permeabilidad. API recomienda máximo 250 unidades de turbidez.
- **Tamaño de grano:** Generalmente grandes granos generan mejores permeabilidades, pero si la fuerza de cierre en la fractura es muy grande triturará los granos y reducirá la permeabilidad. API sugiere un tamiz 20/40 (0.84 – 0.42 [mm])
- **Resistencia a la compresión:** Una medida de la resistencia relativa de los apuntalantes, que varía según el tipo y tamaño de partícula del material. La arena de uso general puede soportar una presión de cierre de 6000 [psi] , mientras que la arena cubierta con resina puede mantener hasta 8000 [psi].

El propósito de la fracturación es establecer o restablecer las condiciones de flujo que propicien el flujo de fluido desde la formación al pozo o viceversa. Este tipo de tratamiento se utiliza principalmente en las siguientes situaciones:

- En formaciones de baja permeabilidad.

- Cuando se tiene un daño profundo en la vecindad del pozo.
- Utilizado en recuperación secundaria para mejorar el índice de inyección del pozo.

Fluidos fracturantes

El fluido utilizado para la fracturación debe seleccionarse de acuerdo con las condiciones especiales de cada pozo y yacimiento, tales como: presión y temperatura del pozo, propiedades del fluido de formación y tipos de rocas, pero en general, todos los fluidos de fracturación deben cumplir los siguientes requisitos.

- I. Alta capacidad de acarreo del apuntalante.
- II. Debido a la fricción en la tubería y la alta pérdida de presión la pérdida de presión es pequeña.
- III. Fácil remoción una vez terminado el tratamiento.
- IV. Compatibilidad con los fluidos de la formación.
- V. Daño mínimo a la formación y a la permeabilidad de la fractura.

El fluido de fracturamiento debe cumplir dos objetivos durante el proceso de fracturamiento: primero, debe poder extender la fractura y transportar el apuntalante suspendido desde la superficie al área de tratamiento, generalmente el apuntalante es un tipo de arena con alta resistencia a la compresión. Actualmente, la tecnología de fracturamiento hidráulico consta de varias posibilidades y configuraciones, por lo que cada caso debe diseñarse de una manera especial.

2.6 Fluidos de terminación

Los fluidos de terminación y / o de reparación están diseñados para controlar la presión, facilitar las operaciones de molienda / limpieza y proteger las formaciones de producción mientras se realiza el trabajo correspondiente. En todos los casos, el fluido de terminación se filtra para eliminar las partículas contaminantes. La selección y el uso correctos de los fluidos de terminación es esencial para maximizar la productividad del yacimiento.

2.6.1 Función de los fluidos de terminación

El fluido de terminación es fundamental para limpiar la zona de perforación y realizar las siguientes operaciones:

- Control del Pozo
- Efectuar disparos
- Conformar el agujero
- Molienda
- Desarenamiento
- Empacamiento con grava
- Trazado y desplazamiento de fluidos de control

2.6.2 Baches

En las operaciones de lavado de pozos, se utilizan diferentes tipos de baches, cada uno con diferentes funciones.

- Fluido espaciador.
- Fluido lavador.
- Fluido viscoso.
- Fluido de terminación

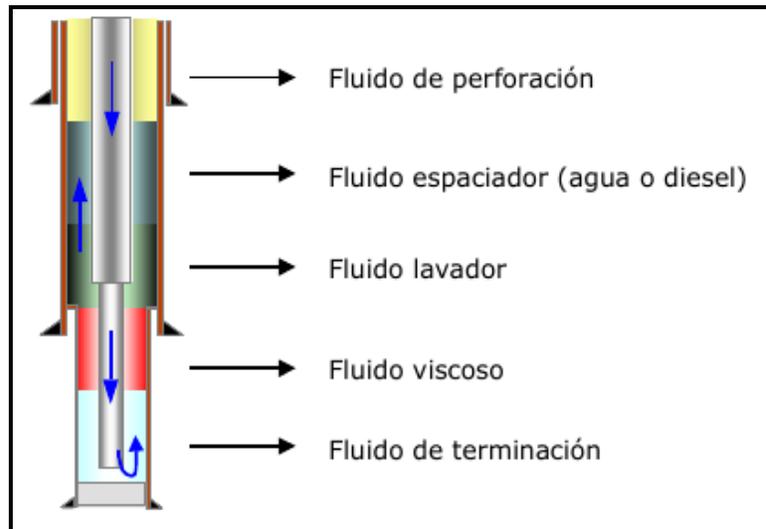


Figura 2.21 Tipo y posición de los baches. (Fluidos de terminación de pozos en aguas profundas: Salmueras y formiatos. Mexico.D.F. Mario, S. M. (2013).

A. Bache espaciador

Se utilizan para separar físicamente dos tipos de protuberancias que tienen características y propiedades diferentes y tienen funciones especiales para otro líquido. El fluido de terminación es fácil de contaminar, por lo que se utilizan pozos de intervalo para que no se mezclen el fluido anterior en el pozo y el siguiente fluido a utilizar, este pozo debe ser compatible con ambos. El espaciador más utilizado es el agua mezclada con productos químicos adecuados para cada situación. Cuando sea necesario eliminar el lodo de perforación y completar la perforación, utilice baches para fregar. Por lo tanto, las fosas espaciadoras se introducen en el pozo y luego las fosas se lavan de manera viscosa.

B. Bache lavador

Al limpiar baches, la fuerza de corte es proporcional a la velocidad de corte, por lo que la viscosidad es constante. Cuando el flujo del fluido de lavado alcanza un estado turbulento, se puede lograr un lavado del pozo más efectivo; esto se debe a que el fluido contiene más energía y puede eliminar más fácilmente los sólidos adheridos a la pared del pozo. Por lo tanto, un buen estándar es predecir las condiciones en las que comienza el fenómeno de turbulencia. Para obtener los tipos de flujos que ocurren en diferentes partes del sistema, se debe conocer el número de Reynolds.

Como todos sabemos, para lograr un estado turbulento en este tipo de fluido es necesario alcanzar un número de Reynolds superior a 2100, es decir, este es el número de Reynolds crítico.

$$N_{RE} \geq 2100 \Rightarrow \textit{Flujo turbulento} \qquad \text{Ecuación (2.1)}$$

$$N_{RE} \leq 2100 \Rightarrow \textit{Flujo laminar} \qquad \text{Ecuación (2.2)}$$

Dado que se sabe que el número de Reynolds logra una geometría de flujo y características de fluido de lavado críticas, se calcula la velocidad mínima requerida para lograr condiciones turbulentas. Además, es necesario determinar el costo de la operación de reemplazo del líquido de lavado.

$$\bar{V} = \frac{N_{RC} \mu}{(d_2^2 - d_1^2) \rho * 6318.7} \quad \text{Ecuación (2.3)}$$

$$q_{min} = 2.448 * \bar{V} (d_2^2 - d_1^2) \quad \text{Ecuación (2.4)}$$

Para saber si la operación se realiza correctamente, se realiza el cálculo de la eficiencia de transporte del sólido en el sistema, que es función de la velocidad del fluido y de la velocidad de desplazamiento de las partículas sólidas.

$$v_{sl} = \frac{(1152)(\rho_s - \rho)(d_p^2)}{\mu} \quad \text{Ecuación (2.5)}$$

$$F_T = 1 - \frac{v_{sl}}{v_{fl}} \quad \text{Ecuación (2.6)}$$

Donde:

F_T = Factor de transporte en (%).

v_{sl} = Velocidad de deslizamiento en (pies/seg).

v_{fl} = Velocidad de los baches en (pies/seg).

ρ_s = Densidad de la partícula en (gr/cc).

d_p = Diámetro de la partícula en (pg.).

ρ = Densidad de los baches en (gr/cc).

La velocidad de desplazamiento es función de las características del líquido de lavado y de las características de las partículas sólidas a transportar.

En este proceso se encuentran diferentes partículas, como los principales componentes del lodo de perforación (barita, bentonita), algunos residuos de cemento, contaminantes del proceso anterior y sedimentos de estratos.

La barita o sulfato de bario ($BaSO_4$) es una de las partículas más pesadas en el proceso con una densidad de 4.20 gr/cc , por lo que si se considera la barita como el principal sólido a evaluar, el análisis del proceso será seguro.

C. Bache viscoso

A diferencia de los fluidos utilizados como depuradores, los fluidos viscosos se comportan de manera similar a los fluidos que no siguen el comportamiento newtoniano.

Estos se ajustan para usar el modelo de potencia del viscosímetro de Fann, y colocando los datos en un gráfico, que es la lectura de la herramienta, y el número de revoluciones a utilizar en el otro eje, y a través de las diferentes revoluciones del viscosímetro, también, los mismos datos se colocan en un gráfico con coordenadas logarítmicas y lineales.

El modelo de ley de potencia requiere dos parámetros para caracterizar: indicadores de comportamiento e indicadores de consistencia.

La primera se considera una medida del grado de desviación de un fluido con comportamiento newtoniano; a un valor de 1, el fluido se comporta como un fluido newtoniano.

Por otro lado, el segundo parámetro representa el grado de bombeo o espesamiento del fluido. Estos índices se obtienen usando lecturas del viscosímetro rotacional "Fann".

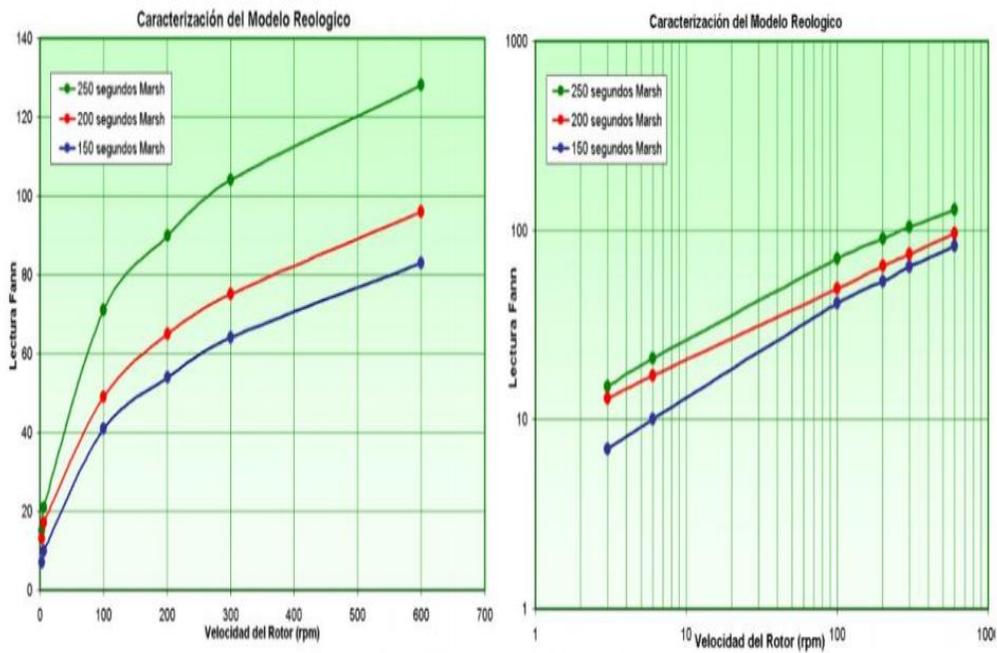


Figura 2.22 Diagramas de la ley de potencias. (Seminario de perforación, terminación y reparación de pozos petroleros. Ciudad de México. M. T. Hernández. Priscila, D. I. (2019)).

2.6.3 Fluidos empacadores base aceite

El fluido de relleno a base de aceite, como su nombre indica, está formulado a partir de fluidos a base de aceite y diésel. Sus principales características son baja conductividad térmica, baja viscosidad, gravedad específica determinada por la composición química y sensibilidad a la temperatura.

Se pueden clasificar los fluidos empacadores base aceite en:

- Diésel.
- Emulsión Diésel - Salmuera.
- Diésel Gelificado.

A. Diésel.

En cuanto al diésel, no presenta problemas de emulsificación y cambios de humectabilidad, pero se debe considerar su contenido de azufre para no dañar el elastómero de la empacadora, por lo que se recomienda realizar un control de calidad.

Estos fluidos previenen la corrosión de las tuberías debido a su naturaleza no polar y su conductividad térmica es menor que la de base agua. Las principales ventajas de utilizar este tipo de fluido son:

- Es un buen aislante térmico.
- Evita la corrosión en las tuberías.
- No genera daños en la formación.
- Estable a altas temperaturas.

Por otra parte, este tipo de fluido empacador presenta las principales desventajas de costo elevado y su imposibilidad para densificar.

B. Emulsión Diésel - Salmuera.

La emulsión inversa es estable a altas temperaturas y puede densificarse con sal en la fase acuosa para evitar la precipitación de materia sólida y daño a la formación. La desventaja es que pueden dañar la formación debido al cambio en la humectabilidad del emulsionante, o la emulsión puede romperse y separar las fases. Las principales ventajas del relleno emulsionado de salmuera diésel son:

- La corrosión que se pueda generar es baja.
- Su comportamiento es estable cuando existen altas temperaturas.
- Evita daño a la formación.
- Sí es posible densificar el fluido.
- La principal desventaja de este tipo de fluido empacador es el costo alto.

C. Diésel gelificado.

El diésel gelificado es el más avanzado y se puede utilizar de forma eficaz cuando se encuentran problemas con la parafina y el asfalto. Las principales ventajas del fluido de relleno en gel a base de diésel son:

- Evita corrosión en tuberías.
- Genera un excelente aislamiento térmico.
- Su comportamiento es estable cuando existen altas temperaturas.

- Sí es posible densificar el fluido.

La principal desventaja de este fluido es que, al igual que otros fluidos de relleno a base de aceite, es caro.

2.6.4 Fluidos empacadores base agua

El agua es el fluido básico para preparar la salmuera, se le agrega sal para hacerla densa y se agregan aditivos para controlar la pérdida de fluidos, inhibidores de arcilla y corrosión, agentes de control de pH y agentes quelantes de O_2 . La compatibilidad química entre los componentes es muy importante, el agua utilizada como fluido base debe estar libre de sólidos y la solución debe estar libre de sales o iones.

Debido a su fuerte capacidad para disolver una gran cantidad de compuestos inorgánicos, si no controla estrictamente los iones en la solución, estos reaccionarán nuevamente para formar precipitados insolubles en el pozo.

Por lo tanto, la calidad del agua utilizada para preparar el fluido debe cumplir con el parámetro de calidad específico.

Se pueden clasificar los fluidos empacadores base agua en:

- Agua dulce o agua de mar.
- Fluidos de perforación.
- Salmueras claras.
- Salmueras con biopolímeros.

A. Agua dulce o agua de mar

La densidad del agua salada o dulce limita la aplicación de estos fluidos debido a que es difícil cumplir con los requisitos de desempeño requeridos por el fluido. Por otro lado, tiene la ventaja de la disponibilidad de agua de mar cuando se perfora costa fuera.

Tabla 2.4 Ventajas y Desventajas del uso de Agua Dulce o Agua de Mar. (Seminario de perforación, terminación y reparación de pozos petroleros. Ciudad de México. M. T. Hernández. Priscila, D. I. (2019)).

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Bajo costo.	Puede ocasionar problemas de corrosión.
No contiene sólidos.	Daño a la formación.
No contamina.	No se puede densificar.
Buena disponibilidad	No tiene alta capacidad como aislante térmico.

B. Fluidos de perforación

Los fluidos de perforación se utilizan comúnmente debido a su disponibilidad, pero no todos los fluidos de perforación pueden cumplir con los requisitos de contenido sólido y composición química. Un problema con su uso es la presencia de aditivos que pueden degradarse y formar H₂S y CO₂. Las principales ventajas de utilizar fluido de perforación incluyen:

- Se puede densificar.
- El costo es bajo.

Las principales desventajas al emplear fluidos de perforación como fluidos empacantes son:

- Genera daño a la formación debido al alto contenido de sólidos.
- Puede generar problemas de corrosión si no es tratado adecuadamente, pues los aditivos se degradan con el incremento de temperatura y forman compuestos como H₂S y CO₂.
- Se puede concluir que, aunque este tipo de fluidos es de bajo costo como fluidos empacadores, no se suele emplear debido a las desventajas que estos presentan.

C. Salmueras claras

La salmuera clara utiliza agua dulce como líquido base y agrega sales dobles o triples de acuerdo con los requisitos de densidad y composición de la formación.

Tiene una amplia gama de usos, puede evitar daños a la formación, controlar la corrosión y tiene un amplio rango de densificación. Pero, por el contrario, su desventaja es que la velocidad de corrosión aumentará a altas temperaturas. La sal doble y la sal triple precipitarán en presencia de CO₂ y bajo presión.

El agua salada que contiene bromuro y cloruro es corrosiva y tóxica, por lo que se deben seguir estrictas normas ecológicas en cuanto a su manipulación y disposición final. Su uso debe evaluarse mediante un análisis de costo-beneficio.

Las principales ventajas y desventajas de usar salmuera como fluido de llenado se enumeran a continuación.

Tabla 2.5 Ventajas y Desventajas del uso de Salmueras Claras. (Seminario de perforación, terminación y reparación de pozos petroleros. Ciudad de México. M. T. Hernández. Priscila, D. I. (2019)).

VENTAJAS	DESVENTAJAS
No contienen sólidos.	Tienen baja capacidad como aislante térmico.
No dañan la formación.	Cuando se tienen altas temperaturas no son muy estables.
Puede densificarse según requerimientos.	Pueden generar problemas de corrosión si no es tratado.
	Algunas salmueras triples pueden ser tóxicas, corrosivas y de alto costo.

D. Salmueras con biopolímeros

Los formiatos de sodio, potasio y cesio (un tipo de sal producida por la neutralización de ácido fórmico e hidróxido u óxido metálico) tienen las siguientes ventajas: son muy estables a la temperatura y amigables con el medio ambiente. Además, para reducir la corrosión de las tuberías, se pueden utilizar la goma xantana actúa como pegajoso, además de ser biodegradable, puede soportar altas temperaturas. Las principales ventajas y desventajas del uso de fluido de relleno a base de salmuera de biopolímero son las siguientes:

Tabla 2.6 Ventajas y Desventaja del uso Salmueras con Biopolímeros. (Seminario de perforación, terminación y reparación de pozos petroleros. Ciudad de México. M. T. Hernández. Priscila, D. I. (2019)).

VENTAJAS	DESVENTAJAS
No dañan la formación.	El costo de los biopolímeros es alto.
Son estables a altas temperaturas.	Si no se trata debidamente, se pueden generar problemas de corrosión.
No contaminan.	Tienen baja capacidad como aislante térmico.
No contienen sólidos.	
Su densificación es posible.	

La siguiente tabla permite visualizar las características de los distintos fluidos empacadores y de esta manera esta tabla ayuda a la selección del fluido empacador más adecuado durante la terminación.

Tabla 2.7 Parámetros de selección de fluido empacador. (Seminario de perforación, terminación y reparación de pozos petroleros. Ciudad de México. M. T. Hernández. Priscila, D. I. (2019)).

Parámetro	BASE ACEITE			BASE AGUA			
	Diésel	Diésel salmuera	Diésel gelificado	Agua dulce O salada	Fluido de perforación	Salmuera de baja densidad	Salmuera con biopolímero
Daño a la Formación	Bajo	Bajo	Bajo	varía	Alto	Bajo	Bajo
Densidad	Baja	Amplia	Media	Baja	Amplio rango	Media	Alta
Corrosión	Bajo	Bajo	Bajo	Medio	Alto	Amplio rango	Bajo
Aislamiento térmico	Bueno	Regular	Excelente	Malo	Malo	Regular	Regular
Ecología	Regular	Malo	Regular	Bueno	Malo	Malo	Malo
Costo	Alto	Alto	Alto	Bajo	Medio	Medio	Alto
Estabilidad de temperatura	Excelente	Buena	Buena	Buena	Media	Buena	Buena

2.7 Mantenimiento de pozos

La fase de producción de un pozo requiere una serie de operaciones que en realidad constituyen su terminación. Durante su vida de producción, es necesario repararlo para utilizar adecuadamente la energía del yacimiento y eliminar los problemas mecánicos que dificultan su producción o inyección, en el caso de un pozo de recuperación mejorada de petróleo, hasta que finalmente llegue a su bloqueo final. El mantenimiento incluye aquellas intervenciones en el pozo para mantener la producción, aumentar la recuperación de hidrocarburos o cambiar los horizontes de producción, a fin de aprovechar al máximo la propia energía del yacimiento. Dependiendo del propósito de la intervención, el mantenimiento del pozo se clasifica como mayor o menor.

2.7.1 Diseño de reparaciones mayores y menores

Las reparaciones realizadas en el pozo se dividen generalmente en dos tipos: reparaciones menores y reparaciones mayores. Las reparaciones menores son trabajos que se realizan en el pozo, el propósito es corregir la falla en el estado mecánico del pozo, pero no afecta las propiedades petrofísicas del área de producción. Por otro lado, una revisión mayor significa una clara modificación de las condiciones de flujo o características del área de producción. La supervisión y mantenimiento de los pozos de producción y todo lo relacionado con los equipos de producción de petróleo y gas son muy importantes para los ingresos económicos futuros. La supervisión se puede definir como el seguimiento de los activos para optimizar racionalmente la recuperación de las reservas de petróleo y gas a través de operaciones seguras y rentables. La supervisión es el trabajo de un equipo compuesto por administradores, operadores, ingenieros, geólogos y equipos de servicio.

La supervisión es definida de manera más específica en el uso del análisis de los problemas en el pozo para seleccionar los campos o pozos que presentan problemas de producción y en sus costos. Una vez definido el problema, entonces

las acciones apropiadas deberán ser tomadas. La conclusión de este esfuerzo deberá resultar en una de las siguientes recomendaciones.

- a) Continuidad en la producción del pozo (pozos), sin cambios en su operación y manejo
- b) Obtención de datos adicionales
- c) Reparaciones y/o estimulaciones
- d) Cambio de equipos, ya sea superficial y sub-superficial
- e) Cambio en los protocolos o procedimientos de operación
- f) Re-disparos
- g) Mantenimiento de presión
- h) Operaciones de recuperación de hidrocarburos mejorada
- i) Cierre y abandono del pozo

Todo este esfuerzo en general es realizado o supervisado por el administrador del campo petrolero.

2.7.2 Principales tipos de operaciones

Las operaciones que se pueden llevar a cabo en un pozo petrolero son numerosas, pero podemos clasificarlas en: toma de información o medición, mantenimiento y reparaciones. La toma de información podría incluir el estado del equipo, la calidad de la conexión del pozo con el yacimiento en la vecindad del pozo. En lo relacionado a las operaciones de mantenimiento y reparaciones principalmente afectan equipos o la zona del intervalo productor. El mantenimiento se compone de operaciones relativamente simples que pueden ser realizadas ya sea con el pozo produciendo, bajo condiciones de presión y con equipo de línea ligero. En contraste, las operaciones de reparación son realizadas con equipo pesado, y la mayoría de las veces se efectúan con pozo controlado, en los casos que se pueden realizar reparaciones con pozo con presión es con equipo de tubería flexible y snubbing.

Operaciones de medición o toma de información.

- A través del cabezal de producción

- En el aparejo de producción
- En el fondo del pozo

Operaciones de mantenimiento

- Sobre el cabezal
- En el aparejo de producción y su equipo
- En el fondo del pozo y sobre el intervalo de producción

Operaciones de reparación

- Falla de equipo: cabezal, válvula de seguridad, en la tubería, en el equipo de fondo del pozo
- Modificación de las condiciones de producción
- Cambio en el propósito del pozo
- Pescas

2.7.3 Reparaciones menores.

La reparación menor (RME) es un trabajo que se realiza en un pozo para corregir la falla en el estado mecánico del pozo, pero no afecta las propiedades petrofísicas del área productora. Las reparaciones menores más comunes se describen brevemente a continuación.

A. Reacondicionamiento de aparejos de producción.

El reacondicionamiento del aparejo de producción consiste en adaptar la sarta de producción a las condiciones y requerimientos necesarios para optimizar la producción del pozo, ya sea cambiando el diámetro del aparejo de producción de un pozo fluyente o implementando un sistema artificial de producción.

B. Cambios de aparejo o empacador por comunicación o daño.

Debido a requerimientos de optimización o debido al deterioro de ciertos componentes, algunos componentes que componen el equipo de producción pueden necesitar ser reemplazados. Las situaciones más comunes que requieren reemplazo de accesorios son las siguientes:

- a) Fallo de los empaques por exceso de tensión o compresión
- b) Fugas en la tubería de producción por defectos de fábrica o mal diseño
- c) Camisas deslizantes que no puede ser abierta o cerrada por la erosión
- d) Válvula de seguridad que no funciona adecuadamente
- e) Recuperación de un pescado que no puede ser recuperado con línea de acero.

La mayoría de estas fallas se pueden solucionar reemplazando tuberías o accesorios dañados. Si el empaquetador necesita ser reemplazado, si es reparado, se puede moler o rescatar, y si se puede recuperar, se puede sacar el aparejo de producción.

C. Limpieza de pozo

El bloqueo en el pozo puede ser parcial o completo, lo cual se debe principalmente a dos razones, debido a todos los cambios físicos y químicos y cambios en el pozo, la materia sólida se deposita en el pozo, o por el arrastre de arena del depósito.

Estos problemas de obstrucción pueden evitarse mediante una limpieza adecuada en el fondo del pozo, que se puede realizar en el fondo del pozo o en el aparejo de producción.

D. Limpieza de fondo de pozo

Esta operación consiste en hacer circular un fluido lavador para que limpie los sedimentos y del fondo del pozo y llevarlos a la superficie, esta operación se puede realizar ya sea con tubería de trabajo o tubería flexible.

Con tubería de trabajo se tendría que retirar el aparejo de producción y bajar tubería de perforación para circular el fluido hasta obtener un retorno limpio de fluido para después re-instalar el aparejo de producción.

Con tubería flexible no es necesario retirar el aparejo de producción, aunque el tiempo de limpieza se incrementa por el cambio en los volúmenes de circulación, pero se evitan una mayor posibilidad de pescados.

E. Limpieza del aparejo de producción.

Existen 3 métodos de limpieza del aparejo de producción, aunque ninguno es de uso exclusivo y se pueden utilizar combinaciones dependiendo del lugar donde se efectuó.

I. Mecánicos

Se usan cuando la dureza y cantidad del depósito es grande y su remoción solo es factible mediante el raspado físico llegando a usar motores de fondo con molinos, los cuales se dirigen con tubería flexible. Estos métodos solucionan el problema en un lugar en específico y siempre está el riesgo de que el depósito raspado se precipite de nuevo en otro punto de la tubería.

II. Térmicos

Estos métodos consisten en la inyección de fluidos a alta temperatura, lo que eleva la temperatura general del aparejo de producción disolviendo el depósito y manteniéndolo en suspensión hasta la superficie.

III. Químicos

Estos se utilizan principalmente para prevenir la precipitación de sólidos, o cuando el tamaño del depósito no es grande, de lo contrario la cantidad de agente químico necesario lo vuelve muy costoso frente a los otros métodos.

El éxito de un tratamiento químico depende en gran medida de la correcta selección del aditivo. Para esto es necesario realizar una serie de pruebas tanto en laboratorio como en campo, para definir el químico más adecuado. Cualquier método químico debe garantizar que el tiempo de contacto sea suficiente para penetrar, suavizar y remover la acumulación y deja una película protectora en la superficie de contacto.

F. Corrección de anomalías de la T.R.

Las fallas más comunes observadas en las TR son desprendimiento, rotura o colapso y principalmente son causadas por fatiga o desgaste, efectos de corrosión

o esfuerzos excesivos sobre la TR. Este tipo de anomalías son de alto riesgo y pueden ocasionar la pérdida del pozo por lo que repararlas adecuadamente resulta crucial. Existen dos formas de resolver este problema:

- Efectuando una re-cementación en la anomalía utilizando un empacador recuperable o un retenedor de cemento, rebajando y finalmente probando hasta asegurar que está sellado.
- Aislando la anomalía con una TR de menor diámetro.

G. Inducciones

Se le conoce como inducción a los procesos que buscan disminuir la presión hidrostática con el fin de que los fluidos del yacimiento fluyan más fácilmente hacia el pozo. Estos se efectúan cuando los hidrocarburos producidos por la formación no llegan por sí mismo a la superficie. Existen varios métodos para inducir un pozo, la aplicación de cada método dependerá de las características y el estado mecánico del pozo, a continuación, se menciona los más comunes:

H. Inducción mecánica

Consiste en deslizar una barra pesada provista de un elemento de empaque o capas a través del aparejo de producción. En su viaje ascendente, y debido al peso del fluido, las copas se ajustan al diámetro interior del aparejo, desalojando el fluido que se encuentre por encima de ellas, ya casi no se utiliza por el alto riesgo ecológico que representa.

I. Inducción por desplazamiento o a través de la camisa o válvula de circulación.

Consiste en abrir la camisa de circulación y desplazar los fluidos contenidos en el aparejo de producción hacia el espacio anular por fluidos de menor densidad, posteriormente cerrar la camisa, probar hidráulicamente el cierre de la misma y aforar el pozo a la batería con el estrangulador adecuado, en función de la presión final de bombeo y del fluido desplazante.

J. Inducción por empuje o implosión

Consiste en inyectar los fluidos contenidos en el pozo, más un determinado volumen de nitrógeno hacia la formación a través del intervalo abierto. Debido a que el nitrógeno es un gas inerte no reacciona con la formación, y al ser descargado, produce un efecto de succión, arrastrando en su viaje de retorno cantidades considerables de sólidos y disminuyendo la presión hidrostática, con lo cual aumentará la aportación de los fluidos de formación hacia el pozo. Sin embargo, para poder utilizar este método se deben conocer y estudiar a fondo la presión de inyección y los fluidos contenidos en el pozo, de lo contrario este método no sería aplicable.

K. Inducciones con tubería flexible

El propósito es reducir la carga hidrostática generada por el fluido en el pozo reemplazándolo con nitrógeno. La inducción puede ser continua o intermitente, dependiendo del aporte del pozo.

I. La inducción continua:

Es el método más comúnmente utilizado e implica bajar la tubería a una velocidad constante y ciclo de costo, y comenzar el reemplazo de fluido cuando la tubería está por debajo del nivel del líquido. El bombeo continúa hasta la profundidad programada (punto máximo de inyección).

II. La inyección intermitente.

Es similar al anterior, excepto que el nitrógeno no se bombea a la profundidad de programación. La presión de bombeo es mayor que la presión hidrostática de la columna de fluido en el pozo. El volumen de N₂ bombeado es igual al volumen total del pozo multiplicado por el factor de volumen.

L. Mantenimiento a conexiones superficiales

Con el paso del uso y del tiempo, la conexión de la superficie se deteriorará, y se realizará un mantenimiento preventivo inicialmente, pero ha llegado el momento en

que la falla no se puede corregir y es necesario reemplazar los accesorios o componentes.

2.7.4 Reparaciones mayores

Por otro lado, las reparaciones mayores (RMA) significa una clara modificación de las condiciones de flujo o características del área de producción. La revisión se puede dividir en los siguientes procesos:

A. Estimulaciones matriciales

Esto tiene como objetivo reducir el daño cerca del pozo mediante la inyección de fluidos que intentan limpiar los canales de flujo existentes, los fluidos utilizados pueden reaccionar químicamente con la roca o pueden ser no reactivos. En la estimulación matricial, la salida de inyección es menor que la presión de fracturamiento porque no pretende crear nuevos canales de flujo, solo busca optimizar los canales existentes.

B. Fracturamientos hidráulicos y/o ácidos

La fracturación hidráulica implica la creación de una serie de fracturas que actúan como canales de flujo para mejorar la comunicación entre los fluidos del yacimiento y el pozo. Estas fisuras se consiguen aplicando una presión hidrostática superior a la resistencia de la roca. Se inyecta fluido a presión para destruir la formación rocosa. Una vez que la roca cede, se sigue aplicando presión para extender el rango de la fractura, aumentando así el área de drenaje. Debido a la compactación provocada por la carga estática de la roca, las fisuras se cerrarán en poco tiempo, por lo que es necesario inyectar un fluido que contenga arena en suspensión como apuntalante para mantener abiertas las fisuras recién formadas.

C. Cambios de intervalos productores

El cambio en el intervalo de producción significa cambiar el área donde se producen los hidrocarburos. Una vez que el intervalo se agote o sea económicamente

incosteable, continuaremos cambiando el intervalo de producción para aislar el área agotada de modo que se pueda poner en producción otra área de producción.

Se logra mediante el aislamiento temporal o permanente de tapones mecánicos o mediante cementación a presión; y disparando el área de interés, ya sea en la parte superior o inferior del rango a aislar.

Principalmente en estas operaciones contamos con cambio de cabezal, cambio de medio árbol de válvula, cambio de válvula, cambio de soporte de tubería y anillo metálico.

2.8 Marco Legal

El Marco Legal constituye un elemento fundamental dentro del proceso de análisis de este proyecto el cual tiene como finalidad, recabar, analizar, y estudiar todas aquellas normas, lineamientos, reglas o guías, las cuales nos ayuden a poder desarrollar algún trabajo en las mejores condiciones y en los mejores estándares mexicanos.

Es por ello que el proceso o estudio, mediante el cual nos estaremos enfocando será mediante el tema de Terminación Y Mantenimiento De Pozos Petroleros el cual es el tema principal de este proyecto. Es por tal motivo que el Marco Legal está conformado por las normativas nacionales ajustables a este tipo de actividad; además, por política corporativa, se han asociado estándares internacionales. La Legislación Nacional está compuesta por una variedad de normas a nivel del territorio nacional, que regulan actividades productivas y extractivas de diferente índole.

Todas las actividades que se realicen en cuestiones de terminación y mantenimiento de pozos o que tengan que ver con ellas o con temas que se involucren se deben apegar a los requerimientos específicos. (ver anexo 1 al 5).

CAPÍTULO 3 PROGRAMA DE REPARACIÓN

El desarrollo de este capítulo tiene como finalidad recabar toda información importante y de interés del pozo TECOMINOACAN-119, la cual fue proporcionada por la universidad de Macuspana Tabasco, así mismo dicha información nos ayudará a comprender el comportamiento de dicho pozo y a su vez al ser analizada dicha información nos servirá para próximos capítulos. Es por ello que a continuación se muestra toda la información que se consideró más importante de dicho pozo y que será empleada en el próximo capítulo y la cual será utilizada para poder desarrollar muy bien el tema de interés de este proyecto.

3.1 Nombre del Pozos

Nombre:	TECOMINOACAN	Número:	119	Letra:		No. de conductor:	
Clasificación:	Pozo de Desarrollo						
Plataforma:		Equipo:	IPC-528				

3.2 Objetivo

OBTURAR LA ZONA PRODUCTORA DE AGUA Y DISPARAR EL INTERVALO 5345-5365 M (JSK6), REALIZAR ESTIMULACION ACIDA NO-ACIDA.
--

3.3 Ubicación

Estado:	TABASCO	Municipio:	HUIMAGUILLO
Referencia Topográfica /			
Tipo de Pozo	Marino () Terrestre (X) Lacustre ()		

3.3.1 Pozos terrestres.

Altura del terreno sobre el nivel del mar:		
Coordenadas UTM conductor:	X= 445849.631	Y= 1981226.286
Coordenadas geográficas del conductor:	Lat=	Long=

3.3.2 Plano de ubicación geográfica.

Figura 3.1 Ubicación del campo Tecminoacán

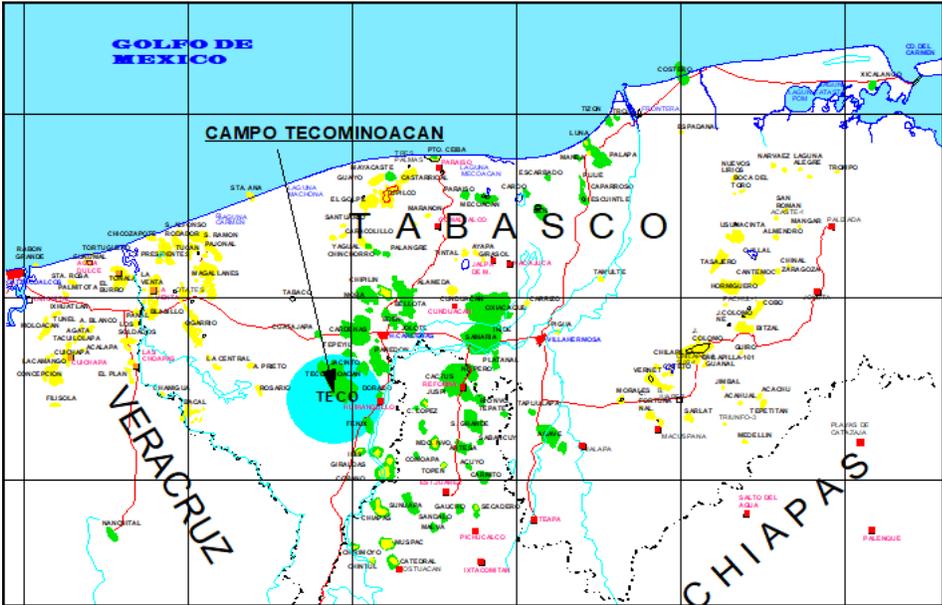
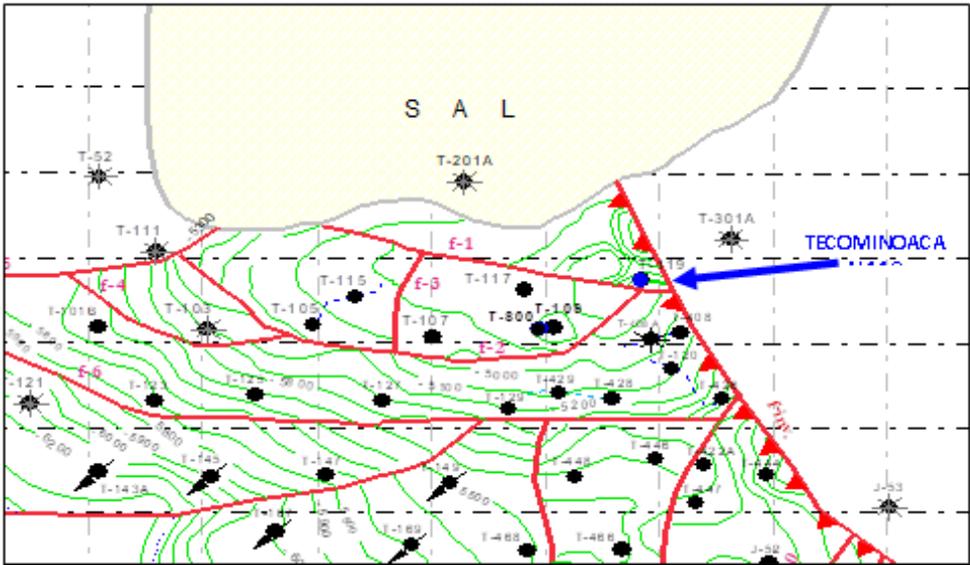


Figura 3.2 ubicación del pozo



3.4 Antecedentes del pozo a intervenir.

Profundidad Total (m). 5540 m

Profundidad Interior (m). 5516 m (Cople de Retención)

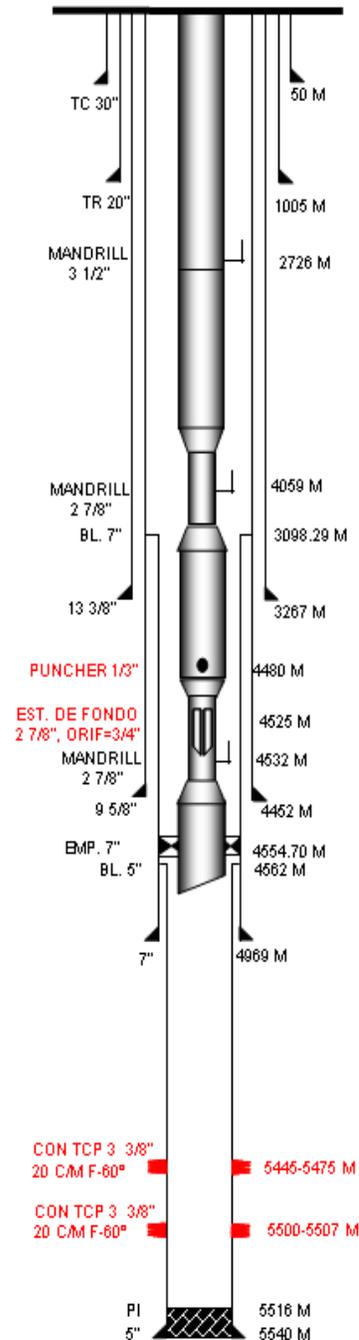
Estado mecánico actual (gráfico).

OBJETIVO	
OBTURAR LA ZONA PRODUCTORA DE AGUA Y DISPARAR EL INTERVALO 5345-5365 M (JSK6), REALIZAR ESTIMULACION ACIDA NO-ACIDA	

FORMACION	PVV (m.v.b.m.r)	PVD (m.v.b.m.r)	DISTRIBUCION DE TR's		
			Prof. (m)	D.E. Grado, Rosca	Peso (lb/ft)
CONC. SUP.	1838	1838	0-50	20", K-55, BCN	94
CONSEP. INF.	1935	1935	0-956.46	13 3/8", N-80, BCN	77
ENCANTO	2175	2175	956.46-3267	13 3/8", P-110, BCN	77
MIOC. INF.	2380	2380	0-1753.31	9 5/8", TRC-95, VFJL	53.5
DEPOSITO	2446	2446	1753.31-2776.90	9 5/8", P-110, VFJL	53.5
OLIG.	3096	3096	2776.90-4452	9 5/8", TAC-140, VFJL	53.5
PAL.	4160	4160	3098.29-4969	7", TAC-140, HD-SLX	35
KSM	4281	4281	4668-5540	5", TAC-140, VFJL	18
KSS	4423	4423	FLUIDOS EMPLEADOS EN LA PERFORACION		
KSAN	4490	4490	Intervalo (m)	Tipo de Lodo	Dens. (gr/cc)
KI	4499	4499	0-50	Bentonico	1.06
JST1	4513	4513	50-1005	Bentonico	1.10-1.28
JST2	4580	4580	1005-3271	Calico	1.35-1.57
JST3	4635	4635	3271-4452	E.I.	1.85-1.90
JST4	4723	4723	4452-4969	Polimérico	1.15-1.21
JSK5	4936	4936	4969-5553	FAPX	0.86-0.89
JSK6	5114	5114			
JSK7	5378	5378			
FI	5525	5525			
PT	5565	5565			

INTERV. (m)	FORM.	Ø (%)	Sw (%)	K (md)	Pistolas Empleadas	Resultado	Edo. Actual
5445-5475	JSK				TCP 3 3/8", 20 c/m, F-60°	Productor	Abierto
5500-5507	JSK				TCP 3 3/8", 20 c/m, F-60°	Productor	Abierto

DESCRIPCION	OD (in)	ID (in)	DRIFF (in)	PROF. (m)	
				DE	A
Zapata Guia o/asierto de canica Exp.				4574.32	4574.04
2 TP 3 1/2" L-80 9.2 lb/ft, Mvam	3.5	2.992	2.867	4574.04	4566.12
Emp. Int. 7" SAP-3				4556.12	4554.7
Ancla de sellos KC-22				4554.7	4554.42
1 TTP 3 1/2" L-80 9.2 lb/ft, Mvam	3.5	2.992	2.867	4554.42	4542.46
Jta. de Exp. A media carrera				4542.46	4544.94
1 TTP 3 1/2" L-80 9.2 lb/ft, Mvam	3.5	2.992	2.867	4544.94	4535.91
Comb.P) 3 1/2" x C) 2 7/8" Mvam	2.875	2.441	2.347	4535.91	4535.67
Mandril 2 7/8" c/tacon				4535.67	4532.72
1 TP 2 7/8" P-110 6.4 lb/ft, Mvam (Est. de fondo 3/4")	2.875	2.441	2.347	4532.72	4522.97
Comb.P) 2 7/8" x C) 3 1/2" Mvam	3.5	2.992	2.867	4522.97	4522.77
52 TTP 3 1/2" L-80 9.2 lb/ft, Mvam	3.5	2.992	2.867	4522.77	4062.73
Comb.P) 3 1/2" x C) 2 7/8" Mvam	2.875	2.441	2.347	4062.73	4062.49
Mandril 2 7/8" c/tacon				4062.49	4059.52
1 TTP 2 7/8" P-110 6.4 lb/ft, Mvam	2.875	2.441	2.347	4059.52	4049.81
Comb.P) 2 7/8" x C) 3 1/2" Mvam	3.5	2.992	2.867	4049.81	4049.56
148 TTP 3 1/2" L-80 9.2 lb/ft, Mvam	3.5	2.992	2.867	4049.56	2729.37
Mandril 3 1/2" c/tacon				2729.37	2726.2
146 TTP 3 1/2" L-80 9.2 lb/ft, Mvam	3.5	2.992	2.867	2726.2	1390.91
146 TTP 3 1/2" L-80 12.7 lb/ft, Mvam	3.5	2.75	2.625	1390.91	9
E.M.R.				9	0



3.4.1 Columna geológica real.

Tabla 3.1 Columna geológica real

Formación	Profundidad vertical (m.v.b.m.r.)	Profundidad Desarrollada (m.d.b.m.r)
CONC. SUP.	1838	1838
CONSEP. INF.	1935	1935
ENCANTO	2175	2175
MIOC. INF.	2380	2380
DEPOSITO	2446	2446
OLIG.	3096	3096
PAL.	4160	4160
KSM	4281	4281
KSS	4423	4423
KSAN	4490	4490
KI	4499	4499
JST1	4513	4513
JST2	4580	4580
JST3	4635	4635
JST4	4723	4723
JSK5	4936	4936
JSK6	5114	5114
JSK7	5378	5378
FI	5525	5525
PT	5565	5565

3.4.2 Distribución de tuberías de revestimiento.

Tabla 3.2 Distribución de tuberías de revestimiento.

Diám. Ext. (pg)	Grado	Peso lb/pie	Rosca	Diám. Iznt. (pg)	Drift (pg)	Resist Presión Int. (psi)	Resist. Colap. (psi)	Resistencia Tensión (lbs)		Distribución (m.d.b.m.r.)	
								Cuerpo	Junta	de	a
30"										0	50
20"	K-55	94	BCN	19.124	18.937	2,110	520	1,480,000	1,480,000	0	1005
13 3/8"	N-80	77	BCN	12.275	12.119	5,760	3,100	1,773,000	1,773,000	0	956.46
13 3/8"	P-110	77	BCN	12.275	12.119	7,920	3,490	2,438,000	2,438,000	946.56	3267
9 5/8"	TRC- 95	53.5	VFJL	8.535	8.379	9,410	7,340	1,477,000		0	1753.31
9 5/8"	P-110	53.5	VFJL	8.535	8.379	10,900	7,950	1,710,000		1753.31	2776.9
9 5/8"	TAC- 140	53.5	VFJL	8.535	8.379	13,870	11,700	2,177,000		2776.9	4452
7"	TAC- 140	35	HDSLX	6.004	5.879	17,430	17,380	1,424,000		3098.29	4969
5"	TAC- 140	18	VFJL	4.276	4.151	17,740	17,840	738,000		4568	5540

3.4.3 Distribución y especificaciones técnicas del aparejo de producción y empacador actuales.

Tabla 3.3 Distribución y especificación aparejo de producción y empacador actual.

Descripción	Grado	Peso Nom. Lb/ft	Conex.	Diám. Ext. (pg)	Diám. Int. (pg)	Drift (pg)	Long. (m)	Profundidad	
								De (m)	Hasta (m)
Zapata Guia.			Mvam				0.28	4574.32	4574.04
2 Tramos	L-80	9.2	Mvam	3.5	2.992	2.867	17.92	4574.04	4556.12
Emp. Int. 7" SAP-3			Mvam				1.42	4556.12	4554.7
Ancla de sellos KC-22			Mvam				0.28	4554.7	4554.42
1 Tramo	L-80	9.2	Mvam	3.5	2.992	2.867	6.23	4554.42	4548.19
Junta de Expansión 50%			Mvam				3.25	4548.19	4544.94
1 Tramo	L-80	9.2	Mvam	3.5	2.992	2.867	9.03	4544.94	4535.91
Comb.P) 3 1/2" x C) 2 7/8"			Mvam	2.875	2.441	2.347	0.24	4535.91	4535.67
Mandril 2 7/8" con tapón			Mvam				2.95	4535.67	4532.72
1 Tramo	P-110	6.4	Mvam	2.875	2.441	2.347	9.75	4532.72	4522.97
(Est. de fondo 3/4 »)									
Comb.P) 2 7/8" x C) 3 1/2"			Mvam	3.5	2.992	2.867	0.2	4522.97	4522.77
52 Tramos	L-80	9.2	Mvam	3.5	2.992	2.867	460.04	4522.77	4062.73
Comb.P) 3 1/2" x C) 2 7/8"			Mvam	2.875	2.441	2.347	0.24	4062.73	4062.49
Mandril 3 1/2" c/tapón			Mvam				2.97	4062.49	4059.52
1 Tramo	P-110	6.4	Mvam	2.875	2.441	2.347	9.71	4059.52	4049.81
Comb.P) 2 7/8" x C) 3 1/2"			Mvam	3.5	2.992	2.867	0.25	4049.81	4049.56
148 Tramos	L-80	9.2	Mvam	3.5	2.992	2.867	1320.2	4049.56	2729.37
Mandril 3 1/2" c/tapón			Mvam				3.17	2729.37	2726.2
146 Tramos	L-80	9.2	Mvam	3.5	2.992	2.867	1335.3	2726.2	1390.91
146 Tramos	L-80	12.7	Mvam	3.5	2.75	2.625	1381.9	1390.91	9
E.M.R.							9	9	0

3.4.4 Fluidos de perforación empleados en las etapas de interés.

Tabla 3.4 Fluidos de perforación empleados en etapas de interés.

Propiedades de los fluidos de perforación empleados						
Etapas	Prof. Inicio (m)	Prof. Term. (m)	Tipo de fluido	Densidad (gr/cm ³)	Salinidad (ppm)	Observaciones
Conductora	0	50	Bentonítico	1.06		
Etapas 26"	50	1005	Bentonítico	1.10-1.28		
Etapas 17 1/2"	1005	3271	Calcico	1.35-1.57		
Etapas 12"	3271	4452	E.I.	1.85-1.90		
Etapas 8 3/8"	4452	4969	Polimérico	1.15-1.21		
Etapas 5 7/8"	4969	5553	FAPX	0.86-0.89		

3.4.5 Cementación de Tuberías de Revestimiento de las etapas de interés.

Tabla 3.5 Cementación de Tubería de Revestimiento de etapas de interés.

Tipo de Cementación (TR, CF)	Densidad (gr/cm ³)	Cima cemento	Observaciones
TC 30"	1.89	S/D	25 Ton, no salio cemento a superficie
TR 20"	1.60 1.95	S/D	120 Ton (1.60 gr/cc) + 35 Ton (1.95 gr/cc), cemento con Stabing Pfinal=1000 psi
TR 13 3/8"	1.70 1.95	S/D	220 Ton (1.70 gr/cc) + 35 Ton (1.95 gr/cc), Pfinal=1300 psi
TR 9 5/8"	2.0 1.90	S/D	120 Ton 2.00 gr/cc), observando Pfinal= 84 kg/cm2, y circulación normal
TR 7" (Liner)	1.60	S/D	16 Ton (1.60 gr/cc), Pfinal= 140 Kg/cm2
TXC (desvío)	2.10	5250 m	TxC para desviar con 6 Ton de cemento (2.10 gr/cc), cima de cemento a 5250 m
TR 5" (Liner)	1.20 1.95	S/D	4.5 Ton (1.20 gr/cc) + 3 Ton de (1.95 gr/cc), Pfinal= 2500 psi

3.4.6 Registros tomados en las zonas de interés.

Tabla 3.6 Registros tomados en las zonas de interés.

Intervalo (m.d.b.m.r.)		Registro	Observaciones
De	a		
4452	50	AIT-GR, DR-CALL	
4934	4452	DLL-RG	
4975	4452	DLL-MSFL-RG	
4969	4452	LDL, DSI, FMI	
5539	4969	DIL-RG, CNL-LDL-GR, USIT	
5539	4964	DSI	
5510	4500	USIT-GR-CCL	
5425	5200	CCL-GR	

3.4.7 Temperaturas reales.

Tabla 3.7 Temperaturas reales.

Prof. Desarrollada (m)	Prof. Vertical (m)	Temperatura (°C)	Registro	Fecha
5535		150° C	Spectroscan	Jun-1997
4500		38 °C (Sup.)	RPFF	29-06-06
4500		136 °C	RPFF	15-11-06
4500		137 °C	RPFF	30-03-07
4500		143 °C	RPFF	28-06-07

3.4.8 Hermeticidad del sistema y espacios anulares.

Tabla 3.8 Hermeticidad del sistema y espacios anulares.

TP ó EA's	Presión (psi)	Observaciones
TR 20"	285	Probo TR de 20" con 20 kg/cm ² , durante 15' OK
TR 13 3/8"	711	Probo TR de 13 3/8" con 50 kg/cm ² , durante 30' OK
TR 9 5/8"	711	Probo TR con 50 Kg/cm ² durante 30' OK
B.L. 7"	1500	Probó B.L. 7" con 105 Kg/cm ² durante 30' OK.
TR 7"	1000	Probó TR de 7" con 70 kg/cm ² durante 30' OK.
TxC	2000	Probó tapón con 8 ton de peso y 140 Kg/cm ² durante 30' OK.
B.L. 5"	1500	Probó B.L. 5" con 105 Kg/cm ² durante 30' OK.
TR 5"	2000	Probó TR 5" con 140 Kg/cm ² , durante 30' OK.

3.4.9 Trayectoria direccional (Tabular).

Tabla 3.9 Trayectoria direccional (Tabular).

Profundidad (m.d.)	Inclinación (grados)	Azimut (grados)	Profundidad vertical (m.v.)	Sección Vertical (m)	N-S (m)	E-W (m)	Severidad (grados/30 m)
30	0.44	48.97	30	0.1	0.08	0.09	0.44
60	0.3	41.59	60	0.2	0.21	0.22	0.15
90	0.36	58.94	90	0.3	0.32	0.36	0.12
120	0.34	59.04	120	0.4	0.41	0.51	0.02
150	0.22	17.57	150	0.5	0.51	0.61	0.23
180	0.32	24.47	180	0.6	0.64	0.66	0.11
210	0.27	76.83	210	0.7	0.74	0.76	0.27
240	0.43	55.8	240	0.8	0.81	0.93	0.2
270	0.49	37.98	270	1	0.98	1.1	0.15
300	0.47	37.56	299.99	1.2	1.18	1.25	0.02
330	0.47	38.31	329.99	1.4	1.37	1.41	0.01
360	0.23	21.63	359.99	1.5	1.53	1.5	0.26
390	0.18	11.97	389.99	1.6	1.63	1.54	0.06
420	0.19	9	419.99	1.7	1.73	1.55	0.02
450	0.23	325.51	449.99	1.8	1.83	1.53	0.16
480	0.3	314.29	479.99	1.9	1.93	1.44	0.09
510	0.37	281.85	509.99	2	2.01	1.29	0.2
540	0.37	276.01	539.99	2	2.04	1.1	0.04
570	0.29	282.42	569.99	2.1	2.06	0.93	0.08
600	0.39	286.78	599.99	2.1	2.11	0.75	0.1
630	0.3	278.52	629.99	2.2	2.15	0.58	0.1
660	0.32	269.79	659.99	2.2	2.16	0.41	0.05
690	0.36	240.28	689.99	2.1	2.12	0.25	0.18
720	0.24	231.89	719.99	2	2.03	0.12	0.12
750	0.26	225.86	749.99	1.9	1.94	0.02	0.04
780	0.16	199.7	779.99	1.9	1.86	-0.04	0.14
810	0.21	203.09	809.99	1.8	1.77	-0.08	0.05
840	0.1	221.9	839.99	1.7	1.7	-0.12	0.12
870	0.13	103.51	869.99	1.7	1.67	-0.1	0.19
900	0.17	139.68	899.99	1.6	1.63	-0.04	0.1

Profundidad (m.d.)	Inclinación (grados)	Azimut (grados)	Profundidad vertical (m.v.)	Sección Vertical (m)	N-S (m)	E-W (m)	Severidad (grados/30 m)
930	0.06	130.36	929.99	1.6	1.59	0	0.11
960	0.18	110.18	959.99	1.6	1.56	0.05	0.12
990	0.13	150.44	989.99	1.5	1.52	0.12	0.12
1020	0.07	130.01	1019.99	1.5	1.47	0.15	0.07
1050	0.16	103.7	1049.99	1.5	1.45	0.2	0.1
1080	0.19	138.73	1079.99	1.4	1.41	0.28	0.11
1110	0.14	148.17	1109.99	1.3	1.34	0.33	0.05
1140	0.08	145.98	1139.99	1.3	1.29	0.36	0.06
1170	0.11	113.64	1169.99	1.3	1.26	0.4	0.06
1200	0.21	118.44	1199.99	1.2	1.22	0.47	0.1
1230	0.24	137.72	1229.99	1.1	1.15	0.56	0.08
1260	0.27	158.46	1259.99	1	1.04	0.63	0.1
1290	0.29	159.64	1289.99	0.9	0.9	0.68	0.02
1320	0.47	151.24	1319.98	0.7	0.72	0.77	0.19
1350	0.52	149.22	1349.98	0.5	0.5	0.9	0.05
1380	0.57	150.43	1379.98	0.3	0.26	1.04	0.05
1410	0.54	159.19	1409.98	0	-0.01	1.16	0.09
1440	0.54	148.45	1439.98	-0.3	-0.26	1.29	0.1
1470	0.1	121.52	1469.98	-0.4	-0.39	1.38	0.45
1500	0.09	356.26	1499.98	-0.4	-0.38	1.4	0.17
1530	0.1	328.85	1529.98	-0.3	-0.34	1.39	0.05
1560	0.13	6.78	1559.98	-0.3	-0.28	1.38	0.08
1590	0.14	30.02	1589.98	-0.2	-0.22	1.4	0.06
1620	0.17	25.81	1619.98	-0.1	-0.14	1.44	0.03
1650	0.37	14.49	1649.98	0	-0.01	1.49	0.2
1680	0.58	10.73	1679.98	0.2	0.24	1.54	0.22
1710	0.56	8.34	1709.98	0.5	0.53	1.59	0.03
1740	0.62	357.32	1739.97	0.8	0.83	1.6	0.13
1770	0.84	351.63	1769.97	1.2	1.22	1.56	0.24
1800	0.89	349.88	1799.97	1.7	1.66	1.49	0.05
1830	1.1	339.56	1829.96	2.2	2.16	1.35	0.27
1860	1.23	333.1	1859.96	2.7	2.72	1.1	0.19
1890	1.38	329.06	1889.95	3.3	3.31	0.77	0.18
1920	1.53	327.57	1919.94	4	3.96	0.37	0.16
1950	1.75	322.44	1949.93	4.7	4.66	-0.12	0.26
1980	1.93	324.54	1979.91	5.4	5.44	-0.7	0.19
2010	2.07	322.64	2009.89	6.3	6.28	-1.32	0.16
2040	2.07	320.71	2039.87	7.1	7.13	-1.99	0.07
2070	2.08	311.98	2069.86	7.9	7.91	-2.74	0.32
2100	2.08	322.75	2099.84	8.7	8.71	-3.47	0.39
2130	1.78	315.65	2129.82	9.5	9.48	-4.13	0.39
2160	1.73	318.4	2159.8	10.1	10.15	-4.75	0.09
2190	1.68	316.54	2189.79	10.8	10.81	-5.36	0.08
2220	1.6	312.32	2219.78	11.4	11.41	-5.97	0.14
2250	1.34	308.82	2249.77	11.9	11.91	-6.55	0.28
2280	1.3	310.29	2279.76	12.3	12.35	-7.08	0.05

Profundidad (m.d.)	Inclinación (grados)	Azimut (grados)	Profundidad vertical (m.v.)	Sección Vertical (m)	N-S (m)	E-W (m)	Severidad (grados/30 m)
2310	1.23	308.25	2309.75	12.8	12.77	-7.6	0.08
2340	1.11	302.26	2339.75	13.1	13.12	-8.1	0.17
2370	1.02	300.84	2369.74	13.4	13.42	-8.57	0.09
2400	0.98	304.81	2399.74	13.7	13.7	-9.01	0.08
2430	0.9	299.73	2429.73	14	13.96	-9.43	0.11
2460	0.81	299.35	2459.73	14.2	14.18	-9.82	0.09
2490	0.54	289.15	2489.73	14.3	14.33	-10.13	0.29
2520	0.38	294.77	2519.73	14.4	14.42	-10.36	0.16
2550	0.43	287.73	2549.73	14.5	14.5	-10.56	0.07
2580	0.44	291.98	2579.73	14.6	14.58	-10.77	0.03
2610	0.6	286.1	2609.72	14.7	14.66	-11.03	0.17
2640	0.6	281.36	2639.72	14.7	14.74	-11.33	0.05
2670	0.85	278.21	2669.72	14.8	14.8	-11.7	0.25
2700	0.89	274.69	2699.72	14.8	14.85	-12.16	0.07
2730	0.89	274.19	2729.71	14.9	14.89	-12.62	0.01
2760	0.87	267.87	2759.71	14.9	14.89	-13.08	0.1
2790	0.8	262.29	2789.71	14.9	14.86	-13.52	0.11
2820	0.83	263.02	2819.7	14.8	14.8	-13.94	0.04
2850	0.85	262.77	2849.7	14.7	14.75	-14.38	0.02
2880	0.84	261.98	2879.7	14.7	14.69	-14.82	0.02
2910	0.9	269.55	2909.69	14.7	14.66	-15.27	0.13
2940	0.78	265.97	2939.69	14.6	14.64	-15.71	0.13
2970	0.96	262.93	2969.69	14.6	14.6	-16.16	0.18
3000	0.97	269.68	2999.68	14.6	14.56	-16.66	0.11
3030	0.75	261.08	3029.68	14.5	14.53	-17.11	0.26
3060	0.64	254.97	3059.68	14.5	14.46	-17.47	0.13
3090	0.54	249.02	3089.68	14.4	14.36	-17.76	0.12
3120	0.38	237.81	3119.67	14.3	14.26	-17.98	0.18
3150	0.55	220.73	3149.67	14.1	14.1	-18.16	0.21
3180	0.63	203.1	3179.67	13.8	13.84	-18.31	0.2
3210	0.65	197.41	3209.67	13.5	13.52	-18.43	0.07
3240	0.87	199.95	3239.67	13.1	13.15	-18.56	0.22
3270	0.95	203.94	3269.66	12.7	12.71	-18.74	0.1
3300	1.34	211.65	3299.66	12.2	12.18	-19.02	0.42
3330	1.44	207.18	3329.65	11.5	11.55	-19.38	0.14
3360	1.37	211.03	3359.64	10.9	10.9	-19.73	0.11
3390	1.26	221.1	3389.63	10.3	10.35	-20.14	0.26
3420	1.17	218.3	3419.62	9.9	9.86	-20.54	0.1
3450	1.24	216.65	3449.62	9.4	9.36	-20.93	0.07
3480	1.15	219.65	3479.61	8.9	8.87	-21.31	0.11
3510	1.19	216.11	3509.61	8.4	8.39	-21.69	0.08
3540	1.11	211.65	3539.6	7.9	7.89	-22.02	0.12
3570	1.18	209.07	3569.59	7.4	7.37	-22.33	0.09
3600	1.21	211.01	3599.59	6.8	6.82	-22.64	0.05

Profundidad (m.d.)	Inclinación (grados)	Azimut (grados)	Profundidad vertical (m.v.)	Sección Vertical (m)	N-S (m)	E-W (m)	Severidad (grados/30 m)
3630	1.2	218.23	3629.58	6.3	6.31	-23	0.15
3660	1.22	214.11	3659.57	5.8	5.8	-23.37	0.09
3690	1.18	216.88	3689.57	5.3	5.29	-23.73	0.07
3720	1.13	218.71	3719.56	4.8	4.81	-24.1	0.06
3750	0.95	220.43	3749.56	4.4	4.39	-24.45	0.18
3780	0.81	204.84	3779.55	4	4.01	-24.7	0.28
3810	0.86	197.95	3809.55	3.6	3.6	-24.86	0.11
3840	0.92	203.18	3839.55	3.2	3.17	-25.02	0.1
3870	1.03	169.6	3869.54	2.7	2.68	-25.07	0.57
3900	1.02	174.47	3899.54	2.2	2.15	-24.99	0.09
3930	1.16	188.1	3929.53	1.6	1.58	-25.01	0.29
3960	0.62	168.44	3959.53	1.1	1.12	-25.02	0.61
3990	1.15	145.51	3989.52	0.7	0.71	-24.82	0.63
4020	0.81	170.28	4019.52	0.3	0.26	-24.61	0.54
4050	0.36	113.84	4049.52	0	0.01	-24.49	0.68
4055	0.79	158.85	4054.52	0	-0.03	-24.46	3.53

3.5 Información de los intervalos actuales.

3.5.1 Muestras y Presiones (de fondo o superficie).

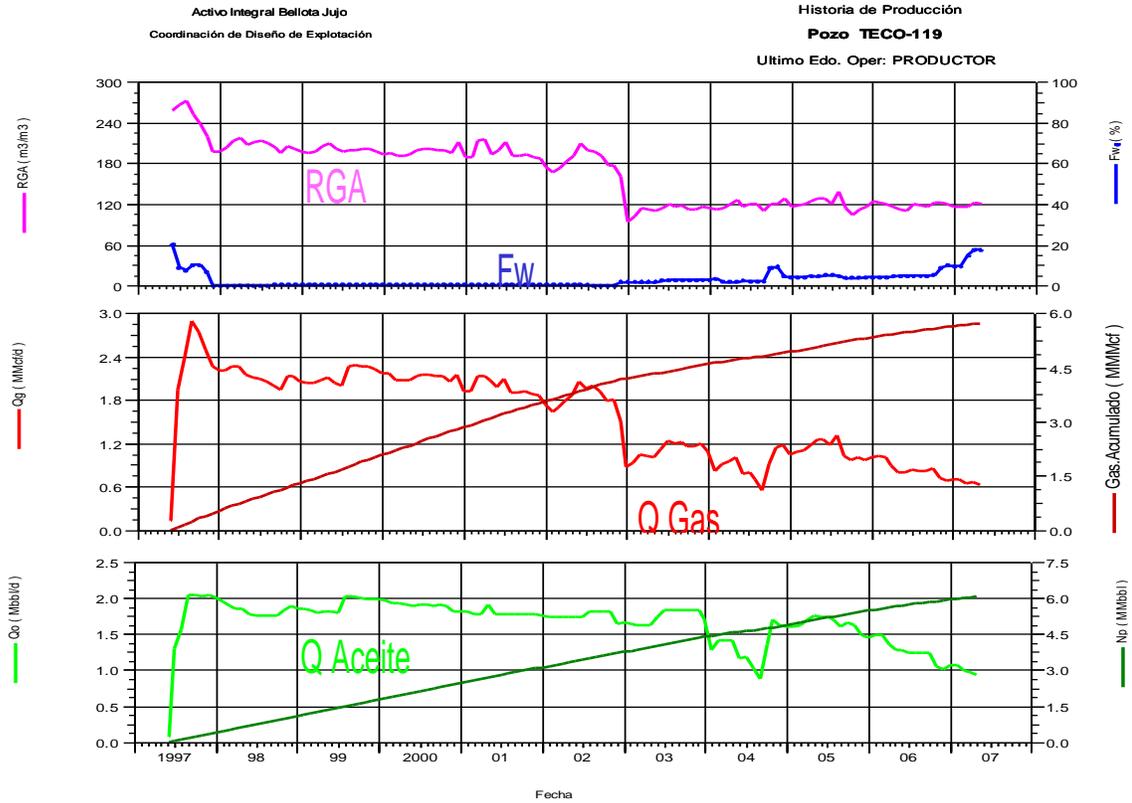
Tabla 3.10 Muestras y Presiones (de fondo o superficie).

Tipo	Intervalo (m)	Fecha	Aceite (%)	Agua (%)	Sedimentos (%)	Densidad (gr/cm ³)	API (grados)	RPFC	Salinidad (ppm)	Temp. (°C)
--	5445-5475 5500-5507	Sep.2007	--	35%	--	--	36	--	250,000	150

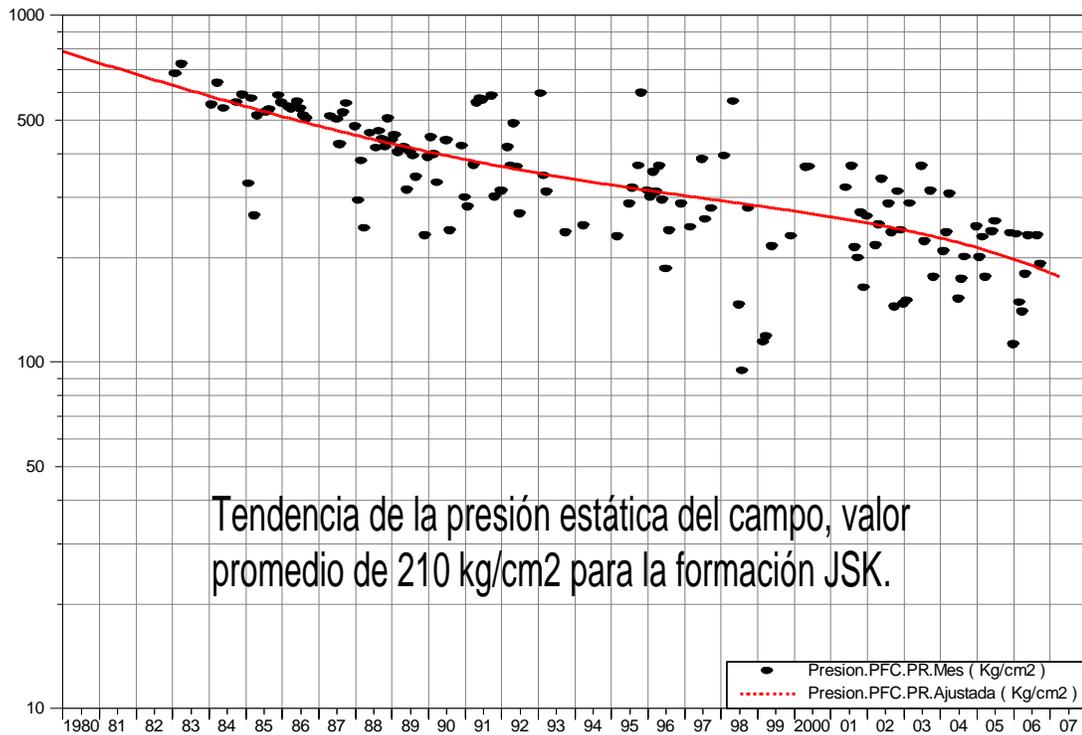
3.5.2 Aforos.

Tabla 3.11 Aforos.

Fecha	Estrang. (pg)	PTP (Kg/cm ²)	PLE (Kg/cm ²)	Gastos			RGA (m ³ /m ³)	Cont. H ₂ S (%Mol)	Cont. CO ₂ (%Mol)	Observaciones
				Aceite (bpd)	Gas (mmpcd)	Agua (bpd)				
25-Ene-2003	93/64"	5	4.5	1632	1.68	--	183	--	--	Est. de fondo ¾"
9-Oct-2003	93/64"	10	--	1625	1.55	--	170	--	--	Est. de fondo ¾"
Sep. Del 2007	93/64"	8.7-15.1	--	316	1.069	--	120	0.617	1.334	Est. de fondo ¾"



Producción acumulada de 354 MMBLS de aceite y 438 MMMPC de gas



3.6 Información de los intervalos a probar.

3.6.1 Características de la formación y de los fluidos esperados.

Tabla 3.12 Características de formación y fluidos esperados.

No.	Intervalo (m.d.b.m.r.)	Formación	Litología	Hidrocarburo	Producción (bpd/mmcpd)	Temperatura (°C)	Presión (psi)
1	5345-5365	JSK-6	Caliza 25% Dolomía 70%	aceite	--	150	3000

CO2 (ppm)	H2S (ppm)	Porosidad (%)	Permeabilidad (md)	Saturación de agua (%)
--	--	3.5	20	25

3.7 Diseño del aparejo de producción.

3.7.1 Distribución.

Tabla 3.13 Distribución.

Intervalo (m.d.b.m.r.)		Descripción	D.E. (pg)	Grado	Peso lb/pie	Junta	D.I. (pg)	Drift (pg)	Resist. Pres. Interna (psi)	Resist. Colap. (psi)	Resistencia Tensión (lbs)	
de	a										Tubo	Junta
5000	4999.8	Zapata Guía	2 7/8	--	6.4	Vamtop	2.441	2.347	--	--	--	145,000
4999.8	4953.3	5 Tramos de TP	2 7/8	N-80	6.4	Vamtop	2.441	2.347	10,570	11,170	145,000	145,000
4953.3	4944	1 Tramo de TP, c/orificio de 3/8"	2 7/8	N-80	6.4	Vamtop	2.441	2.347	10,570	11,170	145,000	145,000
4944	4539.4	N Tramos de TP	2 7/8	N-80	6.4	Vamtop	2.441	2.347	10,570	11,170	145,000	145,000
4539.4	4539.1	Comb. P) 2 7/8" x C) 3 1/2", Vamtop	3 1/2	--	9.2-6.4	Vamtop	2.441	2.347	--	--	--	145,000
4539.1	3069.7	N Tramos de TP	3 1/2	N-80	9.2	Vamtop	2.992	2.867	10,160	10,540	207,000	207,000
3069.7	3069.4	Comb. P) 3 1/2" x C) 4 1/2", Vamtop	4 1/2	--	12.6-9.2	Vamtop	2.992	2.867	--	--	--	207,000
3069.4	2399.8	N Tramos de TP	4 1/2	N-80	12.6	Vamtop	3.958	3.833	8,430	7,500	288,000	288,000
2399.8	19	N Tramos de TP	4 1/2	TRC-95	12.6	Vamtop	3.958	3.833	10,010	8,410	342,000	342,000
19	18.7	Comb. P) 4 1/2", Vamtop x C) 3 1/2", Mvam	4 1/2	--	12.7-12.6	Mvam-Vamtop	2.75	2.625	--	--	--	342,000
18.7	9.4	1 Tramo de TP	3 1/2	TRC-95	12.7	Mvam	2.75	2.625	17,810	18,180	350,000	350,000
9.4	9	Colg. Integ. 11" x 3 1/2"	11"	--	12.7	Mvam	2.75	2.625	--	--	--	350,000
9	0	E.M.R.	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

3.7.2 Presiones críticas durante los tratamientos programados.

Tabla 3.14 Presiones críticas durante tratamientos programados.

Descripción	Presión en el aparejo de producción (psi)		Gasto (bpm)	Observaciones
	Superficie	Fondo		
Prueba de Admisión	4500	Ph + Ps	2	Agua dulce
Inducción	0	0		Considerar aparejo vacío

3.8 Selección del empacador. (No Aplica)

Nota: El aparejo de producción irá franco a 5000 m, c/orificio de 3/8" a +- 4950 m para inyección de gas por el E.A.

3.8.1 Distribución del empacador y accesorios.

Tabla 3.15 Distribución del empacador y accesorios.

Sección (m)		Descripción	Conexión	D,E. (pg)	D.I. (pg)	Drift (pg)	Grado	Peso (lb/pie)
De	A							
5000	4999.8	Zapata Guía	Vamtop	2 7/8	2.441	2.347	--	6.4

3.8.2 Aprietes recomendados para el aparejo de producción y accesorios.

Tabla 3.16 Aprietes recomendados de aparejo de producción y accesorios.

Conexión	Mínimo (lbs-pie)	Optimo (lbs-pie)	Máximo (lbs-pie)
2 7/8", N-80, 6.4 Lb/ft, Vamtop	1670	1850	2030
3 1/2", N-80, 9.2 lb/ft, Vamtop	2610	2900	3190
4 1/2", N-80, 12.6 Lb/ft, Vamtop	4000	4440	4880
4 1/2", TRC-95, 12.6 Lb/ft, Vamtop	4340	4820	5300
3 1/2", TRC-95, 12.7 Lb/ft, Mvam	4430	4920	5410

3.9 Diseño de fluidos de la intervención.

Tabla 3.17 Diseño de fluidos de la intervención.

Tipo	Descripción	Densidad (gr/cm ³)	Volumen (m ³)	Observaciones
Agua	Agua dulce	1.0	300	Al inicio del control
Lodo	Bentonítico	1.02	300	Fluido de control
Gas	Nitrógeno	0.6	80000	Inducción de pozo

3.10 Diseño de disparos por intervalo.

Tabla 3.18 Diseño de disparos por intervalo.

Intervalo (m)	Tipo y diámetro de pistolas (pg)	Densidad cargas (c/m)	Fase (grados)	Penetración (pg)	Diámetro de orificio (pg)	Tipo explosivo	Temp. de trabajo (°C)	Técnica de disparo	Observ.
5345-5365	3.38	20	60				150	TCP	
5290-5315	3.38	20	60				150	TCP	

3.11 Tipo y diseño de estimulación y/o tratamiento.

Tipo Acida no acida.

Diseño.

Se definirá después de disparar el intervalo disparado.

3.12 Conexiones superficiales de control.

Tabla 3.19 Conexiones superficiales de control.

DESCRIPCIÓN GENERAL ÁRBOL PRODUCCIÓN	20 3/4" 3M x 13 5/8" 5M x 11" 10M x 3 1/16" 10M Para Tuberías: 20", 13 3/8", 9 5/8", 3 1/2"

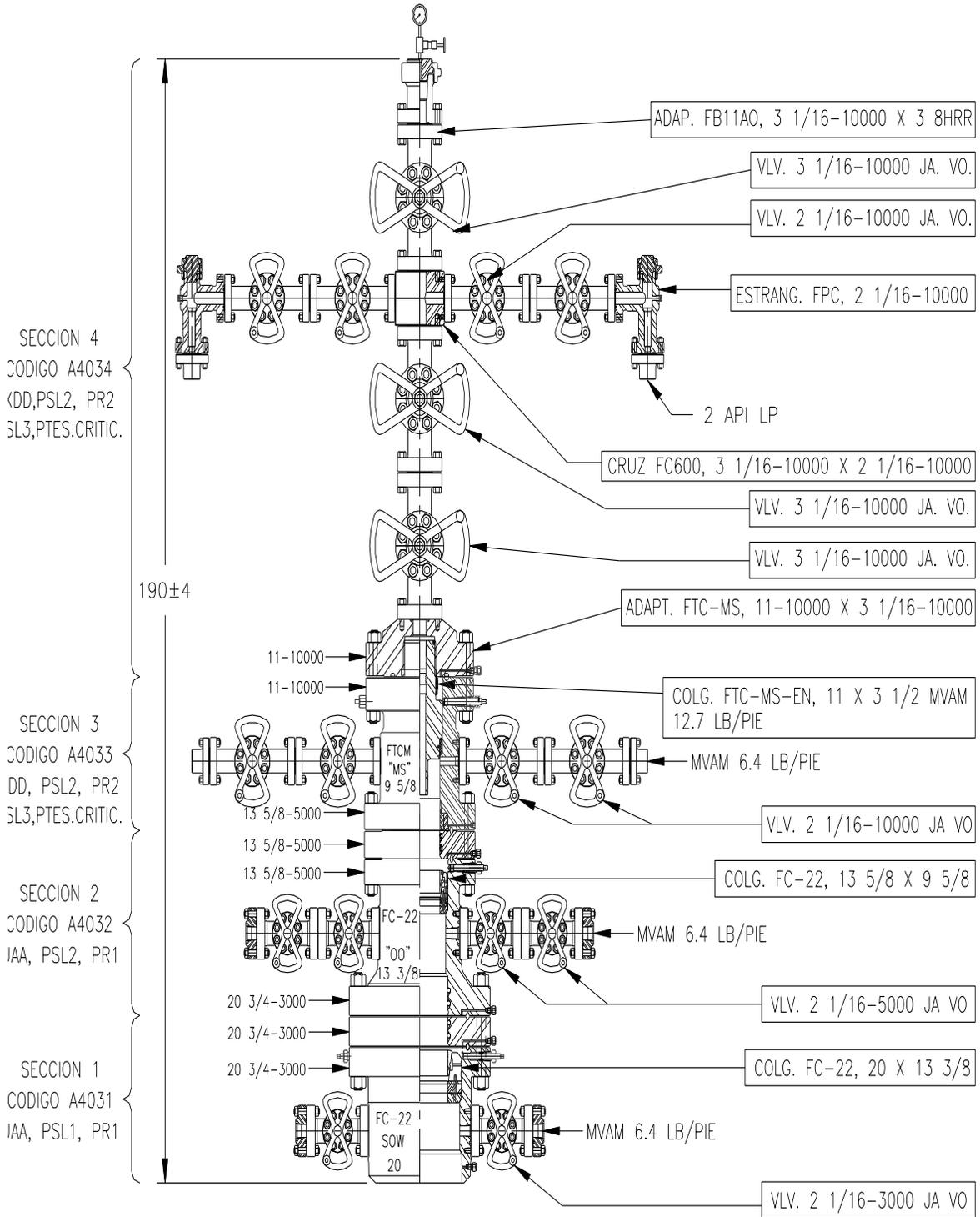
3.12.1 Distribución de cabezales y medio árbol.

Tabla 3.20 Distribución de cabezales y medio árbol.

Componente	Marca	Diámetro nominal y presión de trabajo (psi)	Especificaciones	Obs.
Cabezal soldable	FIP	20 3/4" 3M	UAA, PSL-1, PR-1	
Brida doble sello	FIP	20 3/4" 3M	UAA, PSL-1, PR-1	
Cabezal	FIP	20 3/4" 3M x 13 5/8" 5M	UAA, PSL-2, PR-1	
Cabezal de producción	FIP	13 5/8" 5M x 11" 10M	XDD, PSL-2/3, PR-2	

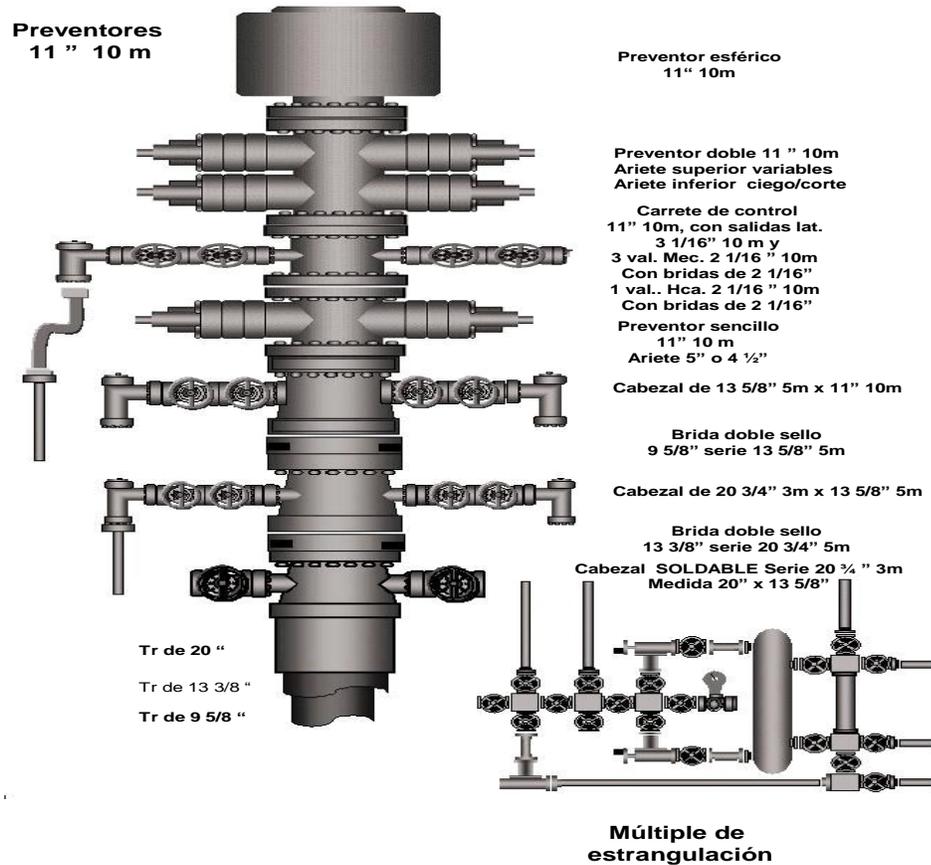
3.12.2 Diagrama del Árbol de Producción.

Figura 3.3 Diagrama del árbol de producción.



3.12.3 Arreglo de Preventores y Pruebas

Figura 3.4 Arreglo de preventores y pruebas



Esquemático. Usar los arreglos por etapa descritos en el manual de estandarización de CSC. (Utilizar esquemas del archivo electrónico del manual).

3.12.4 Presiones de Prueba.

Tabla 3.21 Presiones de Prueba.

Presión de prueba de preventores (psi)	Presión de prueba de líneas superficiales (psi)	Presión de prueba del Medio árbol (psi)
8000	8000	8000

Nota: Probar las CSC de acuerdo al procedimiento 223-21100-OP-211-0269, "Procedimiento para el diseño de las conexiones superficiales de control".

3.13 Programa de actividades y tiempos de intervención.

Tabla 3.22 Distribución de tiempos de la intervención.

No.	Descripción de la operación	Tiempo estim. (hrs.)	Tiempo Acum. (hrs.)	Tiempo Acum. (días)
1	<p>INSTALAR C.S.C. AL 100% Instalar y probar conexiones superficiales de control con 560 kg/cm². (Procedimientos Operativos núm. 223-21100-PO-411-091, 093, 156, 212, 101,)</p>	24	24	1
2	<p>CONTROL DEL POZO Registrar presiones en EA 13 3/8"-9 5/8", 9 5/8"-3 1/2" e interior de TP 3 1/2", abrir pozo y desfogar presiones a presa de quema. Bombear 90 m3 de agua dulce (libre de sólidos evitando tapar estrangulador de fondo) por TP (capacidad del pozo 128.5 m3). Nota: de observar succión suspender bombeo y observar pozo (Procedimientos Operativos núm. 223-21100-PO-411-102, 010,)</p>	24	48	2
3	<p>CAMBIO DE C.S.C. 1.Instalar válvula H 2.Eliminar 1/2 árbol de válvulas FIP 11" x 3 1/16" x 2 1/16" 10M 3.Instalar conjunto de Preventores 11" 10M y conexiones superficiales de control (Punto 13.3). 4.Eliminar válvula "H". Nota: Enviar 1/2 árbol a rehabilitación y/o mantenimiento cambio de bonete y con programa de regresarlo para reinstalación. (Procedimientos Operativos núm. 223-21100-PO-411-009, 091, 094, 095, 212, 222,)</p>	48	96	4
4	<p>RECUPERAR APAREJO DE PRODUCCIÓN Instalar tubo madrina a colgador de 11" x 3 1/2" tensionar sarta de 2 a 5 Ton sobre su peso (carrera de camisa de tensión) peso de la sarta en el aire 60.7 Ton, girar aparejo 12 vueltas a la derecha (para liberar ancla KC-22), soltar aparejo y sacar (Precaución no bajar a tocar nuevamente a empacador). Sacar TP de aparejo de producción tramo por tramo, colocando guarda rosca y estibando en cargadores. En caso de no ceder: Calibrar aparejo a 4525 m (Estrangulador de fondo). Efectuar corte térmico a 4523 m en TP 2 7/8" P-110 6.4 lb/pie. Sacar TXT a superficie, colocando guarda roscas y estivando en cargadores. Meter molino 5 7/8" bombeando baches de agua a 4523 m BP y sacar a superficie. Meter pescante BOS 5 7/8" con cuñas para TP 2 7/8" con TP 3 1/2" de trabajo a 4523 m operar a conectar y trabajar a recuperar pescado. (Procedimientos Operativos núm. 223-21100-PO-411-008, 011, 105, 159, 243, 024,)</p>	360	456	19
5	<p>PROBAR CABEZAL DE PRODUCCION Con probador de copas para TR 9 5/8" 53.5 lb/pie probar cabezal de producción 11" x 7 1/8" con 8000 psi. Instalar buje de desgaste. (Procedimientos Operativos num. 223-21100-PO-411-092, 094, 150, 212, 205,)</p>	12	468	19.5

No.	Descripción de la operación	Tiempo estim. (hrs.)	Tiempo Acum. (hrs.)	Tiempo Acum. (días)
6	<p>MOLER EMPACADOR</p> <p>Meter niple de aguja 2 3/8" con TP de trabajo con bombeo de agua dulce a 4550 m, bombear tapón por desplazamiento con geles, cemento y trazador radioactivo con diseño de SERAP y desplazando con agua nitrogenada. Esperar fraguado, depresionar nitrógeno a través de árbol de estrangulación a presa de quemar y llenar TP y EA con lodo bentonítico de 1.02 gr/cm³ (en caso de no llenarse TP repetir cementación), sacar TP a superficie.</p> <p>(Procedimientos Operativos núm. 223-21100-PO-411-102, 010, 206)</p>	120	588	24.5
7	<p>RECONOCER P.I</p> <p>Con molino de 5 7/8" reconocer a 4554.7 m (Empacador), moler empacador correr baches de limpieza necesarios, reconocer a 4562 m BL, circular y sacar a superficie. Meter molino de 4 1/8" circulando por etapas reconocer cima de cemento, circular y moler cemento (probando consistencia de cemento), reconocer a 5400 m circular y probar obturamiento con 35 Kg/cm². circular baches de limpieza necesarios y sacar a superficie.</p> <p>(Procedimientos Operativos núm. 223-21100-PO-411-159, 155, 107, 112)</p>	192	780	32.5
8	<p>ESCARIAR POZO</p> <p>Meter niple de aguja y cepillos para TR 7" 35 lb/pie y 5" 18 lb/pie a 5400 m y sacar a superficie con bombeo de lodo.</p> <p>(Procedimientos Operativos núm. 223-21100-PO-411-097,156, 159, 097, 109, 114,)</p>	24	804	33.5
9	<p>EFFECTUAR REGISTRO ESPECTROSCAN</p> <p>Con línea de acero efectuar registro de gradientes y espectros can de PI a 5300 m.</p> <p>(Procedimientos Operativos núm. 223-21100-PO-411-097,156, 159, 097, 109, 114,)</p>	24	828	34.5
10	<p>OBTURAR INTERVALOS ABIERTOS</p> <p>Meter retenedor de cemento 5" a 5400 m, anclar con rotación, peso y tensión, probar anclaje, efectuar prueba de admisión y cimentación forzada, sacar soldador a superficie.</p> <p>(Procedimientos Operativos núm. 223-21100-PO-411-097,156, 159, 210,)</p>	192	1020	42.5
11	<p>ESCARIAR POZO</p> <p>Meter niple de aguja y cepillo 5" 18 lb/pie a 5400 m, circular, desplazar lodo bentonítico por agua dulce filtrada a 25 NTU, colocar 20 m³ de solución Kcal al 3% y sacar a superficie.</p> <p>(Procedimientos Operativos núm. 223-21100-PO-411-097,156, 159, 097, 109, 114,)</p>	48	1068	44.5

No.	Descripción de la operación	Tiempo estim. (hrs.)	Tiempo Acum. (hrs.)	Tiempo Acum. (días)					
12	DISPARAR INTERVALOS PROGRAMADOS (JSK7).	72	1140	47.5					
	DISTRIBUCIÓN DEL APAREJO DE DISPARO								
	DESCRIPCION OD ID LONG DE A								
	Tapón Guía				3.38	N/A	0.26	5365.26	5365
	Cañón TCP 20 c/m, F-60° Cargas PJ-3406				3.38	N/A	20	5365	5345
	Espaciador de pistolas				3.38	N/A	5	5345	5340
	Cabeza de disparos				3.75	2.4	3.66	5340	5336.34
	Comb 2 3/8" x 2 7/8" 8 h.r.r.				4.5	2.4	0.51	5336.34	5335.83
	1 Tramo de TP 2 7/8" 8 h.r.r.				2.87	2.4	9.28	5335.83	5326.55
	Niple de Circulación				4	2.4	0.53	5326.55	5326.02
	3Tramos de TP 2 7/8" 8 h.r.r.				2.87	2.4	27.8	5326.02	5298.22
	Marca Radioactiva				3.75	2.4	3.1	5298.22	5295.12
	Comb. P) 2 7/8" 8 h.r.r. x C) 2 7/8" WT-26				4.5	2.4	0.45	5295.12	5294.67
	N TTP 2 7/8" WT-26				2.85	2.4	780	5294.67	4514.67
	Comb. P) 2 7/8" WT-26 x C) 3 1/2"				4.5	2.4	0.45	4514.67	4514.22
N TTP 3 1/2"	3.5	2.4	4509.72	4514.22	4.5				
2 tramos cortos de TP 3 1/2"	3.5	2.4	6.5	4.5	-2				
Armar aparejo de disparos como se describe:									
Recomendaciones a la introducción y disparo									
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Revisar que la tubería esté libre de cascarría para evitar problemas de taponamiento y falta de represionamiento para activar disparos. ✓ En seno de agua dulce meter aparejo a 5365 m, (con marca radioactiva). ✓ Instalar unidad de registros geofísicos y efectuar registro RG para ajuste de disparo correlacionando registro inductivo con marca radioactiva. ✓ Efectuar ajuste de disparos, instalar medio árbol de alijo y probar ✓ Instalar unidad de alta presión y líneas de inyección probar con 5000 psi. ✓ Efectuar junta de seguridad y ecología con personal involucrado ✓ Mediante represionamiento directo del orden de 3500 psi, posterior depresionar a 500 psi (presión testigo) efectuar disparo, esperar tiempo de activación de pistolas con pozo en observación. ✓ Circular homogenizando columnas y sacar aparejo a superficie. 									
Al sacar cañones en superficie tomar medidas extremas de seguridad si se hubiese duda de haberse detonado pistolas.									
Procedimiento Operativo num. 223-21100-PO-411-244, 150, 245, cia serv.).									

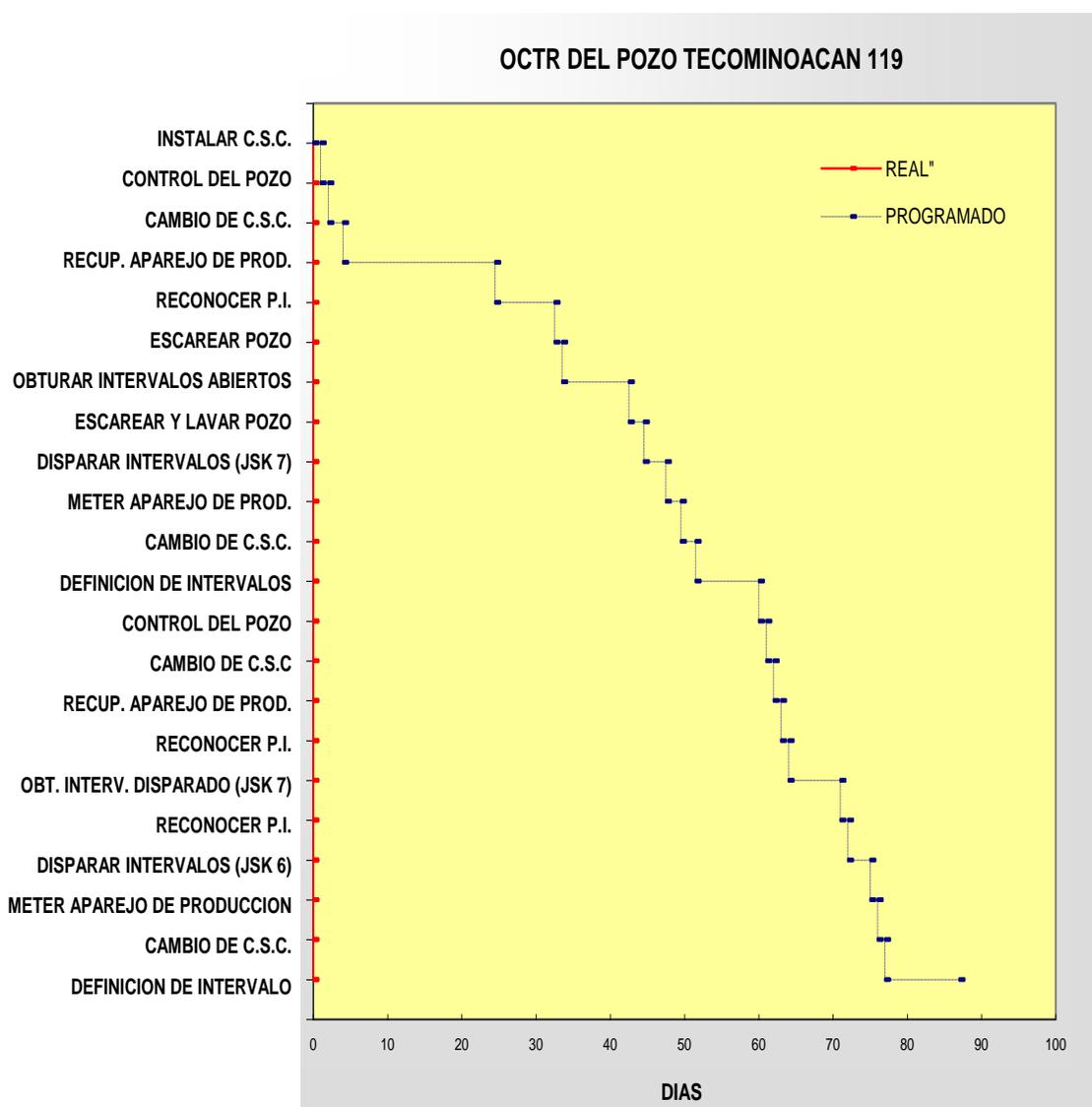
No.	Descripción de la operación	Tiempo estim. (hrs.)	Tiempo Acum. (hrs.)	Tiempo Acum. (días)			
13	DISTRIBUCION DEL APAREJO DE PRODUCCION						
	DESCRIPCION	OD (in)	ID (in)	DRIFF (in)	Long. (m)	PROF. (m)	
						DE	A
	Zapata Guía	2 7/8	2.441	2.347	0.2	5000	4999.8
	5 TTP 2 7/8", N-80, 6.4 lb/ft, Vtop	2 7/8	2.441	2.347	46.5	4999.8	4953.3
	1 TTP 2 7/8", N-80, 6.4 lb/ft, Vtop, c/orificio	2 7/8	2.441	2.347	9.3	4953.3	4944
	N TTP 2 7/8", N-80, 6.4 lb/ft, Vtop	2 7/8	2.441	2.347	404.6	4944	4539.4
	Comb. P) 2 7/8", x C) 3 1/2", Vtop	3 1/2	2.441	2.347	0.3	4539.4	4539.1
	N TTP 3 1/2", N-80, 9.2 lb/ft, Vtop	3 1/2	2.992	2.867	1469.4	4539.1	3069.7
	Comb. P) 3 1/2", 9.2 lb/ft, x C) 4 1/2", 12.6 lb/ft, Vtop	4 1/2	2.992	2.867	0.3	3069.7	3069.4
	N TTP 4 1/2", N-80, 12.6 lb/ft, Vtop	4 1/2	3.958	3.833	669.6	3069.4	2399.8
	N TTP 4 1/2", TRC-95, 12.6 Lb/ft, Vtop	4 1/2	3.958	3.833	2380.8	2399.8	19
	Comb. P) 4 1/2", Vtop x C) 3 1/2", Mvam	4 1/2	2.75	2.625	0.3	19	18.7
	1 TTP 3 1/2", TRC-95, 12.7 lb/ft, Mvam	3 1/2	2.75	2.625	9.3	18.7	9.4
Colg. Integ. 11" x 3 1/2", 12.7 lb/ft, Mvam	11			0.4	9.4	9	
E.M.R.				9	9	0	
	METER APAREJO DE PRODUCCIÓN						
	Meter aparejo de producción TxT como se describe: Consideraciones durante la Introducción :						
	a. Poner grasa a piñón y no a la caja						
	b. Dar apriete optimo recomendado.						
	c. Sentar colgador en su nido y apretar yugos.						
	(Procedimientos Operativos núm. 223-21100-PO-411-159,)						
14	CAMBIO DE C.S.C. Instalar válvula "H" Desmantelar BOP'S de 11" 10M Instalar 1/2 árbol de producción de 11" x 3 1/16" X 2 1/16" 10 M. y L.S.C. Realizar prueba hidrostáticas al 1/2 árbol y L.S.C. con 8000 psi (Procedimientos Operativos núm. 223-21100-PO-411-097,156, 097)	48	1236	51.5			
15	AFORAR POZO <ul style="list-style-type: none"> Meter TF 1 1/2" con bombeo de N2 a 5350 m, inducir pozo. Evaluar intervalo con registro presión temperatura Con ULA tomar RPFC muestras y en caso de alta relación de agua salada pasar al punto. Evaluar el intervalo disparado. (Procedimientos Operativos núm. 223-21100-PO-411-010, 114, 219)	204	1440	60			
16	CONTROLAR POZO Regresando fluidos a formación Bombear por TP y EA 90 m3 de agua dulce observar y colocar válvula H. (Procedimientos Operativos núm. 223-21100-PO-411-102, 010,)	24	1464	61			

No.	Descripción de la operación	Tiempo estim. (hrs.)	Tiempo Acum. (hrs.)	Tiempo Acum. (días)																																																																																										
17	<p>CAMBIO DE C.S.C.</p> <p>5.Instalar válvula H 6.Eliminar ½ árbol de válvulas FIP 11" x 3 1/16" x 2 1/16" 10M 7.Instalar conjunto de Preventores 11" 10M y conexiones superficiales de control (Punto 13.3). 8.Eliminar válvula "H".</p> <p>Nota: Enviar ½ árbol a rehabilitación y/o mantenimiento cambio de bonete y con programa de regresarlo para reinstalación. (Procedimientos Operativos núm. 223-21100-PO-411-009, 091, 094, 095, 212, 222,)</p>	24	1488	62																																																																																										
18	<p>RECUPERAR APAREJO DE PRODUCCION</p> <p>Aflojar yugos de colgador y sacara aparejo de producción a superficie procurando estivar la mayor longitud en peines del equipo. (Procedimientos Operativos núm. 223-21100-PO-411-008, 011, 105, 159, 243, 024,)</p>	24	1512	63																																																																																										
19	<p>RECONCER PI Y ESCARIARA POZO</p> <p>Meter molino 5 7/8" con cepillo para TR 5" 18 lb/pie a 5330 m circular colocar 10 m3 de solución KCl al 3% y sacar a superficie (Procedimientos Operativos núm. 223-21100-PO-411-097,156, 159, 097, 109, 114,)</p>	24	1536	64																																																																																										
20	<p>OBTURAR INTERVALO JSK 7</p> <p>Armar y meter retenedor de cemento 5" 18 lb/pie con marca radioactiva a 5330 m. Con unidad de registros geofísicos tomar registro RG-CCL para ajustar profundidad de anclaje de retenedor de cemento a 5330 m. Anclar retenedor con 15 vueltas, tensión y peso de 12 Ton. Efectuar prueba de admisión y cementación forzada para abandono de intervalo con geles y cemento (Diseño de SERAP). Sacar stinger a superficie. (Procedimientos Operativos núm. 223-21100-PO-411-008, 011, 105, 159, 243, 024,)</p>	168	1704	71																																																																																										
21	<p>RECONCER PI Y ESCARIARA POZO</p> <p>Meter molino 5 7/8" con cepillo para TR 5" 18 lb/pie a 5330 m circular colocar 10 m3 de solución KCl al 3% y sacar a superficie (Procedimientos Operativos núm. 223-21100-PO-411-097,156, 159, 097, 109, 114,)</p>	24	1728	72																																																																																										
22	<p>Disparar Intervalos Programados (JSK 6).</p> <p>Armar aparejo de disparos como se describe:</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>DESCRIPCION</th> <th>OD</th> <th>ID</th> <th>LONG</th> <th>DE</th> <th>A</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Tapón Guía</td> <td>3.4</td> <td>N/A</td> <td>0.26</td> <td>5315.3</td> <td>5315</td> </tr> <tr> <td>Cañón TCP 20 c/m, F-60° Cargas PJ3406</td> <td>3.4</td> <td>N/A</td> <td>25</td> <td>5315</td> <td>5290</td> </tr> <tr> <td>Espaciador de pistolas</td> <td>3.4</td> <td>N/A</td> <td>5</td> <td>5290</td> <td>5285</td> </tr> <tr> <td>Cabeza de disparos</td> <td>3.8</td> <td>2</td> <td>3.66</td> <td>5285</td> <td>5281.3</td> </tr> <tr> <td>Comb 2 3/8" x 2 7/8" 8 h.r.r.</td> <td>4.5</td> <td>2</td> <td>0.51</td> <td>5281.3</td> <td>5280.8</td> </tr> <tr> <td>1 Tramo de TP 2 7/8" 8 h.r.r.</td> <td>2.9</td> <td>2</td> <td>9.28</td> <td>5280.8</td> <td>5271.6</td> </tr> <tr> <td>Niple de Circulación</td> <td>4</td> <td>2</td> <td>0.53</td> <td>5271.6</td> <td>5271</td> </tr> <tr> <td>3Tramos de TP 2 7/8" 8 h.r.r.</td> <td>2.9</td> <td>2</td> <td>27.8</td> <td>5271</td> <td>5243.2</td> </tr> <tr> <td>Marca Radioactiva</td> <td>3.8</td> <td>2</td> <td>3.1</td> <td>5243.2</td> <td>5240.1</td> </tr> <tr> <td>Comb. P) 2 7/8" 8 h.r.r. x C) 2 7/8" WT-26</td> <td>4.5</td> <td>2</td> <td>0.45</td> <td>5240.1</td> <td>5239.7</td> </tr> <tr> <td>N TTP 2 7/8" WT-26</td> <td>2.9</td> <td>2</td> <td>780</td> <td>5239.7</td> <td>4459.7</td> </tr> <tr> <td>Comb. P) 2 7/8" WT-26 x C) 3 ½"</td> <td>4.5</td> <td>2</td> <td>0.45</td> <td>4459.7</td> <td>4459.2</td> </tr> <tr> <td>N TTP 3 ½"</td> <td>3.5</td> <td>2</td> <td>4453.7</td> <td>4459.2</td> <td>5.5</td> </tr> <tr> <td>2 tramos cortos de TP 3 ½"</td> <td>3.5</td> <td>2</td> <td>6.5</td> <td>5.5</td> <td>-1</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;">Recomendaciones a la inducción y disparo.</p> <p>✓ Revisar que la tubería esté libre de cascarria para evitar problemas de taponamiento y falta de represionamiento para activar disparos.</p>	DESCRIPCION	OD	ID	LONG	DE	A	Tapón Guía	3.4	N/A	0.26	5315.3	5315	Cañón TCP 20 c/m, F-60° Cargas PJ3406	3.4	N/A	25	5315	5290	Espaciador de pistolas	3.4	N/A	5	5290	5285	Cabeza de disparos	3.8	2	3.66	5285	5281.3	Comb 2 3/8" x 2 7/8" 8 h.r.r.	4.5	2	0.51	5281.3	5280.8	1 Tramo de TP 2 7/8" 8 h.r.r.	2.9	2	9.28	5280.8	5271.6	Niple de Circulación	4	2	0.53	5271.6	5271	3Tramos de TP 2 7/8" 8 h.r.r.	2.9	2	27.8	5271	5243.2	Marca Radioactiva	3.8	2	3.1	5243.2	5240.1	Comb. P) 2 7/8" 8 h.r.r. x C) 2 7/8" WT-26	4.5	2	0.45	5240.1	5239.7	N TTP 2 7/8" WT-26	2.9	2	780	5239.7	4459.7	Comb. P) 2 7/8" WT-26 x C) 3 ½"	4.5	2	0.45	4459.7	4459.2	N TTP 3 ½"	3.5	2	4453.7	4459.2	5.5	2 tramos cortos de TP 3 ½"	3.5	2	6.5	5.5	-1	72	1800	75
DESCRIPCION	OD	ID	LONG	DE	A																																																																																									
Tapón Guía	3.4	N/A	0.26	5315.3	5315																																																																																									
Cañón TCP 20 c/m, F-60° Cargas PJ3406	3.4	N/A	25	5315	5290																																																																																									
Espaciador de pistolas	3.4	N/A	5	5290	5285																																																																																									
Cabeza de disparos	3.8	2	3.66	5285	5281.3																																																																																									
Comb 2 3/8" x 2 7/8" 8 h.r.r.	4.5	2	0.51	5281.3	5280.8																																																																																									
1 Tramo de TP 2 7/8" 8 h.r.r.	2.9	2	9.28	5280.8	5271.6																																																																																									
Niple de Circulación	4	2	0.53	5271.6	5271																																																																																									
3Tramos de TP 2 7/8" 8 h.r.r.	2.9	2	27.8	5271	5243.2																																																																																									
Marca Radioactiva	3.8	2	3.1	5243.2	5240.1																																																																																									
Comb. P) 2 7/8" 8 h.r.r. x C) 2 7/8" WT-26	4.5	2	0.45	5240.1	5239.7																																																																																									
N TTP 2 7/8" WT-26	2.9	2	780	5239.7	4459.7																																																																																									
Comb. P) 2 7/8" WT-26 x C) 3 ½"	4.5	2	0.45	4459.7	4459.2																																																																																									
N TTP 3 ½"	3.5	2	4453.7	4459.2	5.5																																																																																									
2 tramos cortos de TP 3 ½"	3.5	2	6.5	5.5	-1																																																																																									

No.	Descripción de la operación	Tiempo estim. (hrs.)	Tiempo Acum. (hrs.)	Tiempo Acum. (días)																																																																																																											
	<ul style="list-style-type: none"> ✓ En seno de agua dulce meter aparejo a 5315 m, (con marca radioactiva). ✓ Instalar unidad de registros geofísicos y efectuar registro RG para ajuste de disparo correlacionando registro inductivo con marca radioactiva. ✓ Efectuar ajuste de disparos, instalar medio árbol de alijo y probar con 10000 psi. ✓ Instalar unidad de alta presión y líneas de inyección probar con 5000 psi. ✓ Efectuar junta de seguridad y ecología con personal involucrado ✓ Mediante represionamiento directo del orden de 3500 psi, posterior depresionar a 500 psi (presión testigo) efectuar disparo, esperar tiempo de activación de pistolas con pozo en observación. ✓ Circular homogenizando columnas y sacar aparejo a superficie. 																																																																																																														
	<p>Meter Aparejo de producción Meter aparejo de producción TxT como se describe:</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="7" style="text-align: center;">DISTRIBUCION DEL APAREJO DE PRODUCCION</th> </tr> <tr> <th rowspan="2" style="text-align: center;">DESCRIPCION</th> <th rowspan="2" style="text-align: center;">OD (in)</th> <th rowspan="2" style="text-align: center;">ID (in)</th> <th rowspan="2" style="text-align: center;">DRIFF (in)</th> <th rowspan="2" style="text-align: center;">Long. (m)</th> <th colspan="2" style="text-align: center;">PROF. (m)</th> </tr> <tr> <th style="text-align: center;">DE</th> <th style="text-align: center;">A</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Zapata Guía</td> <td style="text-align: center;">2 7/8</td> <td style="text-align: center;">2.441</td> <td style="text-align: center;">2.347</td> <td style="text-align: center;">0.2</td> <td style="text-align: center;">5000</td> <td style="text-align: center;">4999.8</td> </tr> <tr> <td>5 TTP 2 7/8", N-80, 6.4 lb/ft, Vtop</td> <td style="text-align: center;">2 7/8</td> <td style="text-align: center;">2.441</td> <td style="text-align: center;">2.347</td> <td style="text-align: center;">46.5</td> <td style="text-align: center;">4999.8</td> <td style="text-align: center;">4953.3</td> </tr> <tr> <td>1 TTP 2 7/8", N-80, 6.4 lb/ft, Vtop, c/orificio</td> <td style="text-align: center;">2 7/8</td> <td style="text-align: center;">2.441</td> <td style="text-align: center;">2.347</td> <td style="text-align: center;">9.3</td> <td style="text-align: center;">4953.3</td> <td style="text-align: center;">4944</td> </tr> <tr> <td>N TTP 2 7/8", N-80, 6.4 lb/ft, Vtop</td> <td style="text-align: center;">2 7/8</td> <td style="text-align: center;">2.441</td> <td style="text-align: center;">2.347</td> <td style="text-align: center;">404.6</td> <td style="text-align: center;">4944</td> <td style="text-align: center;">4539.4</td> </tr> <tr> <td>Comb. P) 2 7/8", x C) 3 1/2", 9.2 lb/ft, Vtop</td> <td style="text-align: center;">3 1/2</td> <td style="text-align: center;">2.441</td> <td style="text-align: center;">2.347</td> <td style="text-align: center;">0.3</td> <td style="text-align: center;">4539.4</td> <td style="text-align: center;">4539.1</td> </tr> <tr> <td>N TTP 3 1/2", N-80, 9.2 lb/ft, Vtop</td> <td style="text-align: center;">3 1/2</td> <td style="text-align: center;">2.992</td> <td style="text-align: center;">2.867</td> <td style="text-align: center;">1469.4</td> <td style="text-align: center;">4539.1</td> <td style="text-align: center;">3069.7</td> </tr> <tr> <td>Comb. P) 3 1/2", 9.2 lb/ft, x C) 4 1/2", 12.6 lb/ft, Vtop</td> <td style="text-align: center;">4 1/2</td> <td style="text-align: center;">2.992</td> <td style="text-align: center;">2.867</td> <td style="text-align: center;">0.3</td> <td style="text-align: center;">3069.7</td> <td style="text-align: center;">3069.4</td> </tr> <tr> <td>N TTP 4 1/2", N-80, 12.6 lb/ft, Vtop</td> <td style="text-align: center;">4 1/2</td> <td style="text-align: center;">3.958</td> <td style="text-align: center;">3.833</td> <td style="text-align: center;">669.6</td> <td style="text-align: center;">3069.4</td> <td style="text-align: center;">2399.8</td> </tr> <tr> <td>N TTP 4 1/2", TRC-95, 12.6 Lb/ft, Vtop</td> <td style="text-align: center;">4 1/2</td> <td style="text-align: center;">3.958</td> <td style="text-align: center;">3.833</td> <td style="text-align: center;">2380.8</td> <td style="text-align: center;">2399.8</td> <td style="text-align: center;">19</td> </tr> <tr> <td>Comb. P) 4 1/2", Vtop x C) 3 1/2", Mvam</td> <td style="text-align: center;">4 1/2</td> <td style="text-align: center;">2.75</td> <td style="text-align: center;">2.625</td> <td style="text-align: center;">0.3</td> <td style="text-align: center;">19</td> <td style="text-align: center;">18.7</td> </tr> <tr> <td>1 TTP 3 1/2", TRC-95, 12.7 lb/ft, Mvam</td> <td style="text-align: center;">3 1/2</td> <td style="text-align: center;">2.75</td> <td style="text-align: center;">2.625</td> <td style="text-align: center;">9.3</td> <td style="text-align: center;">18.7</td> <td style="text-align: center;">9.4</td> </tr> <tr> <td>Colg. Integ. 11" x 3 1/2", 12.7 lb/ft, Mvam</td> <td style="text-align: center;">11</td> <td></td> <td></td> <td style="text-align: center;">0.4</td> <td style="text-align: center;">9.4</td> <td style="text-align: center;">9</td> </tr> <tr> <td>E.M.R.</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td style="text-align: center;">9</td> <td style="text-align: center;">9</td> <td style="text-align: center;">0</td> </tr> </tbody> </table> <p>(Procedimientos Operativos num. 223-21100-PO-411-159,)</p>	DISTRIBUCION DEL APAREJO DE PRODUCCION							DESCRIPCION	OD (in)	ID (in)	DRIFF (in)	Long. (m)	PROF. (m)		DE	A	Zapata Guía	2 7/8	2.441	2.347	0.2	5000	4999.8	5 TTP 2 7/8", N-80, 6.4 lb/ft, Vtop	2 7/8	2.441	2.347	46.5	4999.8	4953.3	1 TTP 2 7/8", N-80, 6.4 lb/ft, Vtop, c/orificio	2 7/8	2.441	2.347	9.3	4953.3	4944	N TTP 2 7/8", N-80, 6.4 lb/ft, Vtop	2 7/8	2.441	2.347	404.6	4944	4539.4	Comb. P) 2 7/8", x C) 3 1/2", 9.2 lb/ft, Vtop	3 1/2	2.441	2.347	0.3	4539.4	4539.1	N TTP 3 1/2", N-80, 9.2 lb/ft, Vtop	3 1/2	2.992	2.867	1469.4	4539.1	3069.7	Comb. P) 3 1/2", 9.2 lb/ft, x C) 4 1/2", 12.6 lb/ft, Vtop	4 1/2	2.992	2.867	0.3	3069.7	3069.4	N TTP 4 1/2", N-80, 12.6 lb/ft, Vtop	4 1/2	3.958	3.833	669.6	3069.4	2399.8	N TTP 4 1/2", TRC-95, 12.6 Lb/ft, Vtop	4 1/2	3.958	3.833	2380.8	2399.8	19	Comb. P) 4 1/2", Vtop x C) 3 1/2", Mvam	4 1/2	2.75	2.625	0.3	19	18.7	1 TTP 3 1/2", TRC-95, 12.7 lb/ft, Mvam	3 1/2	2.75	2.625	9.3	18.7	9.4	Colg. Integ. 11" x 3 1/2", 12.7 lb/ft, Mvam	11			0.4	9.4	9	E.M.R.				9	9	0	24	1824	76
DISTRIBUCION DEL APAREJO DE PRODUCCION																																																																																																															
DESCRIPCION	OD (in)	ID (in)	DRIFF (in)	Long. (m)	PROF. (m)																																																																																																										
					DE	A																																																																																																									
Zapata Guía	2 7/8	2.441	2.347	0.2	5000	4999.8																																																																																																									
5 TTP 2 7/8", N-80, 6.4 lb/ft, Vtop	2 7/8	2.441	2.347	46.5	4999.8	4953.3																																																																																																									
1 TTP 2 7/8", N-80, 6.4 lb/ft, Vtop, c/orificio	2 7/8	2.441	2.347	9.3	4953.3	4944																																																																																																									
N TTP 2 7/8", N-80, 6.4 lb/ft, Vtop	2 7/8	2.441	2.347	404.6	4944	4539.4																																																																																																									
Comb. P) 2 7/8", x C) 3 1/2", 9.2 lb/ft, Vtop	3 1/2	2.441	2.347	0.3	4539.4	4539.1																																																																																																									
N TTP 3 1/2", N-80, 9.2 lb/ft, Vtop	3 1/2	2.992	2.867	1469.4	4539.1	3069.7																																																																																																									
Comb. P) 3 1/2", 9.2 lb/ft, x C) 4 1/2", 12.6 lb/ft, Vtop	4 1/2	2.992	2.867	0.3	3069.7	3069.4																																																																																																									
N TTP 4 1/2", N-80, 12.6 lb/ft, Vtop	4 1/2	3.958	3.833	669.6	3069.4	2399.8																																																																																																									
N TTP 4 1/2", TRC-95, 12.6 Lb/ft, Vtop	4 1/2	3.958	3.833	2380.8	2399.8	19																																																																																																									
Comb. P) 4 1/2", Vtop x C) 3 1/2", Mvam	4 1/2	2.75	2.625	0.3	19	18.7																																																																																																									
1 TTP 3 1/2", TRC-95, 12.7 lb/ft, Mvam	3 1/2	2.75	2.625	9.3	18.7	9.4																																																																																																									
Colg. Integ. 11" x 3 1/2", 12.7 lb/ft, Mvam	11			0.4	9.4	9																																																																																																									
E.M.R.				9	9	0																																																																																																									
24	<p>Cambio de C.S.C. Instalar válvula "H".Desmantelar BOP'S de 11" 10M. Instalar 1/2 árbol de producción de 11" x 3 1/16" X 2 1/16" 10 M. y L.S.C. Realizar prueba hidrostática al 1/2 árbol y L.S.C. con 8000 psi (Procedimientos Operativos núm. 223-21100-PO-411-097,156, 097)</p>	24	1848	77																																																																																																											
25	<p>AFORAR POZO</p> <ul style="list-style-type: none"> • Meter TF 1 1/2" con bombeo de N2 a 5350 m, inducir pozo. • Evaluar intervalo con registro presión temperatura • Evaluar el intervalo disparado. <p>(Procedimientos Operativos núm. 223-21100-PO-411-010, 114, 219)</p>	120	1968	82																																																																																																											
26	<p>ESTIMULACION Efectuar estimulación de limpia.</p>	120	2088	87																																																																																																											

No.	Descripción de la operación	Tiempo estim. (hrs.)	Tiempo Acum. (hrs.)	Tiempo Acum. (días)
	<ul style="list-style-type: none"> En caso de no manifestar, con TF y agua PH 11 bajara desplazar productos de reacción y N2 inducir pozo. Con ULA tomar RPFC muestras y definir. (Procedimiento Operativo núm. 223-21100-PO-411-213, 218).			

Gráfica 3.1 Tiempos programados (OCTR) del pozo



3.14 Estado mecánico programado.

ESTADO MECANICO PROGRAMADO

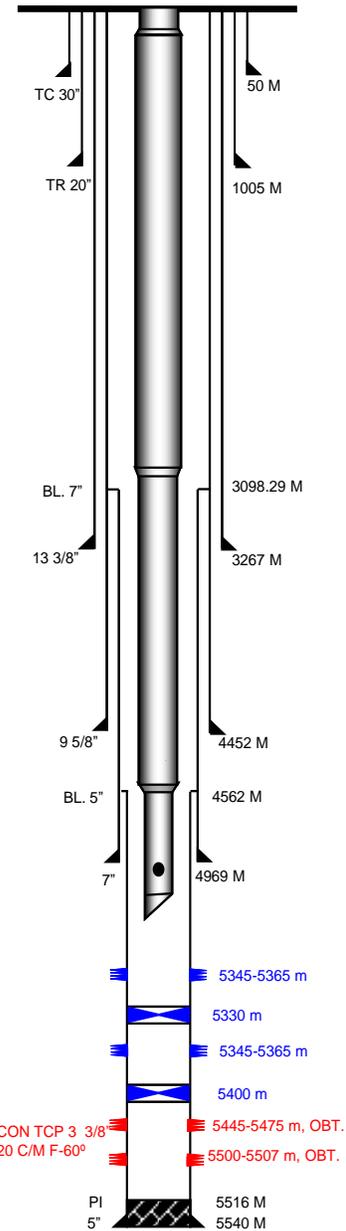
OBJETIVO	
OBTURAR INTERVALOS 5500-5507 Y 5445-5475 M. (JSK7) MEDIANTE CEMENTACIÓN FORZADA. DISPARAR EL INTERVALO 5345-5365 M. (JSK7) CON PISTOLAS DE ALTA PENETRACIÓN E INDUCIR POZO, EN CASO DE RESULTAR INVADIDO POR AGUA SALADA. OBTURAR INTERVALO Y DISPARAR 5290-5315 M. (JSK6)	

FORMACION	PVV (m.v.b.m.r)	PVD (m.v.b.m.r)	DISTRIBUCION DE TR's		
			Prof. (m)	D.E. Grado, Rosca	Peso (lb/ft)
CONC. SUP.	1838	1838	0-1005	20", K-55, BCN	94
CONSEP. INF.	1935	1935	0-956.46	13 3/8", N-80, BCN	77
ENCANTO	2175	2175	956.46-3267	13 3/8", P-110, BCN	77
MIOC. INF.	2380	2380	0-1753.31	9 5/8", TRC-95, VFJL	53.5
DEPOSITO	2446	2446	1753.31-2776.90	9 5/8", P-110, VFJL	53.5
OLIG.	3096	3096	2776.90-4452	9 5/8", TAC-140, VFJL	53.5
PAL.	4160	4160	3098.29-4969	7", TAC-140, HD-SLX	35
KSM	4281	4281	4568-5540	5", TAC-140, VFJL	18
KSS	4423	4423			
KSAN	4490	4490			
KI	4499	4499			
JST1	4513	4513			
JST2	4580	4580			
JST3	4635	4635			
JST4	4723	4723			
JSK5	4936	4936			
JSK6	5114	5114			
JSK7	5378	5378			
FI	5525	5525			
PT	5565	5565			

FLUIDOS EMPLEADOS EN LA PERFORACION		
Intervalo (m)	Tipo de Lodo	Dens. (gr/cc)
0-50	Bentonítico	1.06
50-1005	Bentonítico	1.10-1.28
1005-3271	Calcico	1.35-1.57
3271-4452	E.I.	1.85-1.90
4452-4969	Polimérico	1.15-1.21
4969-5553	FAPX	0.86-0.89

INTERV (m)	FORM	PISTOLAS	RESULTADOS	ESTADO ACTUAL
5445-5475	JSK7	TCP 3 3/8" 20 c/m F-60°	PRODUCTOR	ABIERTO
5500-5507	JSK7	TCP 3 3/8" 20 c/m F-60°	PRODUCTOR	ABIERTO
5345-5365	JSK7	TCP 3 3/8" 20 c/m F-60°	PROGRAMA	
5290-5315	JSK6	TCP 3 3/8" 20 c/m F-60°	PROGRAMA	

DISTRIBUCION DEL APAREJO DE PRODUCCION						
DESCRIPCION	OD (in)	ID (in)	DRIFF (in)	Long. (m)	PROF. (m)	
					DE	A
Zapata Guia	2 7/8	2.441	2.347	0.2	5000	4999.8
5 TTP 2 7/8", N-80, 6.4 Lb/ft, Vamtop	2 7/8	2.441	2.347	46.5	4999.8	4953.3
1 TTP 2 7/8", N-80, 6.4 Lb/ft, Vamtop, c/orificio de 3/8"	2 7/8	2.441	2.347	9.3	4953.3	4944
N TTP 2 7/8", N-80, 6.4 Lb/ft, Vamtop	2 7/8	2.441	2.347	404.6	4944	4539.4
Comb. Pj 2 7/8", 6.4 Lb/ft, Vamtop x Cj 3 1/2", 9.2 Lb/ft, Vamtop	3 1/2	2.441	2.347	0.3	4539.4	4539.1
N TTP 3 1/2", N-80, 9.2 Lb/ft, Vamtop	3 1/2	2.992	2.867	1469.4	4539.1	3069.7
Comb. Pj 3 1/2", 9.2 Lb/ft, Vamtop x Cj 4 1/2", 12.6 Lb/Ft, Vamtop	4 1/2	2.992	2.867	0.3	3069.7	3069.4
N TTP 4 1/2", N-80, 12.6 Lb/ft, Vamtop	4 1/2	3.958	3.833	669.6	3069.4	2399.8
N TTP 4 1/2", TRC-95, 12.6 Lb/ft, Vamtop	4 1/2	3.958	3.833	2380.8	2399.8	19
Comb. Pj 4 1/2", 12.6 Lb/ft, Vamtop x Cj 3 1/2", 12.7 Lb/ft, Mvam	4 1/2	2.75	2.625	0.3	19	18.7
1 TTP 3 1/2", TRC-95, 12.7 Lb/ft, Mvam	3 1/2	2.75	2.625	9.3	18.7	9.4
Colgador Integral 11" x 3 1/2", 12.7 Lb/ft, Mvam	11			0.4	9.4	9



FECHAS	INICIO	TERMINO	DIAS
PERFORACION	20-Oct-96	19-May-97	212
TERMINACIÓN	20-May-97	13-Jun-97	25
RMA 1			

3.15 Requerimiento de equipos, materiales y servicios.

Equipos.

Tabla 3.23 Equipos.

Descripción	Observaciones
Equipo 528 Cía. IPC	Meter y sacar tubería con seguridad
Unidad de alta presión	Bombes diversos estimulación cementaciones
Unidad de cable	Disparos, registros
Auto tanques Pipas	Transporte de fluidos de control, Diésel, residuos, agua
Tubería flexible	Inducción y limpieza de pozos
Unidades de pruebas	Prueba de líneas y conexiones superficiales de control
Línea acerada	Registros de presión de fondo, calibraciones de aparejo
Unidad inyectora de nitrógeno	Bombeo de nitrógeno par inducción
Grúa	Movimiento de herramientas en localización

Materiales y Servicios.

Tabla 3.24 Materiales y Servicios.

Cant.	U.M.	Descripción	Responsable	Observaciones
300	M3	AGUA DULCE INDUSTRIAL	UPMP	OPERACION
3	SERV	Unidad de prueba C.S.C	UOPMP	OPERACION
3	Serv	Apriete con llave hidroneumática	UPMP	OPERACION
2	Serv	Prueba de cabezal de producción	UPMP	OPERACION
2	Serv	Servicios de pesca empacador BAKER	UOPMP	Sección Diseño
300	M3	Lodo bentonitico de 1.02 gr/cm3	UPMP	OPERACION
500	m	TP 2 7/8" N-80 6.5 lb/pie MVAM	UOPMP	Sección Diseño
1500	m	TP 3 1/2" N-80 9.2 lb/pie MVAM	UOPMP	Sección Diseño
3	Pza.	Combinaciones	UOPMP	Sección Diseño
680	m	TP 4 1/2" N-80 12.6 lb/pie Vtop	UOPMP	Sección Diseño
2400	m	TP 4 1/2" TRC-95 12.6 lb/pie Vtop	UOPMP	Sección Diseño
20	m	TP 3 1/2" TRC-95 12.7 lb/pie Mvam	UOPMP	Sección Diseño
800	Mil m3	Nitrogénase para induction	UOPMP	SERAP
3	Serv	Prueba de conexiones y cabezal	UOPMP	SERAP
3	Serv	Bombes con UAP	UOPMP	SERAP
1	Serv	Acondicionamiento de medio árbol	UOPMP	SERAP
1	Serv	Corte químico a 3186 m	UOPMP	SERAP
2	Serv	Servicios de pescantes Bos y tarraja	UOPMP	SERAP
5	Pzas	Molinos 6 1/2" y 4 1/8"	UOPMP	SERAP
1	Pza	Retenedor 5" 18 lb/pie	UOPMP	SERAP
1	Serv	50 m3 H2 Zero, 20 Ton de Cemento normal	UOPMP	SERAP
1	Serv	Unidades para cementación	UOPMP	SERAP
1	Serv	Apriete computarizado aparejo producción.	UOPMP	SERAP
3	Serv	Válvula H	UOPMP	SERAP
2	Serv	Disparos TCP (5545-5565 y 5290-5315 m)	UOPMP	SERAP
3	serv	Ajuste profundidad con registro RG	UOPMP	SERAP
3	Serv	Tubería flexible	UOPMP	SERAP
1	Serv	Estimulación 60 m3 no acida y 80 m3 acida.	UOPMP	SERAP
2	Sev	Unidad de alta para estimulación		

3.16 Costos programados de la intervención.



EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

IPC - 602

COSTOS PROGRAMADOS : TECOMINOACAN 119

OBTURAR LA ZONA PRODUCTORA DE AGUA Y DISPARAR EL INTERVALO 5345-5365 M (JSK6), REALIZAR

TOTAL

DIAS PROGRAMADOS	1 INTERVALO	87	87
1.- RENTA DIARIA EQUIPO IPC-528 (1500hp)	314	287,847	25,042,655
1.1 .- MOVIMIENTO DE EQUIPO	314	4,486,499	4,486,499
Subtotal			29,529,154
2.- MATERIALES			
TUBERIA DE PRODUCCION Y COMBINACIONES	302	4,815,800	4,815,800
CEDAZO EXPANDIBLE	318	0	0
Subtotal			4,815,800
3.- SERVICIOS			
HERRAMIENTAS DE MOLIENDA Y PESCA	314	448,650	448,650
ULA REG. DE GRADIENTES Y MUESTRAS	314	880,955	880,955
PRUEBAS HIDRAULICAS	314	54,097	54,097
REG. ELECTRICOS + SPECTRO SCAN + PRESION-TEMP	314	7,215,019	7,215,019
FLUIDO DE TERMINACION	314	1,481,020	1,481,020
CEMENTACIONES Y BOMBEO DIVERSOS	314	5,183,973	5,183,973
RET. DE CEMENTO + RECUPERACION EMP	314	198,333	198,333
DISPAROS	314	2,134,814	2,134,814
TUBERIA FLEXIBLE Y NITROGENO	314	4,927,299	4,927,299
APRIETE COMPUTARIZADO	314	581,959	581,959
SERVICIO E INSTALACION DE 1/2 ARBOL + REHABILIT.	314	594,000	594,000
ESTIMULACIONES	314	3,390,904	3,390,904
RENTA DE EQUIPO SATELITAL	314	56,350	56,350
SERVICIO DE AGUA Y HIELO	314	0	0
CONEXIONES SUPERFICIALES	314	56,952	56,952
Subtotal			27,204,324
4.- SEGURIDAD Y ECOLOGIA			
SEGURIDAD Y ECOLOGIA	314	613,833	613,833
Subtotal		613,833	613,833
5.- LOGISTICA			
TRANSPORTE DE HERRAMIENTAS	316	108,000	108,000
DIESEL Y AGUA	316	846,800	846,800
TRANSPORTE DE PERSONAL	316	783,000	783,000
Subtotal		1,737,800	1,737,800
6.0 GASTO POR CONTRATO		2,351,633	34,371,758
7.0 COSTO DIRECTO (GASTO + EQ.)		2,351,633	63,900,912
8.0 INDIRECTOS		587,908	15,975,228
9.0 TOTAL EN PESOS		2,939,541	79,876,140
10. TOTAL EN DOLARES			6,945,751

Costo Integral de la Intervención.

Tabla 3.25 Costo Integral de Intervención.

CONCEPTO	MONTO (M.N.)
A.- COSTO DIRECTO DE LA INTERVENCIÓN	\$34,371,758
B.- COSTO OPERACIÓN EQUIPO (Cuota * Días Prog.)	\$29,529,154
C.- SUBTOTAL (A + B)	\$63,900,912
D.- MARGEN OPERATIVO + INDIRECTOS = © * 0.25	\$15,975,228
COSTO INTEGRAL INTERVENCIÓN (C + D)	\$79,876,140

3.17 Características del equipo para la intervención.**Componentes principales (Equipo IPC-528).**

Tabla 3.26 Componentes principales (Equipo IPC-528).

UNIDAD	MARCA	MODELO	CANT.	CAPACIDAD
MASTIL	L.C. MOORE	27188	1	700,000 LBS
CORONA	IDECO	6 POLEAS	1	300 TON
POLEA VIAJERA	CONT. EMSCO	RA-44—5-350TB	1	350 TON
GANCHO	B.J. UNIMATIC	5350	1	350 TON
UNION GIRATORIA	NATIONAL	P-400	1	400 TON
KELLY SPINNER	DRILCO	4 ¼"	1	6 5/8" REG IZQ. X 4" IF
MESA ROTARIA	IDECO	27.5	1	500 TON
MALACATE	NATIONAL	80-B	1	1000 HP
HIDROMÁTICO	PARKERSBURG	46 SR	1	150,000 PIE/LBS
MOTORES DEL MALACATE	G.M	16V71	3	500 HP
MALACATE DE MANIOBRAS	I. RAND	LOCAL	1	2500 Y 4000 LBS
BOMBAS DE LODO	EMSCO	F800	2	800 HP
GENERADORES C.A.	CATEPILLAR	8L38	2	350 KW
BOMBA PARA OPERAR PREVENTORES	KOOMEY	160-115	1	3000 PSI
AGITADORES DE LODO	LIGTHING	ASPAS	3	20 HP
ÁRBOL ESTRANGULACION	CAMERON	3 1/8	1	5000 LBS
GRUAS HIDRÁULICAS	OTECO	ROLES	1	
TEMBLORINAS	BRANDT	TANDEM	1	1000 GPM
DESGASIFICADOR				
CENTRÍFUGAS LODO	MISSION	2X3R	1	250 GPM

3.18 Seguridad y ecología.

Todas las actividades que se realicen se deben apegar a los requerimientos específicos señalados en el Anexo S, en cumplimiento a la políticas y lineamientos del SSPA vigentes en P.E.P. Asimismo, deberá cumplir con los términos y condicionantes establecidos en el resolutive emitido por SEMARNAT.

Tabla 3.27 Requerimiento específico que debe cumplirse en cada contrato

TABLA I Matriz para identificar los “requerimientos específicos” que obligatoriamente deben cumplirse en cada contrato y que deben listarse en el formato 4 del anexo “S”	
III. REQUERIMIENTOS ESPECIFICOS	CASOS EN LOS QUE DEBEN SOLICITARSE Y VERIFICARSE CADA REQUERIMIENTO ESPECIFICO DEL ANEXO “S”, DEPENDIENDO DEL ALCANCE O ACTIVIDAD INCLUIDA EN EL CONTRATO
III.1.12.3.4	Cuando se realicen trabajos de electricidad en instalaciones petroleras terrestres
III.1.12.3.5	Cuando se realicen trabajos que impliquen riesgos de lesiones a los ojos en instalaciones petroleras terrestres
III.1.12.3.6	Cuando se realicen trabajos en instalaciones petroleras terrestres
III.1.12.4	Cuando se realicen trabajos de electricidad en instalaciones petroleras marinas de PEP o en embarcaciones que le presten servicios a PEP
III.1.13. Trabajos con riesgo	
III.1.13.1	Cuando se realicen trabajos con riesgo potencial
III.1.13.2	Cuando se realicen trabajos con riesgo potencial
III.1.13.3	Cuando se realicen trabajos con riesgo potencial
III.1.13.4	Cuando se realicen trabajos con riesgo potencial
III.1.13.5	Cuando se realicen trabajos con riesgo potencial
III.1.13.6	Cuando se realicen trabajos con riesgo potencial
III.1.14. Dispositivos de seguridad para vehículos y equipos de trabajo	
III.1.14.1	Cuando se ingresen vehículos al área de riesgo durante trabajos con riesgo potencial en presencia de gases, vapores o líquidos inflamables
III.1.14.2.	Cuando se utilicen equipos de combustión interna en áreas de riesgo
III.1.14.3.	Cuando se utilicen equipos o se realicen conexiones eléctricas en áreas de riesgo
III.1.14.4.	Cuando se utilicen equipos productores de flama
III.1.14.5.	Cuando se utilicen equipos rotatorios
III.1.15 Señalización e identificación de productos y equipos	
III.1.15.1	Cuando se realicen trabajos con riesgo potencial
III.1.15.2	Cuando se construyan obras terrestres
III.1.15.3	Cuando se suministren productos, sustancias químicas o equipos a PEP
III.1.16 Respuesta a emergencias	
III.1.16.1	Cuando se especifiquen en los anexos del contrato
III.1.16.2	Cuando se especifiquen en los anexos del contrato
III.1.16.3	Cuando se le presten servicios en embarcaciones a PEP
III.1.16.4	Cuando se realicen trabajos en instalaciones petroleras marinas
III.1.17 MANUALES	
III.1.17.1	Cuando se suministren equipos a PEP
III.2.SALUD OCUPACIONAL	
III.2.1	Cuando se especifiquen en los anexos del contrato
III.2.2	Cuando se suministre agua para consumo humano o alimentos en los que se utilice
III.2.3 Ruido en el ambiente laboral	
III.2.3.1	Cuando se utilice maquinaria o equipos

III.2.4 Atlas de riesgo	
III.2.4.1	Cuando se le arrienden u operen instalaciones petroleras a PEP
III.2.5 Iluminación	
III.2.5.1	Cuando se instalen dispositivos de iluminación
III.2.6 Alimentación, hospedaje y control de plagas	
III.2.6.1	Cuando se manejen alimentos en instalaciones petroleras
III.2.6.2	Cuando se le arrienden plataformas habitacionales a PEP
III.2.6.3	Cuando se le suministren alimentos a PEP
III.2.6.4	Cuando se realicen trabajos de control de plagas o desratización
III.2.6.5	Cuando se le presten servicios a embarcaciones a PEP
III.2.7 Servicio Médico	
III.2.7.1	Cuando se cuente con servicio médico propio en las instalaciones petroleras
III.3 PROTECCION AMBIENTAL	
III.3.1 Estudios de riesgo ambiental	
III.3.1.1	Cuando se especifiquen en los anexos del contrato
III.3.2 Reporte de cumplimiento ambiental	
III.3.2.1	
III.3.2.2	Cuando la autoridad emita términos y condicionantes para las actividades incluidas en el alcance del proyecto
III.3.3 Agua	
III.3.3.1	Cuando se derramen o viertan materiales o residuos peligrosos al mar
III.3.3.2	Cuando se desvíen recursos de agua o se construyan pasos temporales de un cuerpo de agua
III.3.3.3	Cuando se efectúen vertimientos o descargas
III.3.3.4	Cuando se usen o aprovechen aguas nacionales
III.3.3.5	Cuando se generen residuos sólidos
III.3.4 Atmósfera	
III.3.4.1	Cuando se utilicen equipos que funcionen con combustibles sólidos
III.3.5 Residuos	
III.3.5.1	Cuando se generen Residuos
III.3.5.2	Cuando se le arrienden u operen instalaciones petroleras a PEP
III.3.5.3	Cuando se generen residuos peligrosos
III.3.5.4	Cuando se generen residuos en instalaciones petroleras marinas
III.3.5.5	Cuando se generen o manejen residuos
III.3.5.6	Cuando se traten o dispongan residuos en instalaciones petroleras
III.3.5.7	Cuando se generen o se manejen residuos
III.3.5.8	Cuando se arrojen residuos alimenticios al mar
III.3.5.9	Cuando se transporten residuos peligrosos o residuos de manejo especial
III.3.5.10	Cuando se manejen residuos peligrosos o residuos de manejo especial
III.3.6 Ruido	
III.3.6.1	Cuando se utilice maquinaria o equipo que emita ruido
III.3.7 Seguros contra daños ambientales	
III.3.7.1	Cuando se realicen actividades altamente riesgosas en instalaciones petroleras
III.3.8 Planes de contingencia ambiental	
III.3.8.1	Cuando se especifiquen en los anexos del contrato
III.3.9 Auditorias ambientales	
III.3.9.1	Cuando se arrienden u operen instalaciones petroleras a PEP
III.3.9..2	Cuando se arrienden u operen instalaciones petroleras a PEP

Relación de procedimientos básicos y críticos.

Tabla 3.28 Relación de procedimiento básico y crítico.

Numero de Procedimiento	Descripción
223-21100-PO-411-001	PROCEDIMIENTO DE INSPECCION TUBULAR
223-21100-PO-411-008	PROCEDIMIENTO PARA DESPEGAR TUBERIA
223-21100-PO-411-009	PROCEDIMIENTO PARA EL MANEJO DE LA UNIDAD OPERADORA DE LOS PREVENTORES
223-21100-PO-411-010	PROCEDIMIENTO PARA CONTROL DE BROTES.
223-21100-PO-411-011	PROCEDIMIENTO PARA SELECCIÓN Y OPERACIÓN DE HERRAMIENTAS DE PESCA.
223-21100-PO-411-012	PROCEDIMIENTO DE PARCHES PARA TUBERÍA DE ADEME, CUIDADOS Y OPERACIONES.
223-21100-PO-411-013	PROCEDIMIENTO PARA HERRAMIENTAS CONFORMADORAS PARA TUBERÍAS ADEME Y OPERACIÓN.
223-21100-PO-411-015	PROCEDIMIENTO DE HERRAMIENTAS REVERSIBLES PARA RECUPERACIÓN DE TUBERÍA Y OPERACIÓN.
223-21100-PO-411-016	PROCEDIMIENTO PARA OPERAR HERRAMIENTAS RECUPERADORAS DE EMPACADORES
223-21100-PO-411-019	PROCEDIMIENTO PARA LA INTRODUCCIÓN DE APAREJOS DE PRODUCCIÓN CON EMPACADOR INTEGRAL
223-21100-PO-411-024	PROCEDIMIENTO PARA LA RECUPERACIÓN DE APAREJOS DE PRODUCCIÓN
223-21100-PO-411-031	PROCEDIMIENTO PARA INTRODUCIR, ANCLAR Y SOLTAR UN EMPACADOR PERMANENTE CON LA TUBERÍA FLEXIBLE.
223-21100-PO-411-032	PROCEDIMIENTO OPERATIVO PARA LAVADO DEL POZO.
223-21100-PO-411-075	PROCEDIMIENTO PARA LA SELECCIÓN DE LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN (WR) ÓPTIMAS.
223-21100-PO-411-076	PROCEDIMIENTO GENERAL PARA DETERMINAR LA OPTIMIZACIÓN HIDRAULICA.
223-21100-PO-411-078	PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LA TENSIÓN DE ANCLAJE DE UNA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.
223-21100-PO-411-091	PROCEDIMIENTO PARA LA INSTALACIÓN DE CONEXIONES SUPERFICIALES DE CONTROL.
223-21100-PO-411-092	PROCEDIMIENTO PARA PRUEBA HIDRAULICA DE CABEZAL Y CONJUNTO DE PREVENTORES.
223-21100-PO-411-093	PROCEDIMIENTO PARA PRUEBAS HIDRAULICAS DE MÚLTIPLE DE ESTRANGULACIÓN.
223-21100-PO-411-094	PROCEDIMIENTO PARA PRUEBA HIDRAULICA DE LA VÁLVULA DE PIE Y MACHO KELLY.
223-21100-PO-411-095	PROCEDIMIENTO PARA EL CAMBIO DE MEDIO ÁRBOL DE VÁLVULAS POR PREVENTORES DE REVENTONES.
223-21100-PO-411-096	PROCEDIMIENTO PARA LA REVISIÓN DEL TAZÓN DEL CABEZAL DE PRODUCCIÓN.
223-21100-PO-411-097	PROCEDIMIENTO PARA EL CAMBIO DEL CONJUNTO DE PREVENTORES POR EL MEDIO ÁRBOL DE VÁLVULAS.
223-21100-PO-411-101	PROCEDIMIENTO PARA LA VERIFICACIÓN DE LAS CONDICIONES DE ACCESO, LOCALIZACIÓN Y DEL MEDIO ÁRBOL.
223-21100-PO-411-102	PROCEDIMIENTO PARA CONTROLAR EL POZO AL INICIO DE LA INTERVENCIÓN.
223-21100-PO-411-103	PROCEDIMIENTO DE LA INFORMACIÓN NECESARIA PARA EL CONTROL DEL POZO.
223-21100-PO-411-105	PROCEDIMIENTO PARA RECUPERAR EL APAREJO DE PRODUCCIÓN.

223-21100-PO-411-107	PROCEDIMIENTO PARA RECONOCER LA BOCA DE LINER (B.L.) CON TAPÓN DE CEMENTO Y/O RETENEDOR.
223-21100-PO-411-109	PROCEDIMIENTO PARA ESCARIAR TR
223-21100-PO-411-110	PROCEDIMIENTO PARA PERFORAR.
223-21100-PO-411-111	PROCEDIMIENTO PARA PERFORAR BAJO BALANCE.
223-21100-PO-411-112	PROCEDIMIENTO PARA RECONOCER BOCA DE TR CORTA (LINER) Y PROFUNDIDAD INTERIOR (P.I)
223-21100-PO-411-113	PROCEDIMIENTO PARA CONTROL DE SÓLIDOS Y REMOCIÓN MECÁNICA.
223-21100-PO-411-114	PROCEDIMIENTO PARA LAVADO DE POZOS.
223-21100-PO-411-150	PROCEDIMIENTO PARA METER Y SACAR TUBERÍAS.
223-21100-PO-411-151	PROCEDIMIENTO PARA EL ARMADO DEL EQUIPO.
223-21100-PO-411-152	PROCEDIMIENTO PARA EL DESARMADO DE EQUIPO.
223-21100-PO-411-153	PROCEDIMIENTO PARA DESLIZAR Y CORTAR CABLE DEL TAMBOR PRINCIPAL DEL MALACATE.
223-21100-PO-411-154	PROCEDIMIENTO PARA METER TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.
223-21100-PO-411-155	PROCEDIMIENTO PARA OPERAR HERRAMIENTAS DE PERCUSIÓN.
223-21100-PO-411-156	PROCEDIMIENTO PARA PRUEBAS HIDRÁULICAS DE CONEXIONES SUPERFICIALES DE CONTROL.
223-21100-PO-411-157	PROCEDIMIENTO PARA REPARACIÓN DE BOMBA DE LODO.
223-21100-PO-411-158	PROCEDIMIENTO PARA STRING SHOT.
223-21100-PO-411-159	PROCEDIMIENTO PARA CONECTAR Y DESCONECTAR TUBULARES.
223-21100-PO-411-200	PROCEDIMIENTO PARA CEMENTACIÓN DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO CORRIDAS.
223-21100-PO-411-201	PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR CEMENTACIONES DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO SUPERFICIALES CON NIPLE DE SELLOS.
223-21100-PO-411-202	PROCEDIMIENTO PARA CEMENTACIÓN DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO COMPLEMENTOS.
223-21100-PO-411-203	PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR CEMENTACIÓN DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO CORTAS.
223-21100-PO-411-204	PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR CEMENTACIÓN DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO CON EXTENSIONES.
223-21100-PO-411-205	PROCEDIMIENTO PARA COLOCAR TAPÓN DE CEMENTO.
223-21100-PO-411-206	PROCEDIMIENTO OPERATIVO PARA COLOCAR UN TAPÓN DE CEMENTO FORZADO.
223-21100-PO-411-207	PROCEDIMIENTO OPERATIVO PARA EFECTUAR UNA PRUEBA DE ALIJO.
223-21100-PO-411-208	PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR PRUEBA DE PRESIÓN CON EMPACADOR RECUPERABLE.
223-21100-PO-411-209	PROCEDIMIENTO OPERATIVO PARA EFECTUAR UNA CEMENTACIÓN FORZADA CON EMPACADOR RECUPERABLE
223-21100-PO-411-210	PROCEDIMIENTO OPERATIVO PARA EFECTUAR UNA CEMENTACIÓN FORZADA CON RETENEDOR DE CEMENTO PERMANENTE.
223-21100-PO-411-211	PROCEDIMIENTO OPERATIVO PARA EFECTUAR BOMBEO DIVERSOS CON UNIDAD DE ALTA PRESIÓN.
223-21100-PO-411-213	PROCEDIMIENTO OPERATIVO PARA EFECTUAR ESTIMULACIONES DE LIMPIA.
223-21100-PO-411-243	PROCEDIMIENTOS PARA EJECUCIÓN DE OPERACIONES ESPECIALES DE RECUPERACIÓN DE TUBERÍAS ATRAPADAS.
223-21100-PO-411-244	PROCEDIMIENTO PARA EFECTUAR DISPAROS DE PRODUCCIÓN.

Nota: Los procedimientos operativos aplicables durante el desarrollo del proyecto deberán ser consultados en el sistema SIMAN.

CAPÍTULO 4 ANÁLISIS TÉCNICO DE LAS OPERACIONES PROGRAMADO VS REAL

4.1 Antecedentes

El propósito de este capítulo es leer, comprender, señalar, descubrir y explicar los resultados de la intervención de la Reparación mayor No.1 del Pozo Tecominoacán 119, para ello, se empleará la información que se tiene del pozo, dichos datos son obtenidos y proporcionados por la universidad de Macuspana Tabasco. Analizando la carpeta del RECAP (resumen), seleccionaremos la información más importante, incluyendo: las propiedades físico-químicas del fluido, el consumo de materiales químicos para el mantenimiento del fluido, el volumen utilizado en la intervención y el tiempo de operación. Nos enfocaremos en interpretar los datos proporcionados para determinar si hay problemas durante la intervención del pozo, si hubo pérdidas de circulación, pegaduras, arrastres, fricciones, manifestaciones en el pozo y así mismo las acciones a tomar para mitigar o reducir dichos problemas.

4.2 Propiedades físico-químicas del fluido

Tabla 4.1 Propiedades físico-químicas (fluido polimérico alta temperatura).

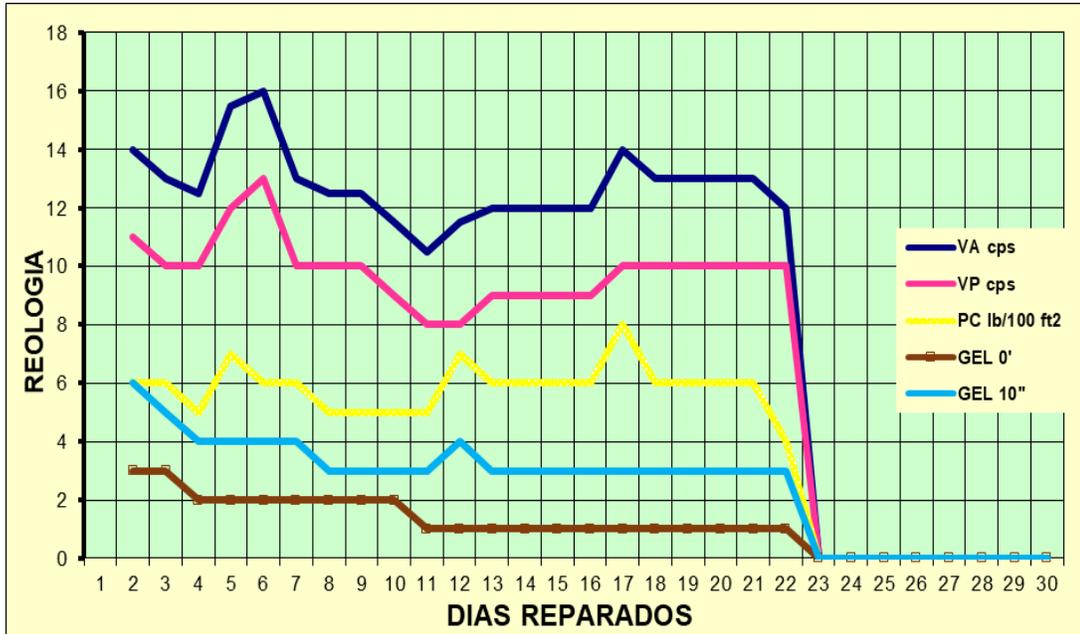
NUMERO DE REPORTE	FECHA	PROFUNDIDAD (mts)	DENSIDAD (G/CM3)	VISC. MARSH (Seg)	TEMP. DE ANALISIS.	REOLOGIA				FILTRADO				ANAL. QUIMICO				RETORTA			OBSERVACIONES		
						V/A	V.P. (cps)	P.C.: LB/100FT2	GEL 10'	PH	API mls	ENJARRE	PI	MF	ALCALINIDAD	SALINIDAD PPM	EXCEDE CAL (G/GMS)	% SOLIDOS	% AGUA	AGETE		MBT Kg/m³	
1	24/3/08	5540	1.00	27																	SE INICIAN LOS TRAB. DE MANTNTO DE FLUIDOS, LAVADO DE POZOS, SALMUERAS Y FILTRACION EN POZOS DE LA REGION SUR.		
2	25/3/08	5540	1.02	52	49.0	14.0	11	6	3	6	10.0	8.0	0.5	0.7	1.1	1.1	600	0.30	1	99	0	42.75	INST. LINEA DE FLOTE . CHAROLA . RECUPERO BOLA COLGADORA Y LEVANTO APAREJO A 2700
3	26/3/08	5540	1.02	53	49.0	13.0	10	6	3	5	10.0	8.0	0.5	0.9	1.2	1.1	600	0.16	1	99	0	35.63	RECUPERO APAREJO DE PRODUCCION A SUPERFICIE
4	27/3/08	5540	1.02	49	49.0	12.5	10	5	2	4	10.0	8.0	1.0	1.0	1.3	1.3	600	0.23	1	99	0	35.63	PBO CABEZAL DE PROD. METE SONDA GYROSCOPICA A 4200 M PERDIO INF Y LEV A 2400 M. DONDE REC COMUNICACION REG. A 200 M.
5	28/3/08	5540	1.02	50	49.0	15.5	12	7	2	4	10.0	9.0	1.0	0.6	0.9	1.0	1600	0.31	3	97	0	35.63	METE MOLINO 4 1/8" C/ ESC. P/ TR 5" A 500 M.
6	29/3/08	5540	1.06	49	49.0	16.0	13	6	2	4	10.0	9.0	1.0	0.6	0.9	1.3	2300	0.54	4	96	0	35.63	METE MOL 4 1/8" C/ ESC. P/ TR 5" A 3000 M. ROMP. CIRC. CADA 500 M.
7	30/3/08	5540	1.04	48	49.0	13.0	10	6	2	4	10.0	9.0	1.0	0.6	0.8	1.3	2800	0.54	2	96	2	35.63	METE MOL 4 1/8" C/ESC. P/ TR 5" A 5193 M. OBS SALIR LODO CONT C/XILENO Y TRAZAS DE ACEITE.
8	31/3/08	5540	1.03	48	49.0	12.5	10	5	2	3	10.0	10.0	1.0	0.2	0.3	1.0	2800	0.60	2	96	2	35.63	CON MOLINO A 5193 M. CIRC. C.C. EMP. COLUMNAS A 102 GR/CC Y LEVANTO A SUPERF. OK
9	1/4/08	5540	1.03	47	49.0	12.5	10	5	2	3	10.0	10.0	1.0	0.3	0.4	1.0	2600	0.53	2	97	1	35.63	METE RET CTOP/ TR 5" A 4653 MT.
10	2/4/08	5540	1.03	46	49.0	11.5	9	5	2	3	10.0	10.0	1.0	0.4	0.6	1.1	2600	0.53	2	97	1	35.63	C/ RET A 5095 MT EFEC TXC Y LEVANTA STINGER A 4300 MT.
11	3/4/08	5540	1.03	43	49.0	10.5	8	5	1	3	10.0	10.0	1.0	0.5	0.7	1.0	2500	0.38	2	97	1	35.63	METE MPLINO DE ALETA DE 4 1/2" A 3100 M ROMPIENDO CIRCULACION CADA 500 M.
12	4/4/08	5540	1.03	40	49.0	11.5	8	7	1	4	10.0	10.0	1.0	0.5	0.7	1.0	2500	0.38	2	97	1	35.63	CON MOLINO DE ALETA DE 4 1/8" TOCO CIMA DE PRESA DE QUEMA Y CIRCULO T.A. CON 90 EPM
13	5/4/08	5540	1.03	41	49.0	12.0	9	6	1	3	10.0	10.0	1.0	0.5	0.7	1.0	2500	0.38	2	97	1	35.63	METE PISTOLA TCP DE 3 3/8" A 2482 M
14	6/4/08	5540	1.03	41	49.0	12.0	9	6	1	3	10.0	10.0	1.0	0.5	0.7	1.0	2500	0.38	2	97	1	35.63	REGISTRO PRESION EN ENSABLE Y DESFOGO A PRESA DE QUEMA.
15	7/4/08	5540	1.03	41	49.0	12.0	9	6	1	3	10.0	10.0	1.0	0.5	0.7	1.0	2500	0.38	2	97	1	35.63	LEVANTA EXTRMO DE PISTOLAS 3 3/8" A SUPERF.
16	8/4/08	5540	1.03	42	49.0	12.0	9	6	1	3	10.0	10.0	1.0	0.5	0.7	1.0	2500	0.38	2	97	1	35.63	BAJA NIPLE AGUJA DE 3 1/2" Y CEPILLO PARA TR DE 7"
17	9/4/08	5540	1.02	48	49.0	14.0	10	8	1	3	10.0	10.0	1.0	0.5	0.7	1.0	2500	0.39	2	96	2	49.88	CIRC X ENSAMBLE DE EXTRANG. Y DESFOGA A PRESA DE QUEMA POR OBS. GASIFICACION
18	10/4/08	5540	1.03	40	49.0	13.0	10	6	1	3	9.5	10.0	1.0	0.4	0.6	0.8	2500	0.31	2	95	3	74.10	CIRC CICLO CON 80 EPM Q=134 GPM Y PBBA=600 PSL ACONDICIONANDO F.C DE 102 A 103 GR/CC.

Análisis Técnico De Las Operaciones....

19	11/4/08	5540	1.03	40	49.0	13.0	10	6	1	3	9.5	10.0	1.0	0.4	0.6	0.8	2500	0.31	2	95	3	74.10	INST. EQ. INTEGRAL DE CÍA MATYEP Y REALIZA PREPARATIVO PARA INTRODUCIR TP COMB.
20	12/4/08	5540	1.03	40	49.0	13.0	10	6	1	3	9.5	10.0	1.0	0.4	0.6	0.8	2500	0.31	2	95	3	74.10	INSTALA U.R.E Y LUBRICADOR
21	13/4/08	5540	1.03	40	49.0	13.0	10	6	1	3	9.5	10.0	1.0	0.4	0.6	0.8	2500	0.31	2	95	3	74.10	PROBO MEDIO ARBOL DE ALIJO+ ANCLIO EMPACADOR SAB-3P/TR 7" A 4566 MTS.
22	14/4/08	5540	1.03	38	49.0	12.0	10	4	1	3	9.5	11.0	1.0	0.3	0.4	0.7	2500	0.31	2	95	3	72.68	EN ESPERA DE UNIDAD DE REGISTROS ELECTRICOS EN EL INTER SE ENVIA LODO DE PRESAS DE TRABAJO
23	15/4/08	5540	0.00	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0	0	0	0.00	CON UNIDAD DE REGISTROS ELECTRICOS TOMO REGISTROS CNL- RG. Y C/UNIDAD DE LINEA DE ACERO BAJO SELLO DE PLOMO E INTENTO ABRIR CAMISA DE 3 1/2" A 4565 MTS.
24	16/4/08	5540	0.00	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0	0	0	0.00	METIO OPERADOR PARA CAMISA DE 3 1/2" A 4557 M Y CERRO CAMISA. VERIFICO CIERRE DE CAMISA DESCARGANDO PRESIÓN DE T.R DE 750 PSI A CERO.
25	17/4/08	5540	0.00	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0	0	0	0.00	INDUCE POZO C/BBEO DE N2. Q.=20 M3/MIN. P.B.=1800 PSI. ALINEADO A P. DE QUEMA DESALOJANDO AGUA Y N2. C/TRAZAS DE ACEITE.
26	18/4/08	5540	0.00	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0	0	0	0.00	BAJA C/HTA. CONVENCIONAL Y TROMPO DIFUSOR 1 3/4 HASTA 4500 M. DONDE SE ESTAC. C/BBEO. N2.= 15 M3/MIN, P.B.= 100 HASTA 2000 PSI, P. CAB.= 128 LBS. C/Q.N2.=20 M3/MIN.
27	19/4/08	5540	0.00	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0	0	0	0.00	ESPERA OPERADORA P/VERIFICAR CIERRE DE CAMISA POR TIEMPO DE SOLICITUD C/POZO
28	20/4/08	5540	0.00	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0	0	0	0.00	BOMBEO AGUA Q= 14 BPM PBBA=1000 PSI. SIN OBSERVAR DESPLAZAMIENTO. CON T.F A 4567 MTS CHECO CAMISA LEVANTANDO T.F A 4550 MTS EN 3 OCASIONES LIBRE.
29	21/4/08	5540	0.00	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0	0	0	0.00	C/APAREJO DE PROD. COMB. 3 1/2" Y 4 1/2" A 4586 M. C/TF 1 1/2" Y T. DIFUSOR 1 3/4" ESTAC. A 4500 M. INDUCE POZO C/N2. Q.= 30 M3/MIN. P.B.= 2100 PSI, PTR=0 PSI, PTP=0 PSI, P. CAB.= 150 PSI, ALINEADO A P. DE QUEMA DESALOJANDO AGUA Y ACEITE.
30	22/4/08	5540	0.00	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0	0	0	0.00	CON T.F ESTACIONADA A 4500 MTS CONTINUA INDUCIENDO POZO CON N2 Q=30 M3/MIN. PBBEO=2100 PSI REALIZANDO VIAJES CORTOS DE 4500 A 4600 MTS.
31	23/4/08	5540	0.00	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0	0	0	0.00	CON T.F ESTACIONADA A 4500 MTS CONTINUA INDUCIENDO POZO CON N2 Q=30 M3/MIN. PBBEO=2000 PSI.
32	24/4/08	5540	0.00	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0	0	0	0.00	CON T.F ESTACIONADA A 4500 MTS CONTINUA INDUCIENDO POZO CON N2 Q=30 M3/MIN. PBBEO=1950 PSI, DESALOJANDO AGUA, N2, ACEITE.
33	25/4/08	5540	0.00	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0	0	0	0.00	CON T.F ESTACIONADA A 4500 MTS CONTINUA INDUCIENDO POZO CON N2 Q=30 M3/MIN. PBBEO=2000 PSI, PTF= 1980 PSI, PTR= 0 Y PTP=40 PSI. DESALOJANDO AGUA, N2, ACEITE.
34	26/4/08	5540	0.00	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0	0	0	0.00	C/TF 1 1/2" Y T.DIFUSOR 1 3/4" ESTAC. A 4500 M. INDUCE N2. Q.N2.= 30 M3/MIN, P.B.=2000 PSI, PTF=2050 PSI, P.CAB.= 170 PSI, PTP= 40 PSI, POZO DESALOJANDO AGUA, N2 Y ACEITE, 82.4 % AGUA, 17.6 % ACEITE, SALINIDAD= 29874 PPM, PH= 9, D. AGUA= 100 GR/CC, D. ACEITE=0.90 GR/CC
35	27/4/08	5540	0.00	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0	0	0	0.00	LEVANTO TF A SUPERF. 100% DESMANTELO UTF, INST. UAP AL 50% Y EQ. DE MEDICION AL 80 %
36	28/4/08	5540	0.00	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0	0	0	0.00	REALIZO ESTIMULACION DE LIMPIA BBEO. N2. POR TR 4500 M3, 52 M3 DE HTA-746 + 8 M3 DE HTA-746 GELIFICADO + 28 M3 DE OSA-M + 32 M3 DE AGUA TRATADA, Q.= 3.5 Y 1 BPM, P.TP= 120-4230 PSI, DESALOJANDO
37	29/4/08	5540	0.00	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0	0	0	0.00	C/TF 1 1/2" Y T.DIFUSOR 1 3/4" ESTAC. A 4500 M. INDUCE N2. Q.N2.= 30 M3/MIN, P.B.= 2200 PSI, PTF= 2215 PSI, P.CAB.= 195 PSI, POZO DESALOJANDO PROD. DE ESTIMULACION Y GAS A BATERIA.
38	30/4/08	5540	0.00	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0	0	0	0.00	C/TF 1 1/2" Y T. DIFUSOR 1 3/4" ESTACIONADA A 4500 MTS CONTINUA INDUCIENDO POZO C/N2 Q=30 M3/MIN. PBBEO=1600 PSI, DESALOJANDO PROD., N2.
39	1/5/08	5540	0.00	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0	0	0	0.00	LEVANTO T.F. DE 1 1/2" DE 1000 MTS A SUP. SIN BBEO DE N2. CON UNIDAD DE N2, CONTINUA INDUCIENDO POZO X E.A. CON UN Q=30 M3/MIN, P. BBEO= 700 PSI, P.TP=640 Y P.TR=540 PSI.
40	2/5/08	5540	0.00	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0	0	0	0.00	CON APAREJO DE PRODUC. COMB. DE 3 1/2" Y 4 1/2" A 4586 MTS Y POZO CERRADO ALINEADO AL ENSAMBLE DE ESTRANGULACIÓN CONTINUO REGISTRANDO PRESIONES EN TP=480 PSI Y EN TR=600 PSI
41	3/5/08	5540	0.00	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0	0	0	0.00	CON APAREJO DE PROD. COMB. DE 3 1/2" A 4 1/2" A 4586 MTS CON POZO CERRADO, CHECANDO PRESIONES POR ENSAMBLE DE EXTRANG. P.TP=480 PSI, P.TR=600 PSI
42	4/5/08	5540	0.00	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.00	0	0	0	0.00	CON POZO CERRADO, REGISTRO PRESIONES EN ENSAMBLE DE ESTRANGULACIÓN, PRESION EN T.P=480 PSI Y PRESION EN TR=640 PSI

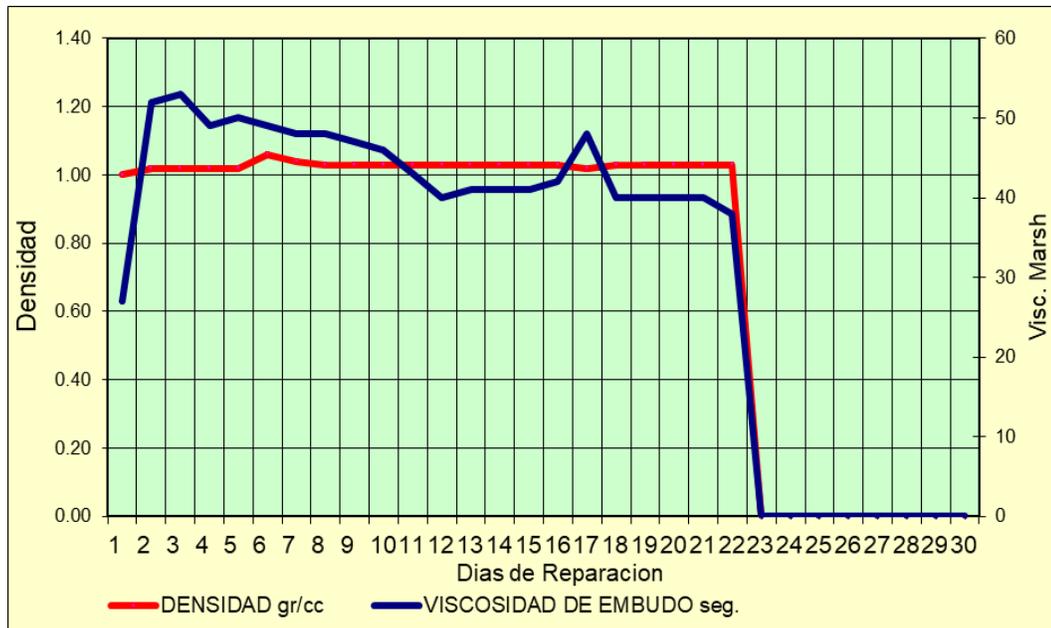
Comportamiento reológico del fluido: polimérica alta temperatura durante la reparación del pozo.

Gráfica 4.1 Comportamiento reológico del fluido.



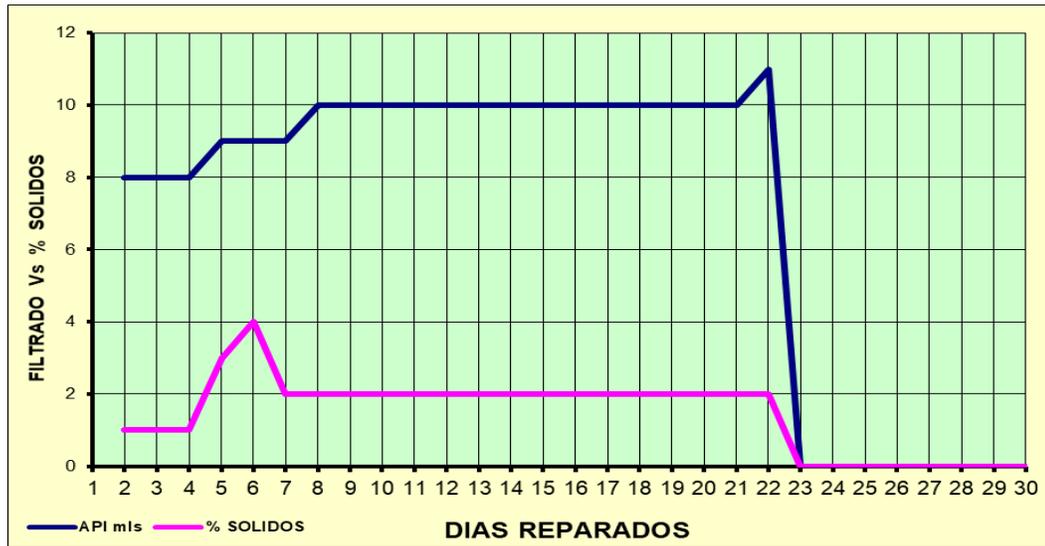
Comportamiento de la viscosidad Marsh y densidades del fluido: polimérico alta temperatura del pozo.

Gráfica 4.2 Comportamiento de viscosidad Marsh y densidades del fluido.



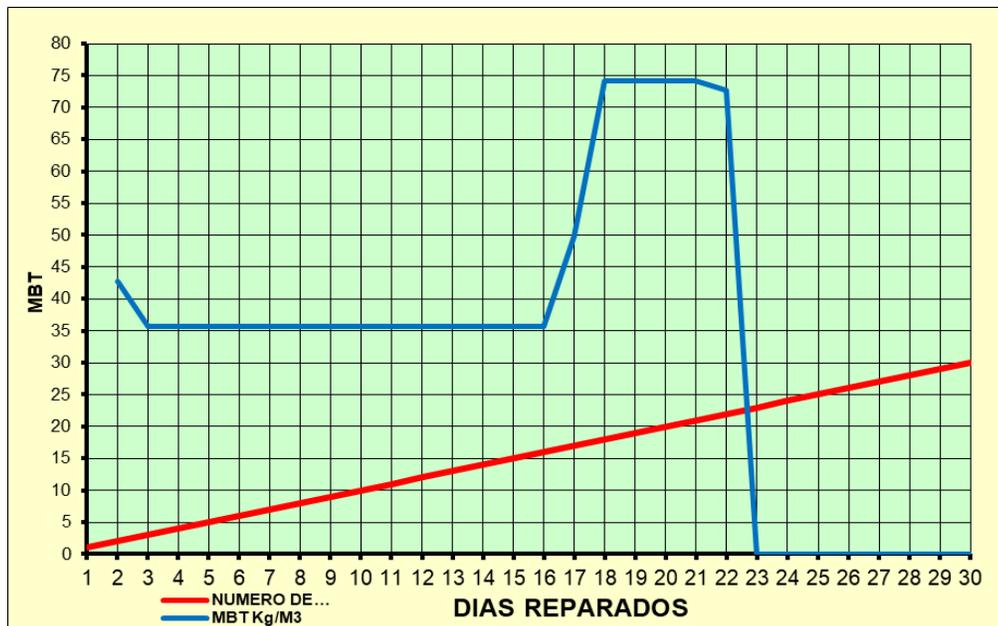
Comportamiento del % sólidos y filtrado api del fluido polimérico alta temperatura (politemp) durante la intervención del pozo Tecominoacán 119.

Gráfica 4.3 Comportamiento del % sólidos y filtrado api de fluido polimérico alta temperatura.



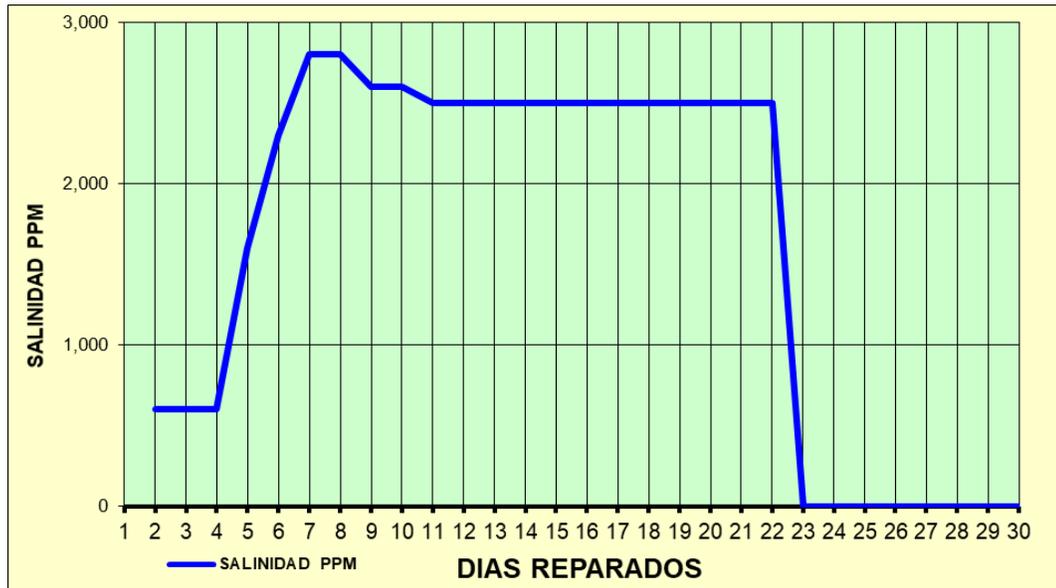
Comportamiento del MBT del fluido polimérico alta temperatura (politemp) durante la intervención del pozo Tecominoacán 119.

Gráfica 4.4 Comportamiento del MBT del fluido polimérico alta temperatura (politemp).



Comportamiento de la salinidad del fluido polimérico alta temperatura (politemp) durante la intervención del pozo Tecominoacán 119.

Gráfica 4.5 Comportamiento de la salinidad del fluido polimérico alta temperatura (politemp).



4.2 Consumo de materiales utilizados durante la intervención del pozo.

Tabla 4.2 Consumo de material utilizado durante intervención de pozo.

Numero de reporte	Fecha	Profundidad (mts)	Bentonita	Sosacaustica	Procal Dat	Prothin	Disper-X
1	24-mar.-08	5540	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	25-mar.-08	5540	92.00	11.00	29.00	0.00	0.00
3	26-mar.-08	5540	1.00	5.00	7.00	0.00	0.00
4	27-mar.-08	5540	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	28-mar.-08	5540	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	29-mar.-08	5540	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7	30-mar.-08	5540	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
8	31-mar.-08	5540	7.00	2.00	4.00	0.00	0.00

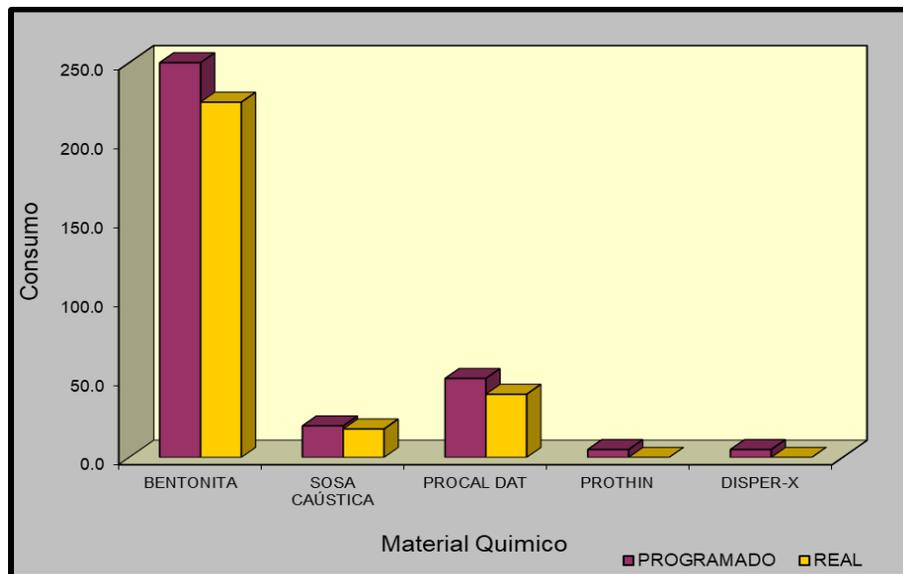
Análisis Técnico De Las Operaciones....

9	1-abr.-08	5540	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	2-abr.-08	5540	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
11	3-abr.-08	5540	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
12	4-abr.-08	5540	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
13	5-abr.-08	5540	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
14	6-abr.-08	5540	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
15	7-abr.-08	5540	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
16	8-abr.-08	5540	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
17	9-abr.-08	5540	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
18	10-abr.-08	5540	125.00	0.00	0.00	0.00	0.00
19	11-abr.-08	5540	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20	12-abr.-08	5540	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
21	13-abr.-08	5540	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22	14-abr.-08	5540	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23	15-abr.-08	5540	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24	16-abr.-08	5540	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
25	17-abr.-08	5540	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
26	18-abr.-08	5540	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
27	19-abr.-08	5540	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
28	20-abr.-08	5540	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
29	21-abr.-08	5540	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
30	22-abr.-08	5540	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
31	23-abr.-08	5540	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
32	24-abr.-08	5540	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
33	25-abr.-08	5540	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
34	26-abr.-08	5540	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
35	27-abr.-08	5540	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
36	28-abr.-08	5540	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
37	29-abr.-08	5540	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
38	30-abr.-08	5540	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
39	1-may.-08	5540	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
40	2-may.-08	5540	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
41	3-may.-08	5540	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
42	4-may.-08	5540	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CONSUMO REAL			225.00	18.00	40.00	0.00	0.00
CONSUMO PROGRAMADO			250.00	20.00	50.00	5.00	5.00

NOTA: A partir de reporte 25 con fecha del 17 de abril de 2008 al reporte 42 (04 de mayo de 2008), se mantuvo en la localización agua de perforación almacenada en pipas y no se presentó consumo de material químico.

Distribución de materiales utilizados (programado y real consumido) durante la intervención del pozo.

Gráfica 4.6 Distribución de materiales utilizados.



4.4 Volúmenes del fluido de control

Tabla 4.3 Volumen de fluido polimérico temperatura alta en intervención.

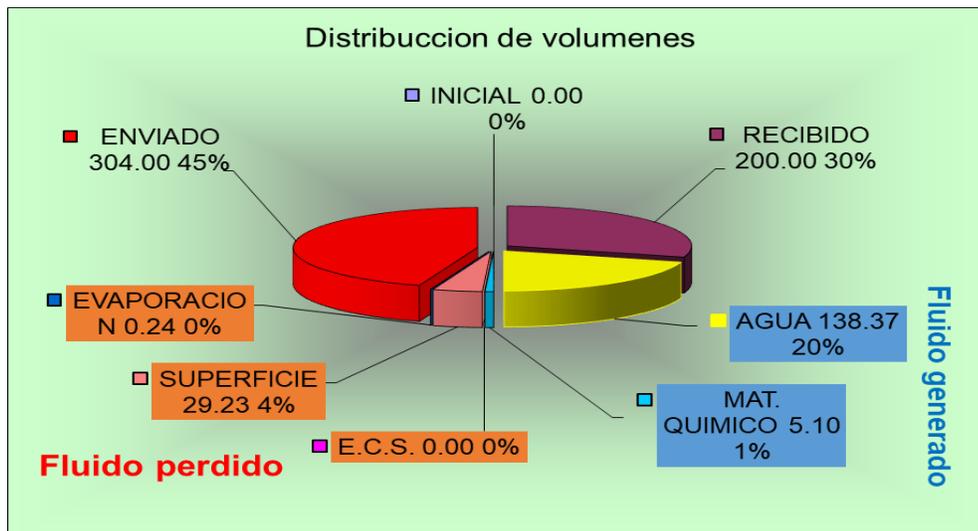
No.	FECHA	PROF.	VOL. INC. (M3)	VOL. APORT. X EL. POZO	RECIBIDO		VOL. GENERADO			VOL. PERDIDO				ENVIADO PTA. LODOS		TOTAL	VOL. FINAL
					M3	DENS.	AGUA	MAT. QUIM.	TOTAL	E.C.S.	PERD. SUPERF. / ENTRAMPADO	EVAPORACION	CONS. IMPREG	M3	DENS.		
1	24-mar-08	5540	0.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	25-mar-08	5540	0.00	0	0	0.00	104.60	2.40	107.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	107.00
3	26-mar-08	5540	107.00	0	0	0.00	33.77	0.23	34.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	141.00
4	27-mar-08	5540	141.00	0	60	1.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	201.00
5	28-mar-08	5540	201.00	0	60	1.08	0.00	0.00	0.00	0.00	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.00	251.00
6	29-mar-08	5540	251.00	0	20	1.05	0.00	0.00	0.00	0.00	3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.00	268.00
7	30-mar-08	5540	268.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	268.00
8	31-mar-08	5540	268.00	0	60	1.03	0.00	0.24	0.24	0.00	2.00	0.24	0.00	60.00	0.00	62.24	266.00
9	01-abr-08	5540	266.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	266.00
10	02-abr-08	5540	266.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	20.00	0.00	20.00	246.00
11	03-abr-08	5540	246.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	246.00
12	04-abr-08	5540	246.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	246.00
13	05-abr-08	5540	246.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	246.00
14	06-abr-08	5540	246.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	246.00
15	07-abr-08	5540	246.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	246.00
16	08-abr-08	5540	246.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	246.00

17	09-abr-08	5540	246.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	8.00	0.00	0.00	0.00	0.00	8.00	238.00
18	10-abr-08	5540	238.00	0	0	0.00	0.00	2.23	2.23	0.00	1.23	0.00	0.00	0.00	0.00	1.23	239.00
19	11-abr-08	5540	239.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	239.00
20	12-abr-08	5540	239.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	239.00
21	13-abr-08	5540	239.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	28.00	0.00	28.00	211.00
22	14-abr-08	5540	211.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	68.00	0.00	68.00	143.00
23	15-abr-08	5540	143.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	143.00
24	16-abr-08	5540	143.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.00	0.00	0.00	128.00	0.00	133.00	10.00
25	17-abr-08	5540	10.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.00
26	18-abr-08	5540	10.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.00
27	19-abr-08	5540	10.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.00
28	20-abr-08	5540	10.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.00
29	21-abr-08	5540	10.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.00
30	22-abr-08	5540	10.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.00
31	23-abr-08	5540	10.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.00
32	24-abr-08	5540	10.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.00
33	25-abr-08	5540	10.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.00
34	26-abr-08	5540	10.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.00
35	27-abr-08	5540	10.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.00
36	28-abr-08	5540	10.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.00
37	29-abr-08	5540	10.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.00
38	30-abr-08	5540	10.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.00
39	01-may-08	5540	10.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.00
40	02-may-08	5540	10.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.00
41	03-may-08	5540	10.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.00
42	04-may-08	5540	10.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.00
	SUMA					200		138	5.10	143	0.00	29.23	0.24	0	304		

Volumenes del fluido: polimérico alta temperatura manejados, generados y perdidos durante la reparación del pozo.

Gráfica 4.7 Volumenes del fluido.

	RECIBIDO	GENERADO		PERDIDO			ENVIADO
VOL.APORT. POR POZO	RECIBIDO	AGUA	MAT.QUIM.	E.C.S.	SUPERFICIE	EVAPORACIÓN	ENVIADO
0.00	200.00	138.37	5.10	0.00	29.23	0.24	176.00



4.5 Tiempos de intervención

Reparación del pozo: Tecominoacán 119. Equipo. IPC 602, tipo de fluido: polimérico alta temperatura.

Tabla 4.4 Distribución de tiempo operación normal, problemas y esperas.

DIAS DE OPERACIÓN	24-mar-08	25-mar-08	26-mar-08	27-mar-08	28-mar-08	29-mar-08	30-mar-08	31-mar-08	01-abr-08	02-abr-08
OPERACIONES NORMALES										
OPERACIONES DE PISO			6.00	3.00	1.00			3.00		1.00
PERFORA										
CEMENTA										3.00
VIAJES		14.00	17.00	10.00	6.00	24.00	24.00	18.00	24.00	5.00
CIRCULA					3.00			3.00		9.00
INST. UNIDAD DE N2										
GENERA / ACONDICIONA/DENSIFICA LODO										
REGISTROS ELECTRICOS/ REGISTRO DE				9.00	14.00					
OPERA MOLINO/RETENEDOR										
DESPLAZA LODO		1.00								
REPASA Y AMPLIA AGUJERO										
PLATICA SEGURIDAD			1.00							1.00
INSTALA EQUIPO DE PERFORACION	17.00	9.00								
PRUEBAS CON U.A.P.	7.00			2.00						5.00
OPERACIONES CON PROBLEMÁTICA										
SARTA ATRAPADA										
PESCA										
SIDE TRACK										
ESPERAS										
ESPERA MATERIALES/HERRAMIENTAS										
REPARACIONES (GENERAL)										
EQUIPO SUSPENDIDO										
CONDICIONES CLIMATOLOGICAS										
TOTAL	24.00									

DIAS DE OPERACIÓN	03-abr-08	04-abr-08	05-abr-08	06-abr-08	07-abr-08	08-abr-08	09-abr-08	10-abr-08	11-abr-08	12-abr-08	13-abr-08	14-abr-08
OPERACIONES NORMALES												
OPERACIONES DE PISO				5.00	2.00			7.00	11.00	3.00	7.00	9.00
PERFORA												
CEMENTA												
VIAJES	24.00	24.00	24.00	15.00	22.00	24.00	19.00	11.00	13.00	21.00	2.00	
CIRCULA								6.00				
INST. UNIDAD DE N2												
GENERA ACONDICIONA/ DENSIFICA LODO												
REGISTROS ELECTRICOS/ REGISTRO DE PRESION							3.00					
OPERA MOLINO/ RETENEDOR												
DESPLAZA LODO												
REPASA Y AMPLIA AGUJERO												
PLATICA SEGURIDAD				1.00								
INSTALA EQUIPO DE PERFORACION				3.00			2.00				10.00	6.00
PRUEBAS CON U.A.P.											5.00	
OPERACIONES CON PROBLEMÁTICA												
SARTA ATRAPADA												
PESCA												
SIDE TRACK												
ESPERAS												
ESPERA MATERIALES/ HERRAMIENTAS												9.00
REPARACIONES(GENERAL)												
EQUIPO SUSPENDIDO												
CONDICIONES CLIMATOLOGICAS												
TOTAL	24.00											

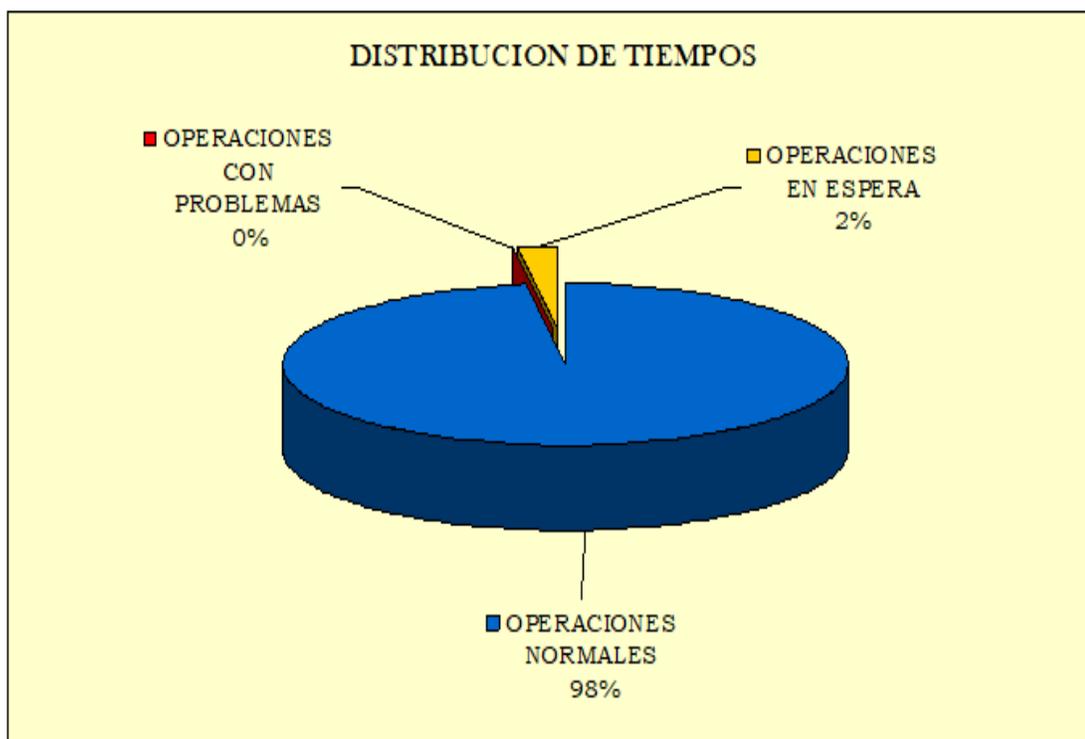
Análisis Técnico De Las Operaciones....

DIAS DE OPERACIÓN	15-abr-08	16-abr-08	17-abr-08	18-abr-08	19-abr-08	20-abr-08	21-abr-08	22-abr-08	23-abr-08	24-abr-08	25-abr-08	26-abr-08	27-abr-08
OPERACIONES NORMALES													
OPERACIONES DE PISO		9.00	24.00	24.00	16.00	2.00	24.00	24.00	20.00				3.00
PERFORA													
CEMENTA													
VIAJES	13.00	5.00				11.00			4.00				8.00
CIRCULA					5.00					24.00	24.00	24.00	13.00
INST. UNIDAD DE N2													
GENERA ACONDICIONA/ DENSIFICA LODO													
REGISTROS ELECTRICOS/ REGISTRO DE PRESION													
OPERA MOLINO/ RETENEDOR													
DESPLAZA LODO		5.00											
REPASA Y AMPLIA AGUJERO													
PLATICA SEGURIDAD													
INSTALA EQUIPO DE PERFORACION	9.00	5.00				1.00							
PRUEBAS CON U.A.P.	2.00												
OPERACIONES CON PROBLEMÁTICA													
SARTA ATRAPADA													
PESCA													
SIDE TRACK													
ESPERAS													
ESPERA MATERIALES/ HERRAMIENTAS					3.00	10.00							
REPARACIONES(GENERAL)													
EQUIPO SUSPENDIDO													
CONDICIONES CLIMATOLOGICAS													
TOTAL	24.00												

DIAS DE OPERACIÓN	28-abr-08	29-abr-08	30-abr-08	01-may-08	02-may-08	03-may-08	04-may-08
OPERACIONES NORMALES							
OPERACIONES DE PISO		3.00			9.00		
PERFORA							
CEMENTA							
VIAJES		10.00				24.00	24
CIRCULA		11.00	24.00	22.00			
INST. UNIDAD DE N2				1.00			
GENERA ACONDICIONA/ DENSIFICA LODO							
REGISTROS ELECTRICOS/ REGISTRO DE PRESION					15.00		
OPERA MOLINO/ RETENEDOR							
DESPLAZA LODO							
REPASA Y AMPLIA AGUJERO							
PLATICA SEGURIDAD							
INSTALA EQUIPO DE PERFORACION		16.00					
PRUEBAS CON U.A.P.		8.00		1.00			
OPERACIONES CON PROBLEMÁTICA							
SARTA ATRAPADA							
PESCA							
SIDE TRACK							
ESPERAS							
ESPERA MATERIALES/ HERRAMIENTAS							
REPARACIONES(GENERAL)							
EQUIPO SUSPENDIDO							
CONDICIONES CLIMATOLOGICAS							
TOTAL	24.00						

Gráfica 4.8 Distribución de las operaciones normales, con problemas y en esperas durante la intervención del pozo.

OPERACIONES	HORAS	DIAS	%
Operaciones normales	962.00	41.00	98%
Operaciones con problemas	0.00	0.00	0%
Operaciones en esperas	22.00	0.92	2%
Totales	984.00	42	100%



4.6 Resumen de operaciones durante la intervención del pozo

OBJETIVO:

Obturar la zona productora de agua y disparar el intervalo 5345-5365m (JSK6), realizar estimulación acida no-acida.

Tabla 4.5 Datos Generales

Tr	Tr I.D.	Profundidad de Tr	Fecha de inicio (intervención)	Fecha Culminación (intervención)	Días totales
In	In	M	D	D	D
9 5/8	8.535	4452			
7	6.004	4969			
5	4.276	5540	24 marzo 08	04 mayo 08	42

Tabla 4.6 Resumen de operación durante intervención de pozo.

Días op'n	Fecha	Prof. inicial (mts)	Densidad (gr/cc)	Resumen operativo
01	24/03/08	5540	1.00	Instaló y probó equipo con un avance de 80%.
02	25/03/08	5540	1.02	Inst. Eq. 100%. Se preparó fluido polimérico alta temperatura de 1.02 gr/c ² . Un vol. de 80m ³ y bbeo al pozo abierto franco a presa de quema s/manifestar y Rec aparejo de prodn Comb. 4 1/2"-3 1/2"-2 7/8" levantó a 2700m. Llenando por E.A. C/15 tramos vol. Generado 107m ³ de 1.02 x 52 seg.
03	26/03/08	5540	1.02	Recup. Aparejo de prodn txt a sup. Bbeando c/15 tramos vol. Acero extraído bajo supervisión de P'NAL CIA PRINVER (van México).
04	27/03/08	5540	1.02	Metió Tp 3 1/2" midiendo y calibrando c/ 2 3/8" txt a 4200m. Donde observa perdida de comunicación. Tomó reg. Gyroscopico por estac. De 30 a 1200m.
05	28/03/08	5540	1.02	Con Tp a 500m en inter llenó pozo con 8m ³ de fluido obs circ. y mete hta, 5250m circ. C/pozo alineado a través del ensamble estrang. Fco desalojando lodo Cont c/xileno y quemando flama de 3-4m altura. Dens entrada 1.02 gr/c ² y dens salida 1.00 gr/c ² desplazando hacia p. Quema 10 m ³ . Circ a través del ensamble de estrangulación al separador gas-lodo.
06	29/03/08	5540	1.06	Metió mol. Conv. 4 1/8" y esc. Para Tr/ 5" con Tp Comb. De 2 7/8" y 3 1/2" armando txt midiendo y calib. A 3000m romp. Circ. C/500m. Donde obs salir fluido Cont. c/xileno y trazas de aceite.
07	30/03/08	5540	1.04	Metió con 4 1/8" y esc p Tr/ 5" con Tp Comb. De 2 7/8" y 3 1/2" armando txt midiendo y calibrando c/2", de 3000 a 5193m romp. Circ. C/ 500m. Donde se observó salir fluido contaminado con xileno y trazas de aceite
08	31/03/08	5540	1.03	C/mol. 4 1/8" y esc p/Tr 5" a 5193m circuló ciclo completo c/bbas en paralelo:120 epm (60 c/u), q= 200 gpm, p= 1900 psi emparejando columnas a 1.02 gr/c ² . Levantó mol. 4 1/8" a sup. Armó ret. Cto. Cia y soldador mec. Mod. K-1.
09	01/04/08	5540	1.02	Armó ret. De cto. P/Tr 5" y soldador mecánico mod. K-1 mid. Y calib. Por lingada con 1 1/2", 2" y 2 3/8" metiendo a una vel. 1 1/2 - 2 min por ling. Y rompiendo circ. C/500m desp. Normal a 4653 m.
10	02/04/08	5540	1.02	C/ret. A 5095m esperó 22 hrs de fraguado de 24 prog. En inter levantó stinger a 4300m.
11	03/04/08	5540	1.03	En espera de fraguado 18 de 24 programada, levantó stinger a superficie. Armó molino de aleta de 4 1/8" con 3 vías de circ. De 1" + 3 orificio de 3/8" y un orificio al centro de 3/4" y metió a 3100m rompiendo circulación c/500m desplazando normal.

Días op'n	Fecha	Prof. inicial (mts)	Densidad (gr/cc)	Resumen operativo
12	04/04/08	5540	1.03	Metió molino de aleta de 4 1/8" a 4955m donde tocó cima de cemento con 3 toneladas. Levantó molino a 4953m. Para circular. Circuló T.A con 90 epm, q=146 gpm pbba=1500PSI. Para emparejar columna. Levantó molino de 4 1/8" a 4019m. Llenando por E.A cada 5 ling. Deslizó 12.5m de cable de trabajo de 1 1/8" al tambor principal. Se calibró balatas y frenos de la corona con personal de IPC y probó bien. Sacó molino de 4 1/8" a 200m. Llenando por E.A cada 5 ling.
13	05/04/08	5540	1.03	Sacó molino de 4 1/8" a la superficie 100%. Metió Tp de 3 1/2" a 500m. Franca por norma de seguridad. Con Tp 3 1/2" franca estacionada a 500m y efecto preparativo para armar pistolas Tcp. Sacó Tp de 3 1/2" a la superficie llenando por E.A cada 5 ling. Pozo a cargo de schlumberger y armó pistolas Tcp de 3 3/8" 20 cargas por metros fase 60 equipada con cargas pj-3406. Metió pistolas Tcp de 3 3/8" a 2482m.
14	06/04/08	5540	1.03	Metió pistolas Tcp de 3 3/8" 20 cargas por metro fase 60 a 4788.93m. Con pistola Tcp de 3 3/8" estacionado a 4788.93m armó registro con personal. De schlumberger. Con pistola Tcp de 3 3/8" estacionada a 4788.93m. Baja hta de registro de 1 11/16" gama de correlación a 4635m. Levanta registro a superficie 100%. Desmanteló u.r.e. 100%. Efectuó ajuste previo a disparar quedando pistola a 4795m. Se efectuó platica de seguridad e instaló U.A.P. De la CÍA Halliburton. Represión Tp con 11 bls de lodo de 1.03 gr/c ² A 2500PSI. Esperó 10min. Y desfogó a 700PSI donde se observó disparos a Int. 4665, 4725, 4770 y 4795. Obs. Abatir presión a 300 PSI. Registro presión en ensamble y desfogó a presa de quema abatiendo presión a cero.
15	07/04/08	5540	1.03	Con pistola Tcp de 3 3/8" disparadas estacionadas a 4793m se observó pozo alineado a presa de quema abierto franco sin manifestar. Levantó pistola Tcp 3 3/8" extremo a 2200m desconectando t x t Tp 3 1/2" llenando por e.a c/15 tramos volumen de acero. Continúo sacando por lingada Tp 3 1/2" a 1100m. Llenando por e.a c/5 ling. Volumen del acero extraído.
16	08/04/08	5540	1.03	Levantó restos de pistolas de 3 3/8" y Tp 2 7/8" lingada por ling. Hasta 180m. Llenando por e.a cada 5 ling. Con personal de CÍA Schlumberger y operaciones desmanteló pistolas disparadas al 100%. Se calibró y armó Tp 3 1/2", metió niple aguja 3 1/2" y cepillo para Tr de 7" bajo 1415m. Bajó niple aguja y cepillo para Tr de 7" a 2650m.
17	09/04/08	5540	1.02	Metió niple aguja de 3 1/2" y cepillo para Tr de 7" armando t x t Tp de 3 1/2" a 4002.28m. Metió niple aguja de 3 1/2" y cepillo para Tr de 7" por ling. A 4570m donde checó bl de 5" con 2 toneladas. Operó cepillo para Tr de 7" en varias ocasiones e intento circular ciclo completo sin éxito por obs. Gasificación al llenar 40m ³ bombeable de lodo de 1.03gr/c ² por 42seg. Se alineó pozo a presa de quema por ensamble de estrangulación. Circuló atreves del ensamble de estrangulación con 80epm q=134gpm pbba= 1500PSI. Presión en Tr de 400PSI. Quedando F.c de 1.02gr/c ² . Desfogó pozo por ensamble de 400 PSI a cero quedando pozo sin manifestar.
18	10/04/08	5540	1.03	Con niple aguja de 3 1/2" y cepillo para Tr de 7" a 4570m. Pozo alineado a presa de quema con niple aguja de 3 1/2" y cepillo para Tr de 7" estacionado a 4570m. Circuló ciclo completo q=134 gpm 80 epm pbba=1500 psi. F.c de 1.02 gr/c ² quedando de 1.03gr/c ² . Levantó aparejo de limpieza a 4430m.

Días op'n	Fecha	Prof. inicial (mts)	Densidad (gr/cc)	Resumen operativo
				Donde observó descompensación de columna. Con aparejo de limpieza a 4430m. Circuló homogenizando columna de 1.02gr/c ² a 1.03gr/c ² . Levantó aparejo de limpieza a 500 mts. Llenando pozo por e.a cada 5 ling. Acomodó y seleccionó tubería de producción.
19	11/04/08	5540	1.03	Con aparejo de limpieza a 500m instaló equipo integral de la CIA. MATYEP y llave de apriete computarizado. MATYEP y llave de apriete computarizado armó 500m de Tp de 3 1/2". Levantó aparejo de limpieza a superficie recuperando niple aguja de 3 1/2" y cepillo para Tr de 7" llenando pozo cada 5 ling. Recuperó buje de desgaste del cabezal 100%. Efectuó preparativo para introducir aparejo de producción de 3 1/2" con apoyo del equipo integral de la CIA MATYEP mete aparejo de producción combinada de 3 1/2" y 4 1/2" a 1527m.
20	12/04/08	5540	1.03	Con apoyo del equipo integral de la CIA MATYEP metió aparejo de producción combinada de Tp 3 1/2" y Tp 4 1/2" a 4568 mts. Desmanteló rampa móvil de CIA MATYEP 100%. Instaló árbol de alijo de 3 1/8" por 2 1/8" al 100%. Instaló u.r.e y lubricador.
21	13/04/08	5540	1.03	Con extremo de aparejo de producción a 4565m instaló u.r.e. probó medio árbol de alijo de 3 1/8" por 2 1/8" y líneas superficiales de control con 4000 PSI durante 3 min. Con u.r.e calibró aparejo de producción con sello de plomo de 1 3/4" a 4555m. Levantó sello de plomo a superficie 100%. Desmanteló 1/2 árbol de alijo 100%. Instaló u.a.p y probó línea Tp con 6000 PSI. Y Tr con 3000PSI. Con u.a.p ancló empacador para Tr de 7" a 4566m con 4500 psi y prueba hermeticidad con 1000 psi por 10 min. Desmanteló u.a.p 100% instaló válvula h y apretó yugos de cabezal 11-10mil. Efectuó preparativo para desmantelar preventores(bop's).
22	14/04/08	5540	1.03	Con extremo de aparejo de producción a 4565m desmanteló bop's 100% instaló 1/2 árbol de producción de 11 por 3 1/16 * 2 1/16 10 mil. Con llave fast-tor apretó tornillos del 1/2 árbol al 100% probó 1/2 árbol de producción con 8000PSI durante 30min, bien. Instaló línea de estrangulación al 1/2 árbol. Con unidad de prueba hidrostática probó 1/2 árbol de producción con 8000PSI. Y línea estrangular con 1000PSI. Instaló u.r.e con avance de 50% y desmantela misma por cambio de programa de u.r.e. instaló u.r.e con avance del 40%.
23	15/04/08	5540	1.03	Con extremo de aparejo de producción comb. De Tp de 3 1/2" y 4 1/2" a 4586m instaló u.r.e. con unidad de prueba hidrostática probó equipo de control de presión con 4000 PSI. Bajó hta calibradora con troquelado 1 3/4" y barra de peso de 2 1/8" y bajó a 4664 mts donde tocó resistencia franca, intentó pasar en 3 ocasiones sin éxito. Metió Hta Rg-Ccl a 4668m donde tocó resistencia franca de 4668m a 4500m y sacó hta a superficie. Instaló u.r.e y equipo de control superficial al 100%. Con unidad de prueba hidrostática probó equipo de control superficial. Calibró con sello de plomo de 2 5/8" a 4556m y levantó hta calibradora. Armó hta para abrir camisa de 3 1/2" y a 2562m.
24	16/04/08	5540		Con extremo de aparejo comb. A 4586 m y u.l.a abrió camisa 3 1/2" a 4557m y levantó hta a superficie 100%. Por 40seg. Por agua al 100% bombeo 135m ³ de agua q=3bpm pbba 2500-3800PSI. Obs. Pozo a través del ensamble de estrangulación. Con u.l.a metió operador para camisa de 3 1/2" a 4557m y cerro camisa. Verifico cierre de camisa descargando presión de Tr de 750 psi a cero. Desmanteló u.l.a 100%. instaló u.t.f. Al 100%.

Días op'n	Fecha	Prof. inicial (mts)	Densidad (gr/cc)	Resumen operativo
				Bajó t.f con martillo y operador a 2000 m rompiendo circulación con agua 1/4 de barril y pbba 1000PSI.
25	17/04/08	5540		Cont. Bajando t.f. C/martillo y operadora a 4565m. Rompiendo circ. C/bbeo de agua q.=1/4-1/2bpm, p. b= 1000 a 2500PSI, checó peso y tensión c/500m. Cerrando camisa a 4563 m. Levantó t.f. A superf. S/bbeo. Desm. Eq. Al 30 %. Eliminando martillo e instaló hta. Convencional 1 3/4" conector rol-on. C/valv. Check doble y trompo difusor de 1 3/4 Long. De hta. 2.95m. Instalando al 100%. Pbo. Líneas c/5000 PSI ok. Bajando misma hta. Y t.f. Hasta 4700m. Donde tocó resistencia c/bbeo de agua nitrogenada ql=1/4 p.b.= 2500 psi. Levantando a 4500 m. C/t.f. Estac. A 4500 m. Induce pozo c/bbeo de n ² . Q.= 20m ³ /min. p. b=1800 PSI. Alineado a p. De quema desalojando agua y n ² . C/trazas de aceite, levantando t.f. A superf. C/bbeo n ² . Desmanteló hta. E instaló conector ez, motor de fondo y mol. Semiconico acc's. Y mol. De 2 1/4".
26	18/04/08	5540		Llenó carrete de t.f. C/35bls. De agua y pbo. M. Fondo en superf. C/diferentes gastos ok, instaló eq. Al 100%. Y pbo. L.s.c. C/4500 PSI. Bien bajo mol. 2 1/4". Fondo 2 1/8" c/t.f. 1 1/2" hasta 4700m. Inyectando 5m ³ de prod. N-ver-sperse-o c/un q.=1-4 bpm, q. n ² . = 15m ³ /min., p.b.=3300PSI, cabeza=120PSI.C/t.f. A 4700m. Trabajo resist. C/bbeo. De n-ver-sperse-o y bajo hasta 4792m. Donde encontró resistencia franca trabajando misma de 1000 a 2300lbs. S/éxito. Levantó t.f. A 1000m. C/bbeo de n ² . Q.=15 m ³ /min, p. b= 1200 psi y cont. Sacando a superf. S/bbeo., eliminando mol. 2 1/4". De fondo armando hta. Trompo difusor 1 3/4" y acc's. Bajo c/hta. Convencional y trompo difusor 1 3/4 hasta 4500m. Donde se estac. C/bbeo. N2. =15m ³ /min, p.b.=1100 hasta 2000PSI, p. Cab. = 128lbs.C/q. n ² =20m ³ /min, alineado a p. De quema franco desalojando agua nitrogenada c/trazas de aceite.
27	19/04/08	5540		C/apa. Prod. Comb. 3 1/2 y 4 1/2a 4586m. Y c/t.f. 1 1/2" y trompo difusor 1 3/4 estac. 4500m. Cont. Induciendo pozo c/n ² . =20 m ³ /min., p.b. =2000PSI. C/t.f. estac. A 4500m. Indujo pozo c/n ² q.=30m ³ /min. Pb. =1900PSI, pozo alineado a p. De quema desalojando agua nitrogenada c/trazas de aceite. Bajó t.f. a 4792m. Donde suspendió bbeo. De n ² . Y cerró pozo a p. De quema. Levantó t.f. a 700m. C/bbeo de n-ver-sperse-a c/q.=1/2 a 3/4bpm, p.b.=3000 psi, vol. Bbeado, 20m ³ y posterior sacó a superf. Desplazando c/agua en el inter instaló uap Halliburton y pbo. L.s.c. en Tp y Tr c/4500. C/uap intentó llenar e.a. c/15m ³ de agua s/éxito posterior bbeo. X Tp 9m ³ de agua c/q.=2bpm, p.b.=0 y sacó t.f. a la superf. P. En Tp=0 y Tr =100PSI. Esperó operadora p/verificar cierre de camisa por tiempo de solicitud c/pozo cerrado.
28	20/04/08	5540		Esperó operadora p/verificar cierre de camisa por tiempo de solicitud c/pozo cerrado, ptp. = 0PSI, ptr=100psi. Armó hta operadora para camisa de 2 9/16" 100%. Bajo t.f de 1 1/2" y operadora 1 3/4" checando peso y tensión cada 500m sin bombeo a 4567m. Y bombeo agua q=1/4bpm pbba=1000PSI. Sin observar desplazamiento. Con t.f a 4567m checo camisa levantando t.f a 4550m en 3 ocasiones libre. Levantó t.f a superficie sin bombeo. Desmanteló equipo y eliminó martillo, ampliador e instaló hta convencional de 1 3/4" al 100% y probó líneas. Baja t.f con hta convencional de 1 3/4" a 500m sin bombeo y continuó bajando con bombeo de n ² q=15m ³ /min. Pbbba=1200 psi. A la Prof. De 3150 mts.

Días op'n	Fecha	Prof. inicial (mts)	Densidad (gr/cc)	Resumen operativo
29	21/04/08	5540		C/aparejo de prod. Comb. 3 1/2" y 4 1/2" a 4586m. C/tf 1 1/2" y t. Difusor 1 3/4" estac. A 4500m. Indujo pozo c/n ² . Q.= 30 m ³ /min. Pb= 2100 PSI, ptr=0 PSI, ptp=0 PSI, p. Cab. = 150 PSI, alineado a p. De quema desalojando agua y aceite. C/apa. De prod. Comb. 3 1/2" y 4 1/2" a 4586m. C/tf. 1 1/2" y t. Difusor 1 3/4" estac. 4500m. Indujo pozo cn ² . Q.= 30 m ³ /min, pb= 2000 PSI, ptr=0 y ptp= 0 PSI, pt.f. = 2100 PSI, p. Cab. = 110 PSI, pozo abierto franco 1 9/16" a p. De quema desalojando n ² . Y agua c/trazas de aceite.
30	22/04/08	5540		Con tubería flexible estacionada a 4500m continúa induciendo pozo con n ² q=30m ³ /min. Pbbeo=2100PSI realizando viajes cortos de 4500-4600m. En varias ocasiones para verificar tubería flexible libre.
31	23/04/08	5540		Con aparejo de producción combinada de 3 1/2" y 4 1/2" a 4586m. Y t.f de 1 1/2", trompo difusor de 1 3/4" y hta convencional a 4500m se continuó induciendo pozo. Con t.f estacionada a 4795m suspende bbeo de n ² y bombea 20 m ³ de sistema osa-m más 10m ³ de agua tratada y 33 bls de agua de perforación con q=1 bpm pbbeo=1400 a 2400 PSI. Suspendió bbeo de agua de perforación y saco t.f a superficie al 100% e instaló u.a.p on u.t.f instalada al 100% instaló u.a.p y probó líneas con 4000PSI. Con u.ap. Se bombeó 87 m ³ de agua dulce por Tr con q=6 bls/min pbbeo=1800 PSI. Y por Tp se bombeó 10 m ³ de agua tratada más 29 m ³ de agua de perforación con q= 1 a 2 bpm y pbbeo=850 PSI.
32	24/04/08	5540		Desmanteló eq. Uap. Cia. Halliburton al 100%. C/apa. De prod. Comb. 4 1/2" y 3 1/2", t.f. 1 1/2" y t. Difusor bajo a 500m. S/bbeo. De n ² . Y continuó metiendo tubería flexible a 4500m. Q.= 15 m ³ /min de n ² , pb= 2200 PSI, p.tf. = 3020 PSI, p. Cab. =106 psi, Tr= 0 PSI y Tp= 40 PSI, alineado a presa de quema desalojando agua, n ² , trazas de aceite y producto. Con tubería flexible 1 1/2" y tubo difusor. - 1 3/4" estacionado a 4500m. Indujo pozo c/n ² . Q.= 30 m ³ /min, p.b.= 1950 PSI, p. Alineado a batería franco desalojando agua, n ² . Y aceite.
33	25/04/08	5540		Con aparejo de producción combinado de 4 1/2" y 3 1/2" a 4586m. Indujo pozo con tubería flexible de 1 1/2" y tubo difusor de 1 3/4" estacionado a 4500m. Qn ² . =30 m ³ /min, pb=2000 PSI, p.tf= 1980 PSI, p. Cab.=172 PSI, ptr=0, ptp=40 PSI, pozo alineado a batería franco desalojando agua, n ² y aceite análisis de la batería agua.- 86.6 %,aceite.- 12.40 % y 1 % solido, salinidad= 26226 ppm, Ph= 9, d. Agua= 1.00 gr/c ² y d. Aceite= 0.90 gr/c ² .
34	26/04/08	5540		C/ap. De prod. Comb. 4 1/2" y 3 1/2" a 4586 m. Induce pozo c/t.f. 1 1/2" y t. Difusor 1 3/4" estac. A 4500m. Qn ² . =30 m ³ /min, pb= 2000 PSI, p.tf=2050 PSI ,p. Cab.=170 psi, ptr=0, ptp=40 psi, pozo alineado a batería franco desalojando agua, n ² y aceite análisis de la batería 82.4 agua %, 17.6 % aceite, salinidad=9874 ppm, Ph= 9, d. Agua= 1.00 gr/cc y d. Aceite= 0.90 gr/c ² .
35	27/04/08	5540		Con aparejo de producción combinado de 4 1/2" y 3 1/2" a 4586m. Indujo pozo con tubería flexible de 1 1/2" y tubo difusor 1 3/4" estacionado a 4500m. Qn ² . =30 m ³ /min, pb= 2000 PSI, p.tf= 2050 PSI, Cab. =118 PSI, ptr=0, ptp=40PSI, pozo alineado a batería franco desalojando agua, n ² y aceite. Levanto tubo difusor. - 1 3/4" con tub. flexible. -1 1/2" a 1000m. Posteriormente, levanto a superficie y desmanteló equipo. -100

Días op'n	Fecha	Prof. inicial (mts)	Densidad (gr/cc)	Resumen operativo
				% . Con pers. Cia. Schlumberger instaló equipo de medición. - 80 % . Inter con pers. Cia. Halliburton instaló u.a.p. avance.- 50 % .
36	28/04/08	5540		Con aparejo de producción combinado 3 1/2" y 4 1/2" 'a 4586m. Personal de CIA HALLIBURTON instaló uap al 100 %. Y probó líneas Tr y Tp con 8000PSI, durante 30 min. Bien. En el inter pnal. De CIA SCHLUMBERGER instaló equipo de medición al 100 %, con personal. De CIA. Probó sistema con 6000PSI. 30min. Bien. Praxair se represión Tr con 4500 m³ de n². Q.= 30 m³/min. Pb=1500PSI, c/uap cia. Halliburton realizó estimulación de limpia a los intervalos 4665-4725 y 4770-4795m. Bombeando. Los sig. Sistemas. 52m³ de hta-746,18m³ hta-746 gelificado,28 m³ de osa-m, 32m³ de agua tratada q.= 3-5 y 1 bpm, p. Tp= 120 a 4230 PSI. Y p. Tr= 750 a 5090 PSI., posterior desfogó Tr a 2200 PSI. Abrió gradualmente pozo por Tp al eq. De separación de cia. Schlumberger represionando a 3800 PSI.
37	29/05/08	5540		Desmanteló u.a.p. de CIA. HALLIBURTON al 100 %. Abrió pozo por Tp. a eq. De medición de cia. Schlumberger registró presión 4400 PSI. Desfogó a 105PSI. Estrangulando por ¼ "a 5/8" posteriormente indujo pozo por e.a. con 20m³ de n². Pb= 2000 PSI. Bbeando directo q.= 1/4-1/2 bpm agua ph-11 para neutralizar producto de la estimulación recuperó 40 m³ de producto de estimulación en el inter instaló u.t.f. y pbo. Sistema c/5000 PSI. Desmanteló eq. De n². Cia. Praxair de Tr. e instaló en línea del carrete de tf y pbo. C/5000 PSI. 30 min. Ok. Metió tf 1 1/2" c/t. Difusor 1 3/4" hasta 4500 m. Q. N². = 15 a 30m³/min, pb. =2200 psi, Bbeando 3 bls. De agua alcalina c/500 m. C/tf 1 1/2" y t. Difusor 1 3/4" estac. A 4500 m. Induce pozo q. N2= 30m³/min. Pb=2200PSI, ptf=2215PSI, de medición estrangulado a 1" desalojando prod. De estimulación y gas a batería.
38	30/04/08	5540		C/apar. De prod. Comb. 3 1/2" y 4 1/2" a 4586m. Indujo pozo c/n². Tf 1 1/2" t difusor 1 3/4" estac. 4500m. C/q. N². =30 m³/min, pb= 2100PSI. Levantó tf de 4500-4000m. Donde se estacionó e indujo c/n². Q.=30m³/min, pb=2100PSI, ptf=2163PSI, p. Cab. =140PSI, p. Tp=110PSI, Tr= 560PSI, pozo alineado al eq. De medición de CIA. SCHLUMBERGER Recup. A batería. Realizó viaje corto de 4000-4785m. C/bbeo. De n². 40m³/min, pb=2900PSI, y levantó de 4785-4500m. Estac. Misma Bbeando n². Q.=40-30m³/min, pb=2900 psi. c/tf estac. A 4500m. Bajo q. A 25m³/min, pb= 1600 PSI, y cont. Induciendo pozo ptf. = 1619 PSI, p.cab. =122 PSI, Tr= 500 PSI, Tp= 119 PSI, pozo alineado al eq. De medición estrangulado por 1" Recup. Prod. De estimulación en p. Metálica y n². A batería vol. Recup. De prod. 290 m³ c/acidez de 4.5.
39	01/05/08	5540		Con aparejo de producción comb. 3 1/2" 4 1/2" a 4586m, indujo pozo c/n² tf 1 1/2" y t. Difusor 1 3/4" estac. A 4500m c/q n²=20 m³/min, pb=1100 PSI, ptf=1400 PSI, p.cab=110 PSI, Tr=500 PSI, pozo alineado al eq. Metálica y n² a batería, vol. Recuperado de prod. 290m³ c/acidez de 4.5. Levantó tf de 1 1/2" y trompo difusor de 1 3/4" de 4500m-1000m, con bbeo de n²=15m³/min, pb 1100PSI, ptf=1400, n² acum=88350m³, n² exist=7500m³. Continúo levantando tub. Flex. De 1 1/2" de 1000m a superficie sin bbeo de n². Desmanteló unidad de tf al 100%. Instaló unidad de n² de CIA PRAXAIR y probó líneas sup. Con 5000PSI. Con unidad de n², continúo induciendo pozo x e.a. con un q= 30m³/min, p. Bbeo=700PSI, p.tp=640 y p.tr=540PSI, consumo de n²=5700m³ donde suspendió por orden de servicio

Días op'n	Fecha	Prof. inicial (mts)	Densidad (gr/cc)	Resumen operativo
				a pozos. Desmanteló unidad de n ² al 100% en el inter pnal de op'n.
40	02/05/08	5540		Con aparejo de produc. Comb. De 3 ½ -4 ½" a 4586m y pozo cerrado alineado al ensamble de estrangulación continuó registrando presiones en Tp=480PSI y en Tr=600PSI. Con pnal de operación desmanteló 20 lingada de Tp 3 ½" grado g-105, 15.5# (60 tramos). Con pnal de operación instaló línea primaria de Tp y cerró pozo en el medio árbol de producción. Desfogó presiones entrampado en línea primaria y secundaria ultimas presiones p. Tp=400PSI, p. Tr=600PSI quedando pozo represionando. Con pnal de op'n desmanteló 30 lingada de Tp 3 ½" grado g-105,15.5# (90 tramos).
41	03/05/08	5540		Con aparejo produce. Comb. De 3/12" a 4 ½" a 4586m con pozo cerrado, checando presiones por ensamble de extrang. P. Tp= 480 PSI, p. Tr= 600 PSI, se continuó quebrando Tp 3 ½ "grado-g y e, total= 58 ling. (174 tramos), con PNAL CIA IPC deslizó 12.5m de cable y cortó 25m de cable de trabajo de 1 ¼" al tambor ppal del malacate. Desconectó Tp 3 1/2 , total=64 ling (192 tramos).
42	04/05/08	5540		Con aparejo de produce. Comb. 3 ½" y 4 ½" estacionado a 4586m y pozo cerrado, registró presiones en ensamble de estrangulación, presión en Tp=480PSI y presión en Tr=640PSI, continuó desconectando Tp= 3 ½", total= 184 ling (552 tramos).

4.7 Observaciones

Como se pudo observar en este capítulo y al estar analizando el resumen operativo del pozo Tecominoacán 119, así como las operaciones programadas Vs operaciones reales podemos observar que durante la intervención del pozo no se desarrolló ninguna operación con problemas, la cual pudieran poner al pozo en problemas como tal, más sin embargo se pudo observar que hubo operaciones en espera(tiempo) las cuales corresponden a un 2% que es igual a 22 horas de espera.

Algunos de los días donde se percibe que hubo inconveniente fueron:

Día 2 (25/03/08): Se genero fluido polimérico alta temperatura 1.02gr/c² x 52seg y se bombeo al pozo. Recupero aparejo de producción combinado con TP 2 7/8", de 3 ½" y 4 ½".

Día 4 (27/03/08): Se metió Tubería de producción 3 1/2", midiendo y calibrando c/ 2 3/8" txt a 4200m. Donde se observó pérdida de comunicación. Tomó reg. Gyroscopico por estac. De 30 a 1200m.

Día 7 (30/03/08): Se metió con 4 1/8" y esc p Tr/ 5" con Tubería de producción Comb. De 2 7/8" y 3 1/2" armando txt midiendo y calibrando c/2", de 3000 a 5193m romp. Circuló C/ 500m. Donde se observó salir fluido contaminado con xileno y trazas de aceite.

Día 17 (09/04/08): Se metió niple aguja de 3 1/2" y cepillo para Tr de 7" armando t x t Tp de 3 1/2" a 4002.28m. Metió niple aguja de 3 1/2" y cepillo para Tr de 7" por ling. A 4570m donde checó bl de 5" con 2 toneladas. Operó cepillo para Tr de 7" en varias ocasiones e intento circular ciclo completo sin éxito por obs. Gasificación al llenar 40m³ bombeable de lodo de 1.03 gr/c² por 42 seg. Se alineó pozo a presa de quema por ensamble de estrangulación. Circuló atreves del ensamble de estrangulación con 80 epm q=134 gpm pbba= 1500 PSI. Presión en Tr de 400 PSI. Quedando F.c de 1.02 gr/c². Desfogó pozo por ensamble de 400 PSI a cero quedando pozo sin manifestar.

Día 23 (15/04/08): En este día con extremo de aparejo de producción comb. De Tubería de producción de 3 1/2" y 4 1/2" a 4586m instaló u.r.e. con unidad de prueba hidrostática se probó equipo de control de presión con 4000 PSI. Bajó herramienta calibradora con troquelado 1 3/4" y barra de peso de 2 1/8" y bajó a 4664 mts donde tocó resistencia franca, intentó pasar en 3 ocasiones sin éxito.

Día 27 (19/04/08): C/apa. Prod. Comb. 3 1/2 y 4 1/2a 4586 m. Y c/t.f. 1 1/2" y trompo difusor 1 3/4 estac. 4500 m. Cont. Induciendo pozo c/n². = 20 m³/min., p.b. = 2000 PSI. C/t.f. estac. A 4500m. Indujo pozo c/n² q.=30 m³/min. Pb. = 1900 PSI, pozo alineado a p. De quema desalojando agua nitrogenada c/trazas de aceite. Bajó t.f. a 4792m. Donde suspendió bbeo. De n². Y cerró pozo a p. De quema. Levantó t.f. a 700 m. C/bbeo de n-ver-sperse-a c/q.= 1/2 a 3/4 bpm, p.b.= 3000 psi, vol. Bbeado, 20 m³ y posterior sacó a superf. Desplazando c/agua en el inter instaló uap Halliburton y pbo. L.s.c. en Tp y Tr c/4500. C/uap intentó llenar e.a. c/15 m³ de agua s/éxito posterior bbeo. X Tp 9 m³ de agua c/q.= 2 bpm, p.b.= 0 y sacó t.f. a la superf. P. En Tp= 0 y Tr = 100 PSI. Esperó operadora p/verificar cierre de camisa por tiempo de solicitud c/pozo cerrado.

Día 28 (20/04/08): En este día se esperó la operadora para verificar cierre de camisa por tiempo de solicitud con pozo cerrado, ptp. = 0 PSI, ptr=100 psi.

Día 39 (01/05/08): En este día durante las operaciones se desmanteló unidad de tf al 100%. instaló unidad de n² de CIA PRAXAIR y probó líneas sup. Con 5000 PSI. Con unidad de n², continuó induciendo pozo x e.a. con un q= 30 m³/min, p. Bbeo= 700 PSI, p.tp=640 y p.tr=540 PSI, consumo de n²=5700 m³ donde se suspendió por orden de servicio a pozos.

CAPÍTULO 5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

En esta tesis se ha llevado a cabo un análisis general de los temas de Terminación Y Mantenimiento De Pozos Petroleros, con el propósito de comprender un poco más a fondo en que están basados dichos temas. Se debe considerar que la terminación del pozo se realiza con el fin de dejar al pozo produciendo y que este a su vez pueda obtener una producción óptima y que sea al menor costo posible.

El mantenimiento de pozo por lo tanto se enfoca en las intervenciones ya sea mayor o menor las cuales deben de mantener la producción del pozo, mejorar la recuperación de hidrocarburo aprovechando siempre la energía del yacimiento.

La finalidad de esta tesis fue leer, comprender, señalar, manejar datos, interpretar resultados de la intervención de la Reparación mayor No.1 del Pozo Tecominoacán 119 y que, para ello, es muy importante tener en cuenta que nosotros como futuros ingenieros petroleros tengamos los conocimientos y de esta manera una visión más clara de estos temas; con el fin de poderse enfrentar a escenarios dentro de la industria, a las nuevas tecnologías, dar soluciones y tener una visión clara de lo que representan estos dos temas en la vida de un ingeniero petrolero.

En seguida se menciona el objetivo principal que tuvo esta tesis el cual fue realizar un análisis técnico de las operaciones, del Pozo Tecominoacán 119 al efectuar reparación mayor, para obturar la zona productora de agua y disparar el intervalo 5345-5365 m (JSK6), realizando estimulación ácida no-ácida.

Durante el desarrollo de esta tesis se tuvo la oportunidad de hacer una revisión detallada del programa y del resumen operativo del pozo Tecominoacán 119, así como de sus gráficas y tablas, se pudo observar que se generó fluido polimérico alta temperatura 1.02 gr/cc por 50 seg. Se bombeo al pozo su capacidad, se recuperó aparejo de producción combinado con Tp 2 7/8", de 3 1/2" y 4 1/2" (extremo a 5003.69m) a superficie. Bombeando por espacio anular el vol. de acero extraído

con fluido polimérico alta temperatura de 1.02 gr/cc, se bajó sonda gyroscopica a 5250m. Se bajó molino 4 1/8" con escareador para Tr de 5" a 5195m. Y circulo sin observar perdida de lodo hacia la formación y saco a superficie. Durante este viaje y en la circulación salió agua con salinidad de 3300 ppm. Bajo retenedor para Tr 5" a 5095 m. Donde sin éxito realizo prueba de admisión con 4000 PSI y se decidió colocar un Txc, levanto stinger a superficie. Durante los viajes realizados se monitoreo continuamente volumenes en presas observándose llenado y desplazamiento normal. Se observó salir por vibrador (sin mallas) durante la circulación después de recuperar en aparejo fluido contaminado con xileno y trazas de aceite alcanzando una densidad mínima de 0.95 gr/cc en salida. Ya con el aparejo de prod. De 3 ½ y 4 ½ y tf 1 ½ y trompo difusor de 1 ¾ se induce pozo con N2, se observa pozo alineado a presa de quema analizando lo que desaloja.

Se puede mencionar que lo relevante que se pudo observar fue que hubo tiempos de espera los cuales fueron ocasionados en 3 ocasiones la primera bajó herramienta calibradora con troquelado 1 3/4" y barra de peso de 2 1/8" y bajó a 4664 mts donde tocó resistencia franca, intentó pasar en 3 ocasiones sin éxito. La segunda donde se suspendió bombeo. de n². Esperó operadora p/verificar cierre de camisa por tiempo de solicitud c/pozo cerrado. Se esperó la operadora para verificar cierre de camisa por tiempo de solicitud con pozo cerrado. Y la tercera desmanteló unidad de Tf al 100%. instaló unidad de n² de CIA PRAXAIR y probó líneas sup. Con 5000 PSI. Con unidad de n², continúo induciendo pozo x e.a. con un q= 30 m³/min, p. Bbeo= 700 PSI, p.tp=640 y p.tr=540 PSI, consumo de n²=5700 m³ donde se suspendió por orden de servicio a pozos. Analizando los tiempos de espera y las razones por las cuales surgieron se puede llegar a la conclusión que fueron 22 horas las cuales hubo esperas y que de ahí en fuera es importante mencionar que el programa de intervención se cumplió tal cual menciona el programa.

Recomendaciones

Es importante mencionar algunas recomendaciones las cuales ayudan y favorecen en la intervención del pozo Tecominoacán 119 y así mismo a nosotros como futuros ingenieros petroleros ya que nos ayuda a tener un conocimiento más amplio en esta área.

Se recomienda estar al pendiente del volumen de agua existente para apoyo de operación y lo que se requiera, de serlo necesario activarlo a la sección química.

Es importante contar con una buena logística y tener en existencia el material necesario para acondicionar el fluido a las condiciones requeridas de acuerdo con la operación a realizar.

Monitoreo de la propiedades físico-químicas para garantizar que se tenga los parámetros requeridos y que no exista ningún inconveniente.

De igual manera es importante mencionar que durante la realización de esta tesis se contó con el apoyo de nuestro asesor externo el cual fue el ingeniero Isidoro Torres, el cual nos proporcionó conocimientos de Terminación Y Mantenimiento De Pozos, y nos apoyó a comprender los reportes, los cuales son reportes proporcionados por la universidad de tabasco y elaborados por PEMEX y así mismo nos proporcionó todas las bases necesarias.

ANEXOS

Anexo 1: Especificaciones generales. (Comisión nacional de hidrocarburos. (página web en línea) Publicados en el Diario Oficial de la Federación. Consulta: 2021, junio 16)

NO.	NOMENCLATURA	ESTÁNDAR ESPECIFICO
1	S.C.T	Reglamentos para transporte terrestre de materiales y residuos peligrosos.
2	C.N.A	Ley de aguas nacionales
3	L.GE.E.P.A	Ley general del equilibrio ecológico y protección al ambiente
4	NOM-052-ECOL/93	Establece las características de los residuos peligrosos, el listado de los mismos y los límites que hacen a un residuo peligroso por su toxicidad al ambiente.
5	NOM-138-SEMARNAT/ SS-2003	Establece los límites máximos permisibles de hidrocarburos en suelos y las especificaciones para su caracterización y remediación.
6	OTRAS:	Ley de obras y servicios relacionados con las mismas y su reglamento .

Anexo 2: Petróleos mexicanos. (Comisión nacional de hidrocarburos. (página web en línea) Publicados en el Diario Oficial de la Federación. Consulta: 2021, junio 16)

NO.	ESTÁNDAR TÉCNICO
1	Ley de Petróleos Mexicanos.
2	Reglamento de la ley de petróleos mexicanos.
3	Disposiciones generales de contratación.
4	Contenido nacional a partir de la reforma energética.
5	Políticas y lineamientos para la utilización del sistema de contrataciones electrónicas PEMEX (SISCEP).

Anexo 3: Especificaciones PEMEX. (Tabla tomada de pemex.com [página web en línea] consulta:2021, junio 16)

NO.	NOMENCLATURA	ESTÁNDAR ESPECIFICO
1		Reglamento de trabajos petroleros
2		Acceso de personas a instalaciones de Pemex exploración y producción .
3	PEP/ASIPA-L-001/99	Lineamiento que en materia de seguridad industrial y protección ambiental deberán cumplir las localizaciones para perforación de pozos, equipos de perforación y mantenimiento de pozos
4		Normas de seguridad –D.D.V. de las tuberías de transporte de fluidos.
5	NOM-115-SEMARNAT-2003	Establece las especificaciones de protección ambiental que deben observarse en las actividades de perforación y mantenimiento de pozos petroleros terrestres
6		Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.
7	ANEXO SSPA	Obligaciones de seguridad, salud en el trabajo y protección ambiental de los promitentes o contratistas que realizan actividades en instalaciones de petróleos mexicanos y organismos subsidiarios.
8	NOM-149-SEMARNAT-2006	Establece las especificaciones de protección ambiental que deben observarse en las actividades de perforación, mantenimiento y abandono de pozos petroleros en las zonas marinas mexicanas
9	<u>PEMEX-EST-IC-090-P2-2020</u>	Inspección, confiabilidad, mantenimiento - Contratación - Servicios de mantenimiento a cambiadores de calor de envolvente y haz de tubos.
10	<u>PEMEX-EST-IC-150-2017</u>	Inspección, confiabilidad, mantenimiento - Contratación – Servicios de pruebas hidrostáticas.
11	<u>PEMEX-EST-IC-187-2018</u>	Servicios mantenimiento a sistemas de tuberías.
12	<u>PEMEX-EST-TD-030-2020</u>	Servicios de ingeniería, construcción, inspección, análisis de integridad y mantenimiento de sistemas de ductos terrestres.

Anexo 4: Normas Oficiales Mexicanas(NOMs) y Normas Mexicanas(NMXs). (Guía de estándares Técnicos. En S. d. Comercio. Mexico.D.F. Economía, S. d. (2017).)

NO.	SUBCATEGORÍA	ESTÁNDARES TÉCNICOS
Normas Oficiales Mexicanas (NOMs)		
Exploración Sísmica		
1	Especificaciones de protección ambiental para prospecciones sísmológicas terrestres.	NOM-116- SEMARNAT-2005
2	Lineamientos para los trabajos de prospección sísmológica petrolera y especificaciones de los niveles máximos de energía.	NOM-026-SESH- 2007
Exploración Perforatoria		
3	Especificaciones de protección ambiental para las actividades de perforación, mantenimiento y abandono de pozos petroleros en las zonas marinas mexicanas	NOM-149- SEMARNAT-2006
4	Instalaciones de aprovechamiento de gas natural	NOM-002-SECRE- 2010
5	Conexión integral y conexión flexible utilizadas en instalaciones de aprovechamiento de gas natural o gas L.P.	NOM-014-SESH- 2013
Producción		
6	Especificaciones de protección ambiental en actividades de perforación y mantenimiento de pozos petroleros terrestres para exploración y producción	NOM-115- SEMARNAT-2003
7	Especificaciones de protección ambiental durante la instalación, mantenimiento mayor y abandono, de sistemas de conducción de hidrocarburos y petroquímicos en estado líquido y gaseoso por ducto	NOM-117-SEMARNAT2006
8	Recuperación de azufre	NOM-148-SEMARNAT2006
9	Lineamientos técnicos de infraestructura para helipuertos	PROY-NOM-014/2-SCT3-2014
10	Válvulas de relevo depresión, fabricadas de acero y bronce	NOM-093-SCFI-1994

Normas Mexicanas (NMXs)		
Válvulas		
11	Válvulas de compuerta –Fierro fundido – Guarniciones de bronce	NMX-H-008-1980
12	Válvulas de acero fundido – Tipo compuerta	NMX-H-079-1982
13	Válvula de acero fundido – Tipo compuerta y macho lubricado	NMX-H-125-1989
Ductos		
14	Tubos de acero para sistemas de transporte por ductos de petróleo, gas y otros fluidos	PROY-NMX-B-516- CANACERO-2017

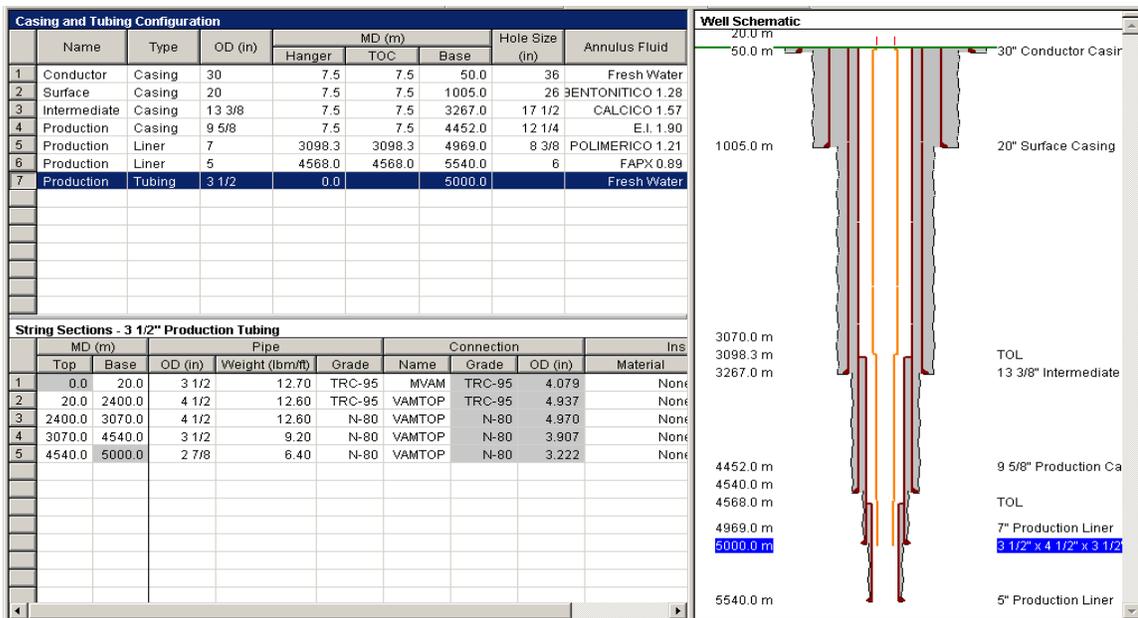
Anexo 5: Normas de Referencia (NRFs). (Guía de estándares Técnicos. En S. d. Comercio. Mexico.D.F. Economía, S. d. (2017).)

NO.	SUBCATEGORÍA	ESTÁNDARES TÉCNICOS
Analizadores		
1	De oxígeno	NRF-169-PEMEX-2008
2	Continuos	NRF-214-PEMEX-2010
3	Continuos de viscosidad de hidrocarburos líquidos	NRF-218-PEMEX-2009
Equipos de Seguridad y Protección		
4	Vehículos contra incendio	NRF-119-PEMEX-2008
5	Equipo autónomo de respiración (SCBA)	NRF-239-PEMEX-2009
6	Equipo de protección contra sustancias químicas	NRF-251-PEMEX-2011
Sistemas de control y protección		
7	Sistemas de control y protección de turbogeneradores	NRF-235-PEMEX-2010
8	Sistema de control y protección de compresores reciprocante	PROY-NRF-266- PEMEX- 2012
Sistemas		
9	Sistemas digitales de monitoreo y control	NRF-105-PEMEX-2012
10	Sistemas de intercomunicación y voceo para instalaciones industriales	NRF-117-PEMEX-2011
11	Sistema de Gas y Fuego (CEP)	NRF-184-PEMEX-2013

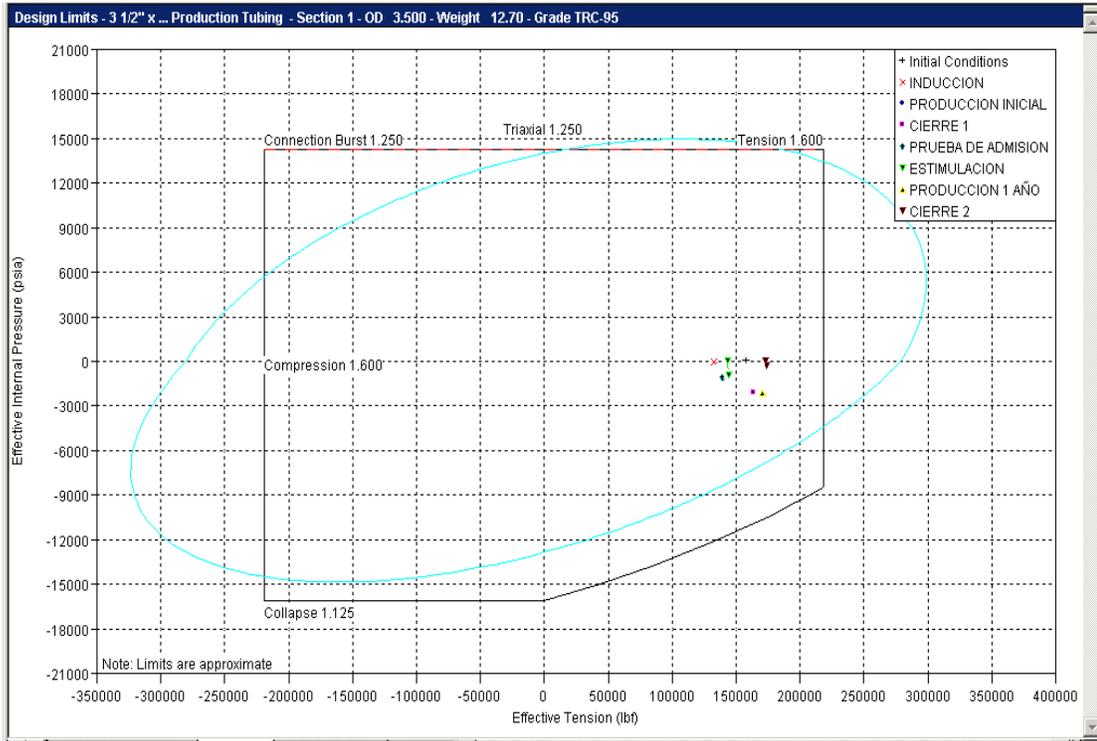
12	Sistemas de fuerza interrumpible	NRF-249-PEMEX-2010
13	Sistemas de lubricación por niebla	NRF-250-PEMEX-2010
Medición		
14	Instrumentos de medición	NRF-199-PEMEX-2009
15	Medición ultrasónica para hidrocarburos en fase líquida	NRF-240-PEMEX-2009
Ductos		
16	Electrodos para soldadura para los sistemas de ductos e instalaciones relacionadas	NRF-084-PEMEX-2011
17	Conexiones y accesorios para ductos de recolección y transporte de hidrocarburos	NRF-096-PEMEX-2010
18	Depósitos metálicos para inhibidores de corrosión de los sistemas de protección interiores de ductos terrestres de transporte	NRF-291-PEMEX-2012
19	Registros para instalación y retiro de testigos y/o probetas corro simétricas de los sistemas de evaluación de ductos terrestres de transporte	NRF-292-PEMEX-201
Mangueras		
20	Mangueras marinas para el manejo de hidrocarburos en instalaciones costa afuera	NRF-063-PEMEX-2013
21	Mangueras para el drenaje pluvial en tanques cilíndricos verticales con techo flotante externo	NRF-234-PEMEX-2009
Válvulas, juntas y empaques		
22	Válvulas para ductos	NRF-211-PEMEX-2008
23	Válvulas solenoides	NRF-245-PEMEX-2010
24	Juntas y empaques	NRF-156-PEMEX-2014
Aislamientos		
25	Térmicos para altas temperaturas en equipos, recipientes y tubería superficial	NRF-034-PEMEX-2011
26	Equipos para pruebas de resistencia de aislamiento eléctrico	NRF-276-PEMEX-2012
Cargador y Banco		
27	Protección anticorrosiva	NRF-168-PEMEX-2012
28	Cargador y banco de baterías	NRF-196-PEMEX-2013
29	Banco de capacitores de baja tensión	NRF-197-PEMEX-2013
30	Banco de capacitores de media tensión	NRF-198-PEMEX-2013
Plataformas y embarcaciones		
31	Elementos de acceso (viudas, escalas y pasarelas) entre muelles a embarcaciones y de embarcaciones a plataformas marinas	NRF-062-PEMEX-2002

32	Calabrotes para monoboyas y amarraderos convencionales	PROY-NRF-064- PEMEX-2012
33	Acero estructural para plataformas marinas	NRF-175-PEMEX-2013
34	Plataformas articuladas con motores eléctricos o de combustión interna	NRF-268-PEMEX-2011
35	Aluminio estructural - materiales para plataformas marinas	NRF-273-PEMEX-2010
Cemento y concreto		
36	Lastre de concreto para tuberías de conducción	NRF-033-PEMEX-2010
37	Recubrimientos a base de cemento a prueba de fuego para estructuras y soportes de equipos	NRF-065-PEMEX-2014
Varios		
38	Espárragos y tornillos de acero de aleación y acero inoxidable para servicios de alta y baja temperatura	NRF-027-PEMEX-2009
39	Materiales refractarios para calentadores a fuego directo	NRF-124-PEMEX-2014
40	Herramienta hidráulica para torsión y tensión controladas	NRF-267-PEMEX-2010
41	Tratamiento químico integral para calderas y calderetas	NRF-277-PEMEX-2011

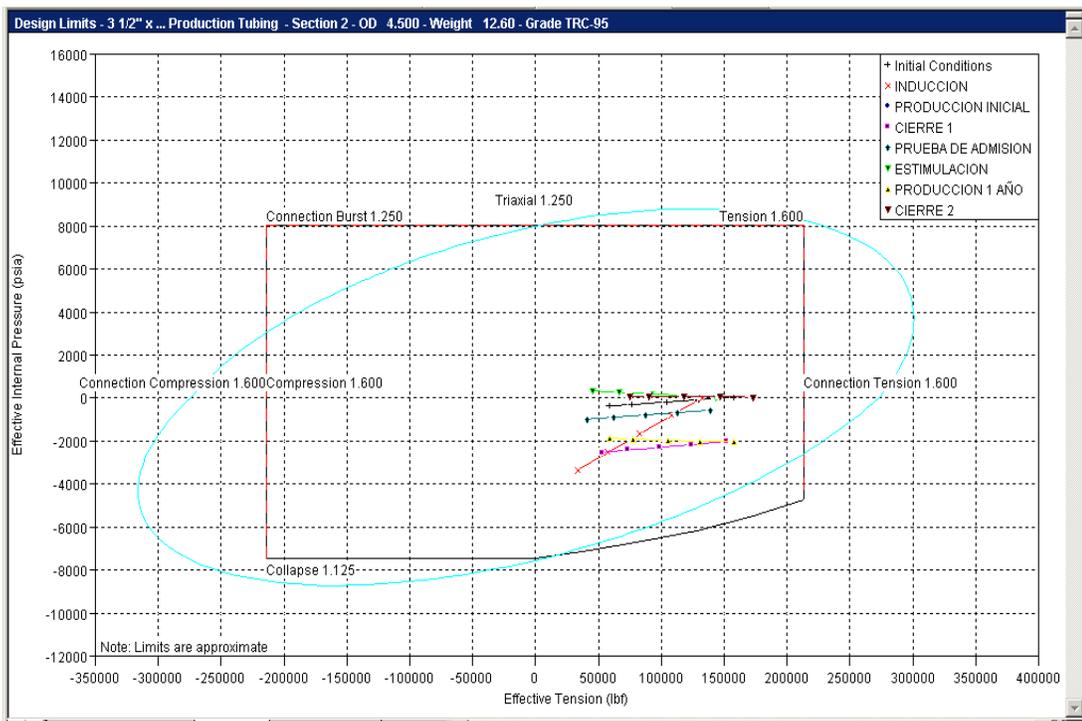
Anexo 6: Diseño del aparejo de producción WELLCAT. Información proporcionada por la Universidad De Macuspana Tabasco.



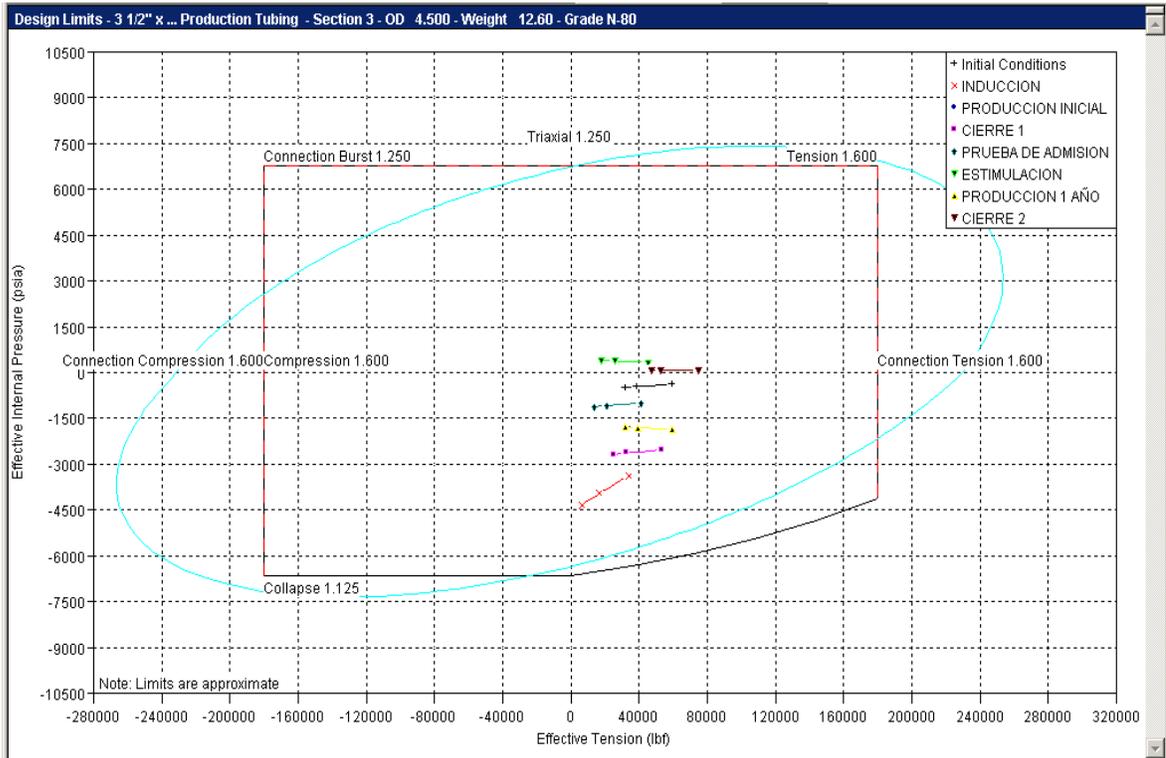
Anexo 7: TP 3 1/2", TRC-95, 12.5 Lb/ft, Mvam



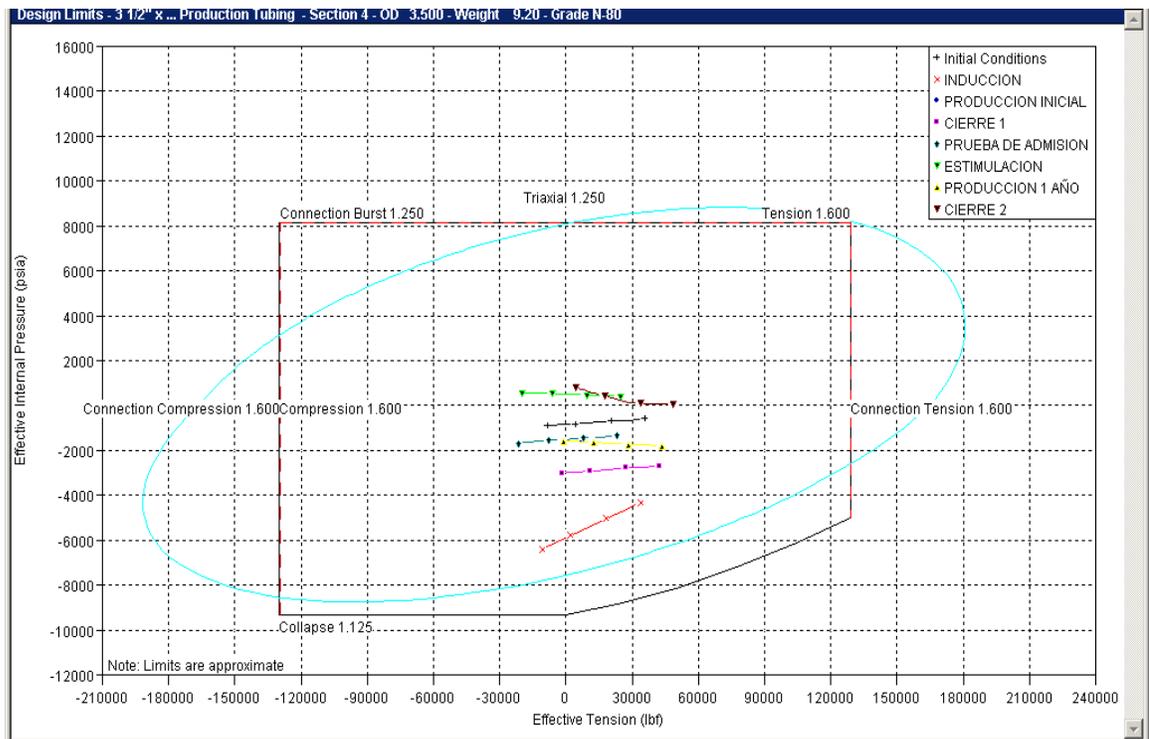
Anexo 8: TP 4 1/2", TRC-95, 12.6 Lb/ft, Vamtop



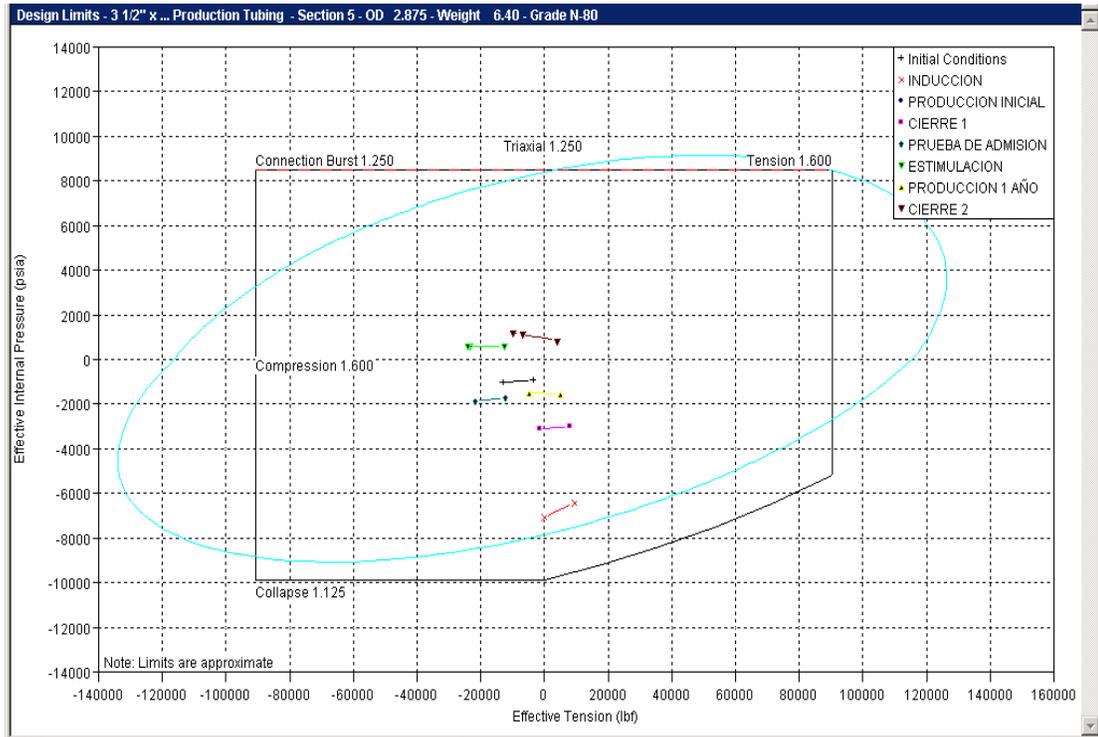
Anexo 9: TP 4 1/2", N-80, 12.6 Lb/ft, Vamtop



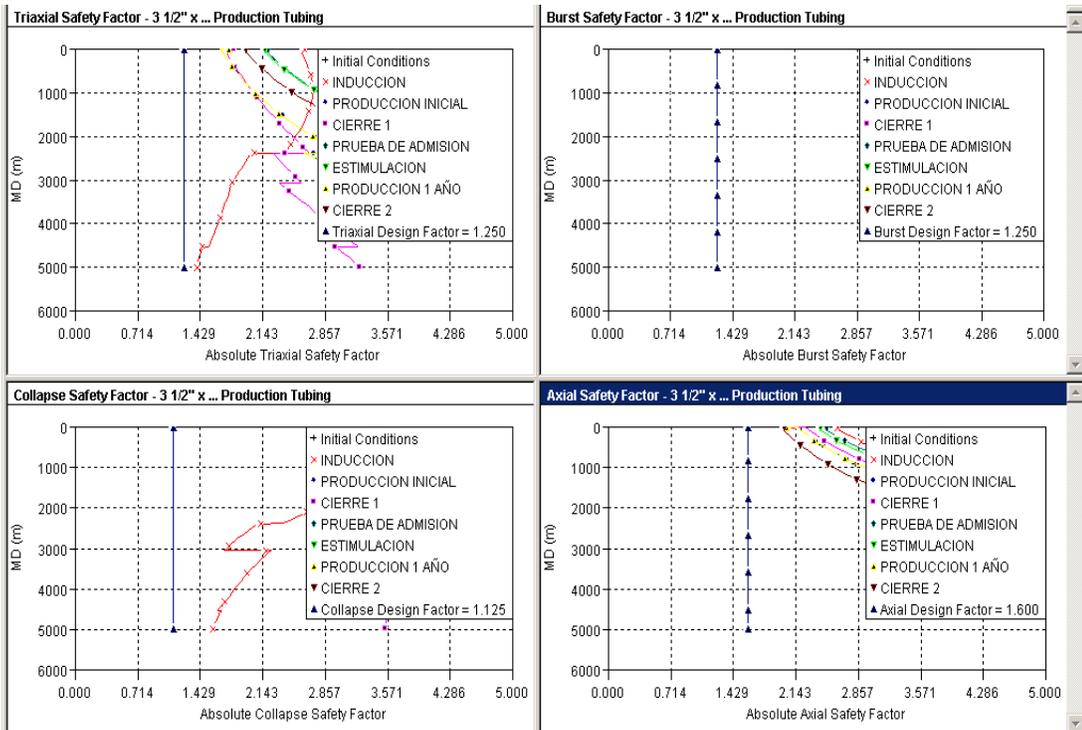
Anexo 10: TP 3 1/2", N-80, 9.2 Lb/ft, Vamtop



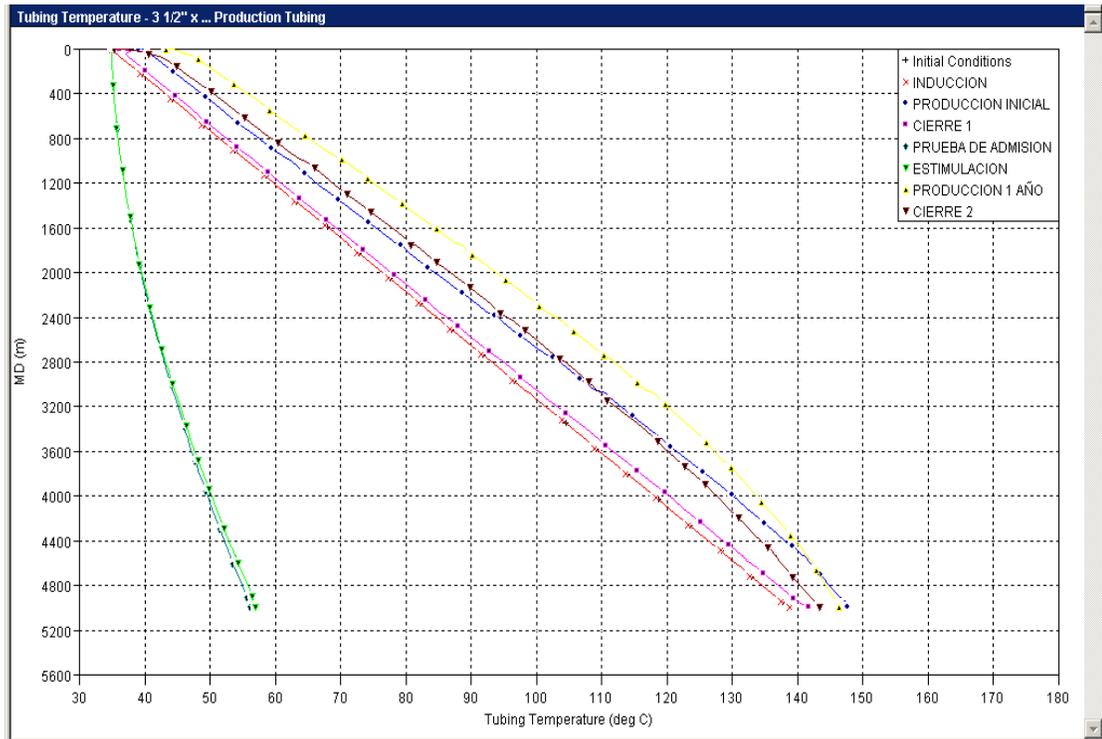
Anexo 11: TP 2 7/8", N-80, 6.4 Lb/ft, Vamtop



Anexo 12: Esfuerzos a los que se somete el aparejo de producción.



Anexo 13: Cambios de temperatura que sufre aparejo de producción durante operaciones.



GLOSARIO GENERAL

Abandono: Es una operación técnica que cierra temporal o permanentemente un pozo petrolero a través de un tapón. Se refiere a las actividades de remoción y desmantelamiento de materiales, incluido el taponamiento final y el abandono de pozos.

Anhidrita: La anhidrita es un mineral compuesto por sulfato de calcio anhidro. Está compuesto por un 41,2% de CaO y un 58,8% de SO₃. La anhidrita se puede encontrar como una roca cubierta en los domos de sal. La presencia de anhidrita en la roca afectará la elección del tipo de lodo para la perforación.

API: La escala de gravedad específica desarrollada por el Instituto Americano del Petróleo (API) se utiliza para medir la densidad relativa de varios líquidos derivados del petróleo, expresada en grados.

Arcillas: Minerales detríticos con un tamaño de partícula inferior a 0,004 mm. Están formados por la alteración de minerales de silicato como el feldespato y el anfíbol.

Asfáltenos: Material orgánico compuesto por anillos aromáticos y nafténicos que contienen moléculas de nitrógeno, azufre y oxígeno. Se define como la parte orgánica del aceite.

Barita: Usualmente utilizado como espesante para todo tipo de fluidos de perforación, se extraen en muchas partes del mundo y se envían a plantas de trituración ubicadas estratégicamente como mineral, donde el API especifica su trituración a un tamaño de partícula de 3 a 74 micrones.

Campo: Área geográfica donde múltiples pozos de petróleo y gas producen una misma reserva. Un campo solo puede referirse a un área de superficie o estrato subterráneo. Un solo campo petrolero puede tener reservas separadas a diferentes profundidades.

Cementación: Es la operación técnica de preparar y bombear cemento en un lugar determinado o en un pozo determinado. El propósito de las operaciones de cementación es sellar el espacio anular en un pozo que ha sido entubado.

Conductividad de fractura: Este parámetro determina la efectividad de la misma, depende del ritmo de reacción del ácido con la formación y en la forma en que este la grava esto en base a las caras de la fractura al terminar el tratamiento.

Densidad: El atributo de fuerza de una sustancia, a través del cociente entre estas dos cantidades, relaciona la masa de la sustancia con su volumen. Se expresa en gramos por centímetro cúbico o libras por galón.

Desarrollo: Actividad de aumentar o disminuir las reservas mediante la perforación y producción de pozos.

Emulsiones: La emulsión es un sistema de dos fases que consta de dos líquidos parcialmente miscibles, uno de los cuales se dispersa en el otro en forma de gránulos. La fase dispersa, discontinua o interna es el líquido de descomposición de los gránulos. El líquido circundante es la fase continua o la fase externa.

Estimulación: El proceso de acidificación o fracturamiento para expandir conductos existentes o crear nuevos en la formación de producción de un pozo.

Fase: Es la parte de un sistema que difiere, en sus propiedades intensivas. El sistema de hidrocarburos generalmente se divide en dos etapas: gaseoso y líquido.

Fluido: Sustancia que fluye y que se deforma ante cualquier fuerza que tienda a cambiar su forma, con lo que se desplaza y se adapta a la forma del recipiente. Los líquidos y gases son fluidos.

Hidrocarburos: Compuestos orgánicos que contienen principalmente carbono e hidrógeno. Son los compuestos más simples y pueden considerarse como las principales sustancias de las que derivan los demás compuestos orgánicos.

Mantenimiento: Un conjunto de actividades o intervenciones predictivas, preventivas y correctivas derivadas del monitoreo de integridad, incluido el mantenimiento, desde el diseño hasta el abandono.

Perforación: Es una serie de actividades que utilizan herramientas diseñadas específicamente para la exploración o explotación de hidrocarburos para realizar y mantener las actividades de perforación que conectan el yacimiento con la superficie.

Petróleo: Una mezcla de hidrocarburos en forma de fase líquida, por lo que permanece bajo las condiciones originales de presión y temperatura. Puede incluir pequeñas cantidades de sustancias no hidrocarbonadas.

Pozo costa afuera: Pozos construidos a partir del lecho marino para conectar el embalse a la superficie.

Pozo de alivio: Pozos perforados para controlar el flujo de fluidos o liberar la presión del yacimiento en pozos no controlados.

Pozo de desarrollo para la extracción: Pozos perforados dentro del rango de yacimiento conocido con el propósito de la producción comercial de petróleo y gas.

Pozo Delimitador: Pozos exploratorios perforados dentro de lo que se considera un yacimiento, el propósito es delimitarlo horizontal y verticalmente, y obtener información que permita actualizar el modelo geológico, actualizar las reservas, evaluar la rentabilidad y planificar estrategias de desarrollo.

Pozo en aguas profundas: Un pozo con una profundidad de agua igual o superior a 500 metros y no más de 1500 metros.

Pozo en aguas someras: Pozo con un tirante de agua menor a 500 metros.

Pozo en aguas ultra profundas: Pozo con un tirante de agua igual o superior a 1,500 metros.

Pozo exploratorio: El objetivo del pozo es conocer los pilares estratigráficos, confirmar la existencia del sistema petrolero y, en su caso, localizar y delimitar posibles depósitos.

Pozo horizontal: El pozo tiene una trayectoria horizontal en relación con la vertical y el rango de cambio está entre 80 ° y 95 °.

Pozo inyector: Pozo tipo perforado con el objeto de permitir la inyección de fluidos con fines.

Pozo letrina: Un pozo que ya no es un pozo de producción, su principal objetivo es permitir la inyección de los recortes de perforación o fluido residual como producto de perforación de la formación para su almacenamiento o disposición.

Pozo multilateral: Se definen como la construcción de uno o más pozos laterales a partir de un pozo principal.

Pozo productor: Pozos de hidrocarburos extraídos comercialmente en condiciones estables y respaldados por pruebas de producción.

Pozo: Es una construcción realizada bajo tierra para conectar la superficie al yacimiento para actividades de exploración y producción de petróleo y gas.

Salmueras: Una solución de sal inorgánica a base de agua que se utiliza como fluido de control de pozos en las fases de terminación y reparación de las operaciones de pozos. La salmuera no contiene sólidos y no contiene partículas que puedan obstruir o dañar la formación de producción.

Terminación con SAGD: Es adecuado usar este método para construir pozos horizontales individuales y terminaciones de pozos especiales.

Terminación doble: Pozo con un solo agujero terminado con tubulares y equipos que producen en dos áreas separadas, donde se utilizan dos líneas de producción para proporcionar el nivel de control y seguridad necesarios para producir fluidos en las dos áreas por separado. En algunas terminaciones, la segunda zona o zona superior es producida por el anillo entre el tubo de producción y la carcasa.

Terminación Selectiva: Variante de terminación simple en la que se completa el pozo para producir hidrocarburos en dos o más yacimientos. Por esta razón, es necesario utilizar empacadores y herramientas especiales para ajustar las tuberías de producción frente a cada yacimiento para permitir que los hidrocarburos fluyan hacia afuera de los reservorios seleccionados, mientras que otros reservorios no producen.

Terminación sencilla: Pozo perforado en un solo yacimiento con un ducto de producción a través del cual se extraen los hidrocarburos

Terminación triple: Los pozos de un solo orificio terminan en accesorios de tubería y equipos, capaces de producir tres áreas independientes, utilizando tres líneas de producción para proporcionar el nivel de control y seguridad necesarios para producir fluidos en las tres áreas, respectivamente. En algunas terminaciones triples, la tercera capa o capa superior es creada por el espacio anular entre la tubería y la carcasa.

Terminación: Operaciones posteriores a la perforación después del cementado de revestimientos de producción, introducción de equipos de perforación de producción, estimulación de pozos de petróleo y evaluación de formaciones, para permitir que los pozos de petróleo produzcan hidrocarburos o los bloqueen.

Yacimiento no convencional: La acumulación natural de hidrocarburos en rocas generadoras o rocas compactas de almacenamiento de petróleo, donde, para extraerlos, es necesario incrementar la producción del sistema de fluido rocoso o mejorar el proceso de recuperación.

Yacimiento: Acumulación natural de hidrocarburos en las rocas del subsuelo tiene las propiedades físicas para almacenarlos y permitirles fluir en condiciones específicas.

GLOSARIO DE ABREVIATURAS

Bbeando: bombeando

Bbeo: bombeo

Bop´s: preventores

Calib: calibra

Cia: nombre de compañía

Circ: circula

Cto: cemento

Dens: densidad

E.A: espacio anular

Emb: emboladas

Extrang: estrangulador

Fast-tor: herramienta de apriete

Gpm: galones por minuto

Hta: herramienta

Matyep: nombre de compañía

Obs: observa

P´nal Cia Prinver: personal de compañía Prinver

Pbba: presión de bomba

Pnal: personal

Ppal: principal

Prod: producción

Rec: recortes

Romp: romper

Tp: tubería de producción

Tr: tubería de revestimiento

Txt: tramo por tramo

U.a.p: unidad de alta presión

U.r.e: unidad de registros eléctricos

U.T.F: unidad de tubería flexible

Bibliografía

1. Production Operations 2, Well Completions, Workover and Simulations. Thomas O. Allen and Allan P Roberts. Oil And Gas Consultants International, Inc. Tulsa. Ed. 1989
2. David Hawker; Karen Vogt; Allan Robinson; Manual de Perforación, Procedimientos y Operaciones en el Pozo, Marzo 2001, versión 3
3. Energy API, Manual de Fluidos de Perforación, Procedimiento Estándar para las Pruebas de Fluidos de Perforación, Instituto Americano del Petrolero, Dallas Texas.
4. Elizabeth Samanta Sánchez; Cesar Andrés Villavicencio; Tesis; estudio para optimizar las operaciones de perforación de pozos de largo alcance utilizando un sistema de fluidos de perforación de alto rendimiento base agua: Escuela Politécnica Nacional, Facultad De Ingeniería En Geología Petroleros.
5. Drilling Fluids Reference Manual; BAKER HUGHES
6. Alonso Cárdenas, I. (1983). *Apuntes de terminación de pozos*. México D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México.
7. Barragán Gonzáles, J., Ortega Hernández, R., Ortiz Ortiz, O., Ramírez Rosete, E., & Toledo Mejía, J. (enero 2014). *terminación de pozos en aguas profundas*. México D.F.: Instituto Politécnico Nacional .
8. Bellarby, J. (2009). *Well completion design*. Amsterdam: Elsevier.
9. Castillo, T., & Meiby, Y. (octubre 2012). *Estudio de la ingeniería conceptual en pozo tipo para la explotación del área Carabobo, asignada a la empresa mixta petroindependiente en la faja petrolífera del Orinoco*. Caracas: Universidad Central de Venezuela.
10. Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2011). *"Documento Técnico 2, La Tecnología de la Exploración y Producción en México y en el Mundo: Situación Actual y Retos"*. Ciudad de México, México.

11. Cortés Torres, P. (26 de 12 de 2020). *epmex.org*. Obtenido de *epmex.org*: <https://epmex.org/news/2020/11/26/pozos-petroleros/>
12. Cortes, M. (2020). *Estimulacion de Pozos*. Mexico: IDOCPUB.
13. Economía, S. d. (2017). Guia de estandares Tecnicos. En S. d. Comercio. Mexico: Unidad de contenido Nacional y fomento de cadenas productivas e invasion en el sector energetico.
14. Energía, S. S. (s.f.). Glosario de Terminos. En S. d. Hidrocarburos. mexico: Direccion general de exploracion y extracion de Hidrocarburos.
15. Espindola, K. G. (2014). *Descripcion y Funcionamiento del sistema de produccion, almacenamiento y descarga"FPSO"para el manejo de hidrocarburos en aguas profundas*. Mexico.D.F: Universidad Nacional Autonoma de Mexico.
16. Fernandez, M., & Romero, J. (Julio 2003). *curso básico de perforación direccional*. Ciudad de México: Universidad Nacional Autónoma de México.
17. H., D. I. (2014). Análisis y aplicación de la administración de proyectos en la explotación de Hc,. *Universidad Nacional Autónoma de México*, 128pp.
18. Herrera, L. A. (2010). Estimulacion de pozos petroleros Mejoradores de la conductividad de en arenas. Mexico: Instituto Politecnico Nacional.
19. Ingeniería, S. d. (s.f.). *Terminacion y mantenimiento de pozos*. mexico.
20. J.J.Marti, E. (2002). El petroleo .El recorrido de la energia. 18pp.
21. Mario, S. M. (2013). *Fluidos de terminacion de pozos en aguas profundas:Salmueras y formiatos*. Mexico,D.F: Universidad Autonoma de Mexico.
22. MéndezCastro,A.(octubrede2013).*oilproduction.net*.obtenidodeoilproduction .net:<http://www.oilproduction.net/files/aspectos-de-produccion.pdf>
23. México, U. N. (19 de Mayo de 2014). *Hidrocarburos*. Obtenido de <http://www.objetos.unam.mx/quimica/hidrocarburos/index.html>

24. Naveja, L. F., & Rodríguez, A. R. (Agosto 2016). Procedimiento innovador en sitio para el reacondicionamiento de árboles y cabezales en plataformas marinas para el desarrollo de campos maduros en el Golfo de Mexico. *JR Consultores Industriales; SA de CV*, 9.
25. París de Ferrer, M. (2009). *"Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos"*.
26. Pemex. (2008). *Guía de diseño para estimulaciones de pozos* . Gerencia de ingeniería y tecnología de la UPMP.
27. Peralta, A. d. (2014). *Reparacion de pozos: Raparacion mayor al Pozo Mora 24 ubicado en el municipio de Cardenas, en el estado de Tabasco*. Distrito Federal: Instituto Politecnico Nacional.
28. Priscila, D. I. (2019). Seminario de actualizacion con opcion a titulacion de perforacion, terminacion y reparacion de pozos petroleros. En M. T. Hernandez. Ciudad de Mexico: Instituto Politecnico Nacional.
29. Ramírez Abad, R. (2017). *Cuaderno de apuntes de terminación y mantenimiento de pozos*. Ciudad de México: Universidad Nacional Autónoma de México.
30. Sánchez Martínez, I. (2016). *Perforación en la industria petrolera*. Ciudad de México: Intituto Politecnico Nacional.
31. Serrano, E. B. (Agosto, 2013). *Terminacion de pozos inteligentes*. Mexico,D.F: Universidad Autonoma de Mexico.
32. Toledo, B. I. (2013). Probar Conjunto de Preventores Con Top Drive o Flecha y Conexiones Superficiales de Control Con Probador Solido y de Copas. 15.
33. Varhaug, M. (2015). *Schlumberger*. Obtenido de E&P Defining Series site: http://www.slb.com/resources/oilfield_review/~//media/Files/resources/oilfield_review/defining_series/Defining-Mud-Logging.ashx
34. Wam, R. (2008). *Well completion*. Amsterdam: ELSEVIER.

35. Para el capítulo 3 y 4 se ocuparon reportes de Programa y Recap los cuales fueron proporcionados por la Universidad De Macuspana Tabasco.