



# **INSTITUTO TECNOLÓGICO SUPERIOR DE MISANTLA**

---

**“ESTUDIO TÉCNICO DE LAS  
OPERACIONES DEL POZO  
TERRESTRE JUJO 16 AL EFECTUAR  
REPARACIÓN MAYOR”**

**TESIS PROFESIONAL**

PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
**INGENIERO PETROLERO**

**P R E S E N T A N**

**GARCÍA HERNÁNDEZ JAEL  
HERNÁNDEZ SÁNCHEZ NAHÚN**

ASESOR:  
ING. EDUARDO ARGENIS HERNÁNDEZ  
SANTIAGO

MISANTLA, VERACRUZ

2022.



# **INSTITUTO TECNOLÓGICO SUPERIOR DE MISANTLA**

---

**“ESTUDIO TÉCNICO DE LAS  
OPERACIONES DEL POZO  
TERRESTRE JUJO 16 AL EFECTUAR  
REPARACIÓN MAYOR”**

**TESIS PROFESIONAL**

PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
**INGENIERO PETROLERO**

**P R E S E N T A N**

**GARCÍA HERNÁNDEZ JAEL  
HERNÁNDEZ SÁNCHEZ NAHÚN**

ASESOR:  
ING. EDUARDO ARGENIS HERNÁNDEZ  
SANTIAGO

MISANTLA, VERACRUZ

2022.



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

FECHA: 10 de Marzo de 2022.

ASUNTO: AUTORIZACIÓN DE IMPRESIÓN DE TESIS PROFESIONAL.

A QUIEN CORRESPONDA:

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

Jael García Hernández

pasante de la carrera de INGENIERÍA PETROLERA con No. de Control 162T0763 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:

**“ESTUDIO TÉCNICO DE LAS OPERACIONES DEL POZO TERRESTRE JUJO 16 AL EFECTUAR REPARACIÓN MAYOR”**

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

MII. GRACIELA GUADALUPE AGUILERA ALVAREZ  
DIVISIÓN DE ESTUDIOS PROFESIONALES



Archivo.

VER. 01/03/09

F-SA--39



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

FECHA: 10 de Marzo de 2022.

ASUNTO: AUTORIZACIÓN DE IMPRESIÓN  
DE TESIS PROFESIONAL.

A QUIEN CORRESPONDA: ..

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

**NAHÚN HERNÁNDEZ SÁNCHEZ**

pasante de la carrera de INGENIERÍA PETROLERA con No. de Control 162T0771 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:

**“ESTUDIO TÉCNICO DE LAS OPERACIONES DEL POZO TERRESTRE JUJO  
16 AL EFECTUAR REPARACIÓN MAYOR”**

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

MII. GRACIELA GUADALUPE AGUILERA ALVAREZ  
DIVISIÓN DE ESTUDIOS PROFESIONALES



Archivo.

VER. 01/03/09

F-SA--39

## **Agradecimientos**

A Dios por permitir terminar este ciclo de mi vida y por siempre llenarme de bendiciones.

A mis padres **Nahun Hernández Sánchez** y **Carmina Marisol Sánchez Sánchez** por apoyarme en cada decisión y proyecto que he tomado a lo largo de mi vida y estar hoy como ejemplo de trabajo y perseverancia y por su amor brindado.

Doy gracias a mi hermano **Brandon Steven Hernández Sánchez**, por ser un gran hermano, amigo y siempre poder contar contigo.

A mi familia por ser pilar importante en mi desarrollo y por siempre contar incondicionalmente con ustedes para cualquier proyecto. Como también por todo lo que ustedes me han enseñado he inculcado a lo largo de mi vida como son los valores y el trabajo.

A **Azucena del Carmen López Ruíz** que me ha dado su confianza, su amor y apoyo en todas las cosas que realizo de la manera más sincera y por ser la persona más maravillosa y humilde del mundo.

A mi asesor externo Ing. **Isidoro Valente Torres Díaz** por toda la ayuda brindada durante la elaboración de esta tesis, además de ser un gran amigo.

A mi compañera **Jael García Hernández** por el esfuerzo, dedicación y ánimo mostrado en este trabajo ya que fue de gran ayuda para la elaboración de este.

A mis profesores por el apoyo y enseñanzas que me han transmitido a lo largo de la carrera que gracias a ello he podido alcanzar una meta más en mi vida, y por la gran amistad que me han brindado.

**Nahun Hernández Sánchez**

## **Agradecimientos**

A Dios, por darme la vida además de una familia maravillosa y permitirme llegar hasta esta etapa de mi vida.

A mi amada madre, **Elena García Hernández**, la persona más importante en mi vida, tengo tanto que agradecerte que nunca sería suficiente, eres una mujer fuerte, valiente y muy inteligente, gracias por tu amor y apoyo incondicional en cada una de las etapas de mi vida, sin ti nunca lo habría logrado.

A mis hermanas, **Aurora, Kerem y Elia Martínez García**, agradezco todas las palabras de motivación, la confianza, consejos, y apoyo que de distintas maneras me han brindado, las quiero mucho, sé que estarán felices por este logro en mi vida.

A mi querido **Giovanni Falcón Parra**, mi compañero, novio y mejor amigo durante casi toda la carrera, gracias por estar siempre para mí, por darme animo incluso en los momentos más difíciles y por motivarme a creer en mí.

A **Nahún Hernández Sánchez**, mi compañero en la elaboración de este proyecto, por su tiempo y compromiso dedicado.

A mis profesores de la carrera, Maestros, Ingenieros, Doctores, muchas gracias por compartir sus vastos conocimientos, experiencia, tiempo y dedicación para contribuir a mi formación académica y también a mi formación como ser humano.

Al **Ing. Eduardo Argenis Hernández Santiago**, gracias por contribuir a mi educación, por sus enseñanzas, además de su ayuda, disposición y tiempo brindado.

Al **Ing. Isidoro Valente Torres Díaz**, gracias por su tiempo, dedicación, paciencia, confianza, por compartir generosamente sus conocimientos en la elaboración de este proyecto.

**Jael García Hernández**

## **Resumen**

A lo largo de la vida productiva de un pozo petrolero, es necesario llevar a cabo mantenimientos preventivos o correctivos también llamados reparaciones, dependiendo del objetivo de la intervención, la reparación de pozos se clasifica como reparación mayor o menor. Sin importar el tipo de reparación a realizar, ambas tienen la finalidad de conservar y aumentar la vida productiva del mismo. Las reparaciones a pozos están ampliamente conectadas a la etapa de terminación por lo cual este trabajo está fundamentado en temas de terminación y mantenimiento de pozos para tener una mayor comprensión del mismo. Aunado a esto, se desglosa información sobre la reparación mayor realizada al Pozo terrestre Jujo 16 en el cual se realizó una intervención para aislar una zona de pérdida, con la finalidad de analizar y comparar la propuesta de trabajo programada y la real, esto permitió comprender y conocer de forma más detallada cómo se maneja la información general de un pozo e identificar los problemas o fallas que pueden surgir durante una intervención y como se resuelven. Este trabajo consta de cinco capítulos, los cuales consisten en;

Capítulo 1, Generalidades del proyecto, se plantea la problemática a resolver, los objetivos y limitaciones además de la justificación.

En el capítulo 2, se presentan todos los fundamentos teóricos de este proyecto. Así como también, los lineamientos aplicados en la terminación y mantenimientos de pozos además del marco conceptual.

El capítulo 3, está compuesto por el programa de reparación mayor No. 3 del Pozo Jujo 16, que aporta información sobre el Pozo, estados mecánicos, tuberías de revestimiento, fluidos usados en la intervención, programa de actividades y tiempos de operación, las características del equipo usado, seguridad y ecología.

En el capítulo 4, se analizan los Resultados de la Reparación Mayor al Pozo Jujo 16, mediante gráficas y tablas que proporcionan información sobre el desempeño y propiedades físico-químicas, así como también los balances de volumen del fluido utilizado de igual forma, los tiempos de operación con la finalidad de detectar si ocurrieron problemas o esperas durante la intervención y conocer cuáles fueron las acciones tomadas o las causas de dichos problemas. Y finalmente en el capítulo 5, se presentan las conclusiones y recomendaciones.

# Índice

Introducción .....	1
Capítulo I: Generalidades .....	3
1.1 Planteamiento del problema.....	3
1.2 Antecedentes .....	4
1.3 Justificación.....	5
1.4 Objetivo.....	6
1.4.1 Objetivo general.....	6
1.4.2 Objetivos específicos .....	6
1.5 Hipótesis.....	7
1.6 Delimitación .....	8
1.7 Limitaciones .....	8
Capítulo II: Marco teórico .....	9
2.1 Control de pozos .....	9
2.2 Métodos del control de pozos .....	10
2.2.1 Método del perforador .....	13
2.2.2 Método de esperar y densificar .....	21
2.2.3 Método concurrente .....	24
2.3 Principios de terminación de pozos.....	26
2.3.1 Antecedentes .....	26
2.3.2 Terminación de pozos .....	27
2.3.3 Tipos de terminaciones .....	28
2.4 Propiedades de las tuberías .....	38
2.4.1 Tubería .....	38
2.4.2 Tipos de tuberías .....	39
2.4.3 Características de la Tubería de perforación, Revestimiento y Producción. ..	39
2.5 Efecto de la combinación de fuerzas.....	40
2.6 Fuerzas aplicadas a las tuberías de revestimiento y producción .....	42
2.6.1 Condiciones de Falla.....	42
2.6.2 Cedencia.....	43



2.7	Propiedades mecánicas de las tuberías.....	44
2.8	Cambios de longitud en el aparejo de producción .....	46
2.8.1	Efecto pistón .....	48
2.8.2	Aglobamiento (ballooning).....	49
2.8.3	Pandeo Helicoidal (buckling) .....	50
2.8.4	Temperatura .....	53
2.9	Diseño de aparejos de producción.....	54
2.9.1	Procedimiento de diseño de tubería de producción .....	57
2.9.2	Accesorios de los aparejos de producción .....	58
2.10	Objetivo del disparo .....	63
2.10.1	Tipos de disparos .....	64
2.10.2	Tipos de pistola.....	67
2.10.3	Técnicas de disparo.....	71
2.11	Diseño de reparaciones mayores y menores .....	73
2.11.1	Toma de información.....	82
2.11.2	Análisis de la historia de producción de un pozo .....	83
2.11.3	Cementaciones forzadas .....	85
2.11.4	Taponamientos de pozos.....	90
2.11.5	Equipos para la rehabilitación de pozos .....	94
2.12	Lineamientos para el mantenimiento y terminación de pozos .....	100
2.12.1	Actividades requeridas durante la perforación y Terminación de pozos.....	101
2.12.2	Aparejos de producción .....	103
2.12.3	Control de presiones durante la terminación. ....	105
2.12.4	Control de pozos durante la perforación y terminación.....	106
2.12.5	Estimulación del pozo en las actividades posteriores a la perforación y terminación. Fractura miento hidráulico .....	108
Capítulo III: Desarrollo.....		109
3.1	Nombre del pozo .....	109
3.2	Objetivo.....	109
3.3	Antecedentes del pozo a intervenir .....	109
3.4	Estado mecánico actual (grafico) .....	110

3.5	Distribución de la tubería de revestimiento .....	113
3.6	Registros tomados en las zonas de interés .....	116
3.7	Temperaturas reales .....	116
3.8	Diseño de fluidos de intervención.....	117
3.9	Diseño de aparejo de producción .....	117
3.9.1	Presiones críticas durante los tratamientos programados .....	118
3.10	Distribución del empacador y accesorios.....	119
3.11	Diseño de disparos por intervención .....	119
3.12	Programa de actividades y tiempos de intervención .....	120
3.13	Estado mecánico programado .....	126
3.14	Requerimiento de equipos, materiales y servicios .....	129
3.15	Características del equipo de intervención.....	129
3.16	Seguridad ecológica .....	130
Capítulo IV: Resultados.....		136
4.1	Resultados de la reparación mayor N°.3 del pozo Jujo 16 .....	136
4.1.1	Desempeño del fluido de control FAPX.....	136
4.1.2	Consumo de materiales químicos para mantenimiento del fluido .....	138
4.1.3	Balance de volúmenes del FAPX. Manejados, generados y perdidos durante la reparación del pozo.....	139
4.1.4	Distribución con problemas de espera .....	143
4.1.5	Resumen operativo, problemas durante la intervención del pozo y acciones tomadas para solucionar dichos problemas. ....	155
Capítulo V: Conclusiones y recomendaciones .....		161
5.1	Conclusiones .....	161
5.2	Recomendaciones.....	162
Glosario.....		163
Glosario de abreviaturas .....		169
Bibliografía .....		172
Anexos .....		178

## Índice de Figuras

Figura 2. 1 Presión constante en el fondo del pozo. ....	12
Figura 2. 2 Brote de gas. ....	16
Figura 2. 3 Circulación del brote. ....	17
Figura 2. 4 Gas en la superficie. ....	17
Figura 2. 5 Pozo cerrado. ....	18
Figura 2. 6 Presión estabilizada. ....	18
Figura 2. 7 Verificación de lecturas de presión con el pozo cerrado. ....	19
Figura 2. 8 Disminución de la presión. ....	19
Figura 2. 9 Presiones igual a cero. ....	20
Figura 2. 10 Terminación en agujero descubierto. ....	29
Figura 2. 11 Terminación sencilla con agujero entubado. ....	32
Figura 2. 12 Terminación con linner ranurada no cementada. ....	33
Figura 2. 13 Terminación sin tubería de producción. ....	35
Figura 2. 14 Diagrama arquitectónico de una terminación inteligente. ....	37
Figura 2. 15 Tuberías en la industria petrolera. ....	38
Figura 2. 16 Esfuerzo de tensión. ....	41
Figura 2. 17 Esfuerzo de compresión. ....	41
Figura 2. 18 Comportamiento elástico de un tubo. ....	44
Figura 2. 19 Representación esquemática del efecto pistón. ....	48
Figura 2. 20 Efecto de aglobamiento (Izquierda) y Efecto de aglobamiento inverso (Derecha). ....	50
Figura 2. 21 Representación del pandeo helicoidal. ....	51
Figura 2. 22 Cambio de longitud por efecto de temperatura. ....	54
Figura 2. 23 Tipos de instalaciones de aparejos. ....	59
Figura 2. 24 Fluyente sin empacador y sin empacador. ....	61
Figura 2. 25 Aparejo fluyente selectivo. ....	62
Figura 2. 26 Aparejo fluyente doble. ....	63
Figura 2. 27 Pistolas de disparo. ....	67
Figura 2. 28 Sistemas de pistolas recuperables. ....	69
Figura 2. 29 Pistolas desechables y semidesechables. ....	70

Figura 2. 30 Pozo convertido a inyector de agua.....	74
Figura 2. 31 Pozo con tapón mecánico taponeado con cemento. ....	77
Figura 2. 32 Pozo con aparejo de producción dañado. ....	78
Figura 2. 33 Tubería taponeada con arena, sal y fluidos. ....	80
Figura 2. 34 Ejemplo de grafica de producción de un pozo. ....	84
Figura 2. 35 Cementación primaria de pozos. ....	86
Figura 2. 36 Cementación a alta presión.....	88
Figura 2. 37 Cementación forzada a baja presión.....	89
Figura 2. 38 Tapón de cemento de desvió. ....	92
Figura 2. 39 Tapón de abandono. ....	92
Figura 2. 40 Tapón mecánico. ....	93
Figura 2. 41 Tapón para prueba de formación.....	94
Figura 2. 42 Canasta de Pesca. ....	96
Figura 2. 43 Imán de recuperación. ....	97
Figura 2. 44 Herramienta de agarre interno. ....	98
Figura 2. 45 Herramienta de agarre externo. ....	98
Figura 2. 46 Molino. ....	99
Figura 2. 47 Herramientas de fresado de fondo de pozo. ....	100
Figura 3. 1 Estado mecánico actual. ....	112
Figura 3. 2 Estado Mecánico Programado.....	128
Figura 4. 1 Comportamiento reológico del fluido: FAPX durante la reparación del pozo: Jujo 16, equipo IPC-600. ....	136
Figura 4. 2 Comportamiento de la Viscosidad Marsh y densidades del fluido: FAPX durante la reparación del pozo: Jujo 16, equipo IPC-600.....	137
Figura 4. 3 Filtrado API y porcentaje de solidos del fluido: FAPX, durante la reparación. .....	137
Figura 4. 4 Consumo de material químico utilizado en el fluido FAPX, en la intervención. .....	138
Figura 4. 5 Distribución de tiempos de operaciones normales, con problemas y espera. Durante la intervención del pozo: Jujo 16 equipo: IPC-600, etapa: reparación. ....	145

## Índice de Tablas

Tabla 3. 1. Datos del pozo .....	109
Tabla 3. 2 Columna de Lodos.....	110
Tabla 3. 3 Distribución de tuberías de revestimiento. ....	111
Tabla 3. 4 Intervalos Probados. ....	111
Tabla 3. 5 Columna Geológica. ....	112
Tabla 3. 6 Fechas de Operación.....	112
Tabla 3. 7 Distribución de tuberías de revestimiento. ....	113
Tabla 3. 8 Registros tomados en la zona de interés. ....	116
Tabla 3. 9 Temperaturas reales. ....	116
Tabla 3. 10 Diseño de fluidos de intervención. ....	117
Tabla 3. 11 Diseño de aparejos de producción. ....	117
Tabla 3. 12 Presiones críticas durante tratamientos programados.....	118
Tabla 3. 13 Distribución del empacador y accesorios. ....	119
Tabla 3. 14 Diseño de disparos por intervención.....	119
Tabla 3. 15 Distribución de tiempos por intervención.....	120
Tabla 3. 16 Columna de Lodos.....	126
Tabla 3. 17 Distribución de tuberías de revestimiento. ....	126
Tabla 3. 18 Intervalos Probados. ....	127
Tabla 3. 19 Diámetros de las tuberías.....	127
Tabla 3. 20 Columna Geológica. ....	128
Tabla 3. 21 Fechas programadas.....	128
Tabla 3. 22 Requerimientos de equipos, materiales y servicios. ....	129
Tabla 3. 23 Características del equipo de intervención. ....	129
Tabla 3. 24 Matriz para identificar los requerimientos específicos que obligadamente deben cumplirse.....	130
Tabla 3. 25 Relación de los procedimientos básicos y críticos. ....	133

## Índice de ecuaciones

Ecuación 2. 1.....	48
Ecuación 2. 2.....	49
Ecuación 2. 3.....	49
Ecuación 2. 4.....	51
Ecuación 2. 5.....	52
Ecuación 2. 6.....	52
Ecuación 2. 7.....	53
Ecuación 2. 8.....	55
Ecuación 2. 9.....	56
Ecuación 2. 10.....	57
Ecuación 2. 11.....	57
Ecuación 2. 12.....	57
Ecuación 2. 13.....	58

## **Introducción**

La industria petrolera desde sus inicios hasta la actualidad ha tenido gran impacto en el desarrollo de la sociedad a nivel mundial puesto que a través de la explotación del hidrocarburo se contribuye a la economía, las relaciones internacionales, los avances industriales, a la modernidad, a la generación de nuevos empleos, transformando así la vida de personas y generado riquezas a las naciones. En México es un recurso económico muy importante además de ser una fuente de energía.

Para que la explotación de hidrocarburos siga desarrollándose es necesario aplicar una correcta extracción y producción del hidrocarburo, a través de sus diferentes etapas. Una de estas etapas es la terminación del pozo, cuyo fin es tener una producción optima de hidrocarburos al menor costo posible. La terminación de un pozo petrolero es un proceso operativo que se inicia después de cementar la última tubería de revestimiento de explotación y se realiza con el fin de dejar el pozo produciendo hidrocarburos o taponado si así se determina.

Una vez que el pozo está terminado es necesario ponerlo a producir. Hay que mencionar que el pozo es el conducto que comunica el yacimiento con la superficie y a través del cual se extrae el hidrocarburo. A lo largo de la vida productiva del yacimiento pueden surgir problemas que evitan el eficiente aprovechamiento de la energía de yacimiento para continuar produciendo, por lo tanto, es necesario realizar mantenimientos al pozo a través de intervenciones posteriores. Existen dos tipos de intervenciones a pozos que de acuerdo con su objetivo se clasifican como reparación mayor y reparación menor.

Una reparación mayor es la intervención que implica una modificación sustancial y definitiva de las condiciones y/o características de la zona productora o de inyección. Por el contrario, la reparación menor es aquella cuyo objetivo es corregir fallas en el estado mecánico del pozo y restaurar u optimizar las condiciones de flujo del yacimiento, pero sin modificar sustancial o definitivamente las propiedades petrofísicas de la zona productora o de inyección.

En el presente trabajo se realiza un análisis y comparativo de la reparación mayor del pozo Jujo 16, para aislar zona de perdida. Se estudian las operaciones programadas vs las operaciones reales, con el fin de interpretar la información y determinar si la operación es

normal y se realiza en tiempo y forma o si hay problemas durante la intervención. Para este análisis se cuenta con la base de datos del programa de reparación emitido por Pemex, reportes operativos emitidos por Pemex también y el Recap del fluido utilizados en la intervención. Para complementar y justificar la información se realiza una investigación acerca de la terminación y mantenimiento de pozos para así finalmente dar las conclusiones y recomendaciones derivadas de este análisis.



# Capítulo I: Generalidades

## 1.1 Planteamiento del problema

Durante la etapa productiva de un pozo petrolero es necesario realizar reacondicionamientos a través de las operaciones de mantenimiento al pozo, con la finalidad de aumentar o mantener la vida productiva del mismo. De acuerdo con el objetivo de la intervención, el mantenimiento del pozo se clasifica como mayor o menor.

En este proyecto se realiza un análisis comparativo del pozo Jujo 16, en el cual se realizó una reparación mayor para aislar una zona de pérdida. Este análisis permite aplicar y enriquecer los conocimientos adquiridos durante la carrera de Ingeniería Petrolera. Ya que para un estudiante de ingeniería petrolera no solo basta con conocer la teoría aprendida en el aula, en este caso, en la materia de terminación y mantenimiento de pozos, sino que también debe familiarizarse con conceptos técnicos reales de campo y el léxico empleado comúnmente, para tener una clara comunicación y un buen desempeño en su vida laboral y profesional futura.

Lo anterior se debe lograr a través de los distintos objetivos específicos del proyecto y de la correcta interpretación de la información técnica que se presenta mediante el programa de reparación mayor emitido por Pemex. Este análisis no solo nos permite como futuros profesionistas identificar, interpretar y usar el lenguaje propio de la ingeniería, sino que también sirve a estudiantes y lectores interesados en este tema a conocer conceptos relacionados con la terminación de pozos de igual manera permite reconocer problemas que pueden surgir durante la implementación de la reparación y sus posibles soluciones.

## 1.2 Antecedentes

La explotación de hidrocarburos involucra varias etapas, una de ellas es la terminación de pozo, la cual inicia después de la perforación, esta última tuvo sus inicios en el año 1859, con el primer pozo perforado para producir petróleo llamado “Drake”, que se terminó de perforar el 27 de agosto del mismo año en Estados Unidos de América con una profundidad de 22.4 metros. Sin embargo, se tienen antecedentes de perforación petrolera en China, Japón, Europa y Egipto (Desarrollo de la perforación de Pozos en México, s.f.). Así pues, la terminación de pozos con tubería inicio alrededor de los años 20’s, en donde se usaba una tubería de 7” de diámetro, misma con la que se perforaba, y continuo su desarrollo hasta implementar la cementación de tuberías alrededor de 1930 y ha seguido evolucionando hasta llegar a las terminaciones inteligentes implementadas en 1990 por primera vez (Bermudez Serrano, 2013).

El pozo Jujo 16, presentado en esta tesis se empezó a perforar el 02 de febrero de 1982, teniendo como fecha de terminación el 5 de diciembre del mismo año, con una profundidad total de 5710 m. Se define como fecha de terminación del pozo aquella en que las pruebas y evaluaciones finales de producción, de los estratos e intervalos seleccionados son consideradas satisfactorias y el pozo ha sido provisto de los aditamentos definitivos requeridos y, por ende, se ordena el desmantelamiento y salida del equipo de perforación del sitio. Durante el curso de la perforación, la obtención y estudio de muestras de núcleos convencionales o de pared; el análisis continuo e interpretación del posible contenido de hidrocarburos en el fluido de perforación; la toma de diferentes registros petrofísicos e interpretación cualitativa y cuantitativa de la información; la correlación de la información geológica, sísmica y/o petrofísica; el comportamiento y velocidad de penetración de la barrena; y la información e interpretación de alguna prueba de producción hecha con la sarta de perforación en el agujero descubierto, configuran por sí o en conjunto la base para decidir la terminación del pozo en determinado(s) yacimiento(s) y los respectivos intervalos escogidos (Barberii E., 1998). Aunado a esto, del 6 de diciembre de 1982 al 2 de abril 1983 se llevó a cabo el proceso de terminación del pozo, con una terminación sencilla vertical, como se sabe existen varios tipos de terminación de pozos. Cada tipo es elegido para responder a condiciones mecánicas y geológicas impuestas por la naturaleza del yacimiento.

### **1.3 Justificación**

Durante la etapa de producción del pozo Jujo16 fue necesario un reacondicionamiento para aprovechar correctamente la energía del yacimiento y así evitar problemas que impidan su producción. Al efectuar la intervención se realiza un análisis del desempeño del Pozo Jujo 16, comparando las operaciones programadas vs reales con el fin de interpretar la información y mostrar un manejo de datos, que permita aplicar conocimientos adquiridos en la carrera de ingeniería petrolera, relacionando conceptos con información de terminación y mantenimiento de pozos y resultados reales en operaciones de reparaciones mayores.

Este análisis aporta al estudiante, el conocimiento y dominio de la información de campo, que le permitirá familiarizarse con programas de terminación y mantenimiento de pozos reales en el campo, estados mecánicos, el lenguaje petrolero y datos técnicos no vistos en clases y así cuando el estudiante participe en forma real en el campo laboral la información técnica sea de su dominio.

## **1.4 Objetivo**

### **1.4.1 Objetivo general**

Realizar un análisis técnico de la reparación mayor del pozo Jujo 16, cuyo objetivo es: Redisparar intervalo 5630-5665 m, anexas el intervalo 5585-5605m con pistolas TCP 3 3/8", en caso de no reconocer P.I. disparar los intervalos 5585-5605 m y 5515-5545 m aislando entre empacadores los intervalos (actuales) 5152-5164 y 5188-5200 m, quedando aparejo de producción 2 3/8"- 2 7/8" y 4 1/2" con un orificio de 3/4" a la profundidad de 4950 m.

### **1.4.2 Objetivos específicos**

- Hacer una revisión del programa de reparación mayor emitido por Pemex.
- Interpretar resultados del comportamiento del fluido de perforación (Recap) para determinar si la operación fue normal o si hubo problemas durante la intervención.
- Analizar operaciones básicas en las operaciones de reparación mayor, a partir de los resultados de dichas operaciones.
- Identificar los problemas presentados como pérdida de circulación, pegaduras, arrastres y fricción, etc. y las acciones tomadas para mitigar o eliminar dichos problemas.
- Revisar en los programas la existencia de posibles problemas y metodologías de resolución de estos. Comparar con las medidas reales tomadas.
- Evaluar operaciones de logística en las operaciones del pozo.

## **1.5 Hipótesis**

Un análisis permite reducir e interpretar los datos del pozo, con la finalidad de identificar las variables que se presentan, como se relacionan entre ellas, así como también comparar y pronosticar los resultados. Mediante la realización del análisis comparativo del desempeño de la intervención del Pozo Jujo 16, operaciones programadas vs real se interpreta la información a través del manejo de datos, que permite aplicar conocimientos adquiridos en la carrera de Ingeniería Petrolera, relacionarlos con léxico técnico usado comúnmente en la terminación y mantenimiento de pozos e indagar en los problemas que surgieron durante la intervención, identificar como se solucionan y establecer la solución alterna además de aportar recomendaciones, para disminuir los tiempos de atraso presentados durante la reparación del pozo.

## **1.6 Delimitación**

- Interpretar los resultados del informe final del pozo Jujo 16.
- Análisis de reportes diarios de operación e identificar problemas operativos.
- Comparativa de acciones reales, con las programadas durante la reparación mayor No.3 del pozo Jujo 16.
- Plantear soluciones de acuerdo a los problemas identificados.
- Mejorar y fortalecer los conocimientos en materia de terminación y mantenimiento a pozos.
- El análisis se realiza en el periodo comprendido de marzo a julio del 2021.

## **1.7 Limitaciones**

- Este trabajo considera únicamente un análisis de la intervención a un pozo de producción.
- El análisis se realiza con la información disponible del programa de reparación del pozo Jujo 16.
- El proyecto fue realizado a distancia derivado de la contingencia Covid-19.

## Capítulo II: Marco teórico

### 2.1 Control de pozos

El control de pozos puede describirse en pocas palabras como una de las bases para la seguridad del personal que se encuentra en la instalación. Esta labor incluye gran variedad de elementos y procesos que se utilizan para prevenir un brote no deseado de fluidos de la formación. La instalación debe de ser funcional para cumplir su propósito. Estos elementos y procesos son instalados, controlados y realizados por el personal, es por esto que es de vital importancia que los trabajadores conozcan las operaciones que deben de realizar, así como detectar los problemas para que se pueda actuar de forma correcta y lo más pronto posible. También es importante que el personal conozca los diferentes escenarios que se pueden presentar si ocurre algún brote. Las diferentes técnicas de control de pozos son utilizadas en diversas situaciones dependiendo de una gran variedad de factores. Estos pueden ser la profundidad a la que surgió el problema, la posición de la sarta de perforación, la habilidad del personal y la capacidad del equipo, por mencionar algunos.

En primer lugar, el control de pozos radica en tener la presión del fondo del pozo constante, durante la entrada de los fluidos hasta su desalojo. Para que esto ocurra, debemos identificar la entrada de ellos visualmente y enseguida cerrar el pozo utilizando el equipo de control superficial. (DIAZ, 2018)

Cuando tenemos cerrado el pozo, se puede tomar el control sobre el pozo, así será más sencillo tener la presión del fondo del pozo constante. Los tres principales métodos de control de pozos que mantienen una presión constante en el fondo del pozo son:

- Método del perforador.
- Método de esperar y densificar o del ingeniero.
- Método concurrente

## **2.2 Métodos del control de pozos**

Hay diferentes métodos para controlar un pozo, cada uno tiene sus características y se utiliza según las condiciones operativas. Pero durante el control de un pozo hay una regla principal que se debe de cumplir en todos los métodos: La presión de fondo debe ser igual a la presión de formación. De esta manera se controla el brote y se evita el riesgo de fracturar la formación. (DIAZ, 2018)

La selección del método a utilizar dependerá de la cantidad y el tipo de fluidos de bombeo que ingresaron al pozo, las capacidades de los equipos de perforación, la presión mínima de fractura en el pozo abierto y las políticas de control de pozos de las empresas de perforación y operación (Omosabi, 2012). Estos métodos tienen como objetivo desalojar el brote hasta que se obtiene el control total del pozo. Cada método de control tiene sus propias ventajas y desventajas por lo que se recomienda identificarlas a fin de aplicar el método adecuado cuando se presente un brote en el pozo. Para aplicar cualquier método de control se necesita contar con la siguiente información.

- Registro previo de la información.
- Gasto de bombeo y presión reducida.
- Incremento de volumen en presas.
- Registro de las presiones de cierre de pozo.
- Densidad del fluido para obtener el control del pozo.
- Presiones de circulación al controlar el pozo.
- Registro del comportamiento de la presión y volúmenes.

### **Registro previo de información**

Esta información está referida a tener disponible y de inmediato:

- Capacidad de desplazamiento de la bomba.
- Máxima presión de la bomba.
- Presión del conjunto de preventores.
- Volumen de las presas.
- Volumen correspondiente a las conexiones superficiales.



- Presión máxima permisible en conexiones superficiales.
- Densidad del lodo actual.
- Densidad del lodo para obtener el control del pozo.
- Presión máxima permisible en el espacio anular.
- Densidad equivalente a la prueba de goteo.
- Profundidad de la zapata.
- Geometría de la sarta.
- Geometría del pozo.
- Profundidad de la zona de brote.

La anterior información será requerida para formular el plan de control del pozo.

**RECUERDE: EL TIEMPO ES FUNDAMENTAL, EN ESTE LAPSO, SON SUSPENDIDAS LAS OPERACIONES.**

Estos datos deben ser los más precisos posibles.

### **Gasto y presión reducida**

Este dato es importante estará registrado en la bitácora y ahora se emplea y está referido a la presión y gasto circular a  $1/3$  ó  $1/2$  del régimen normal.

### **Registro de presiones de cierre del pozo**

Después de haber cerrado el pozo proceda a tener las presiones estabilizadas de TP y TR; la primera nos permitirá obtener la densidad de control y la presión para iniciar la circulación de este y se hará a través de, manómetros confiables y la presión en la TR nos permitirá de manera rápida conocer qué tipo de fluido entró al pozo; salvo si ya es un área conocida.

### **Densidad del fluido para controlar el pozo**

Obtenida la presión estabilizada en TP podremos calcular la densidad del lodo para lograr el control del pozo. Este dato nos permitirá seleccionar el método más adecuado.

### **Presiones de circulación al controlar el pozo**

Para determinar con propiedad si estamos o no controlando la presión de la formación, tomaremos los datos de la presión reducida de circulación (PRC) correcta y la presión de

cierre estabilizada de la TP (PCTP). Se suman y representan la presión con la que iniciamos la circulación de control del pozo. La presión será con la que llenamos la sarta y hasta que la nueva densidad llegue a la superficie.

Estas presiones serán corregidas por incremento en densidad si se aplican.

### **Registro del comportamiento de la Presión-Volumen**

Durante la fase de llenado de la TP y desplazamiento del lodo en el espacio anular se deberá llevar un registro de comportamiento de la presión y de los volúmenes bombeados durante el control del pozo, ya que nos permitirá llevar de la mano el control de la presión de la formación; haciendo las adecuaciones mediante el estrangulador.

Principio de los métodos de control con presión de fondo constante.

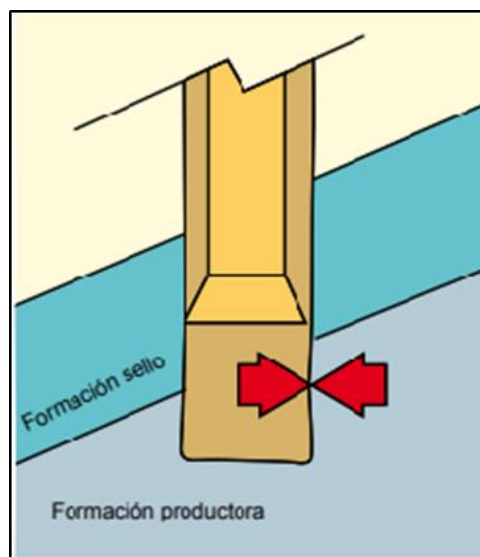


Figura 2. 1 Presión constante en el fondo del pozo.

Obtenido de: (Gerencia de Ingeniería y Tecnología, 2011)

Al presentarse un brote en el pozo, la tripulación lo identifica y procede de inmediato a cerrar el pozo. Se detiene la entrada de los fluidos y en el fondo del agujero frente a la formación se equilibran nuevamente las presiones. La presión en la superficie más la columna hidrostática será el valor de la presión en el fondo de agujero.

Esta presión es la que se debe atender con mucho cuidado al controlar el pozo, a fin de evitar un nuevo brote o perder el fluido. Si durante los siguientes eventos en condiciones dinámicas con fluido mantenemos bajo control esta presión en el fondo del agujero, no habrá nuevo brote. Por eso estaremos aplicando una presión constante en el fondo del pozo.

### **Objetivos del método del perforador**

- Presentándose el brote y haciendo uso de la información previa se evacua el brote utilizando la densidad con la que se presentó la manifestación.
- De inmediato no requiere densificar el lodo.
- Método sencillo de aplicación
- Implica que el control del pozo requerirá otra circulación con la densidad de control.
- Desalojado el brote, el pozo puede esperar para llevar a cabo la segunda fase de control del pozo.

### **Objetivos del método de control esperar y densificar**

- Controlar el pozo en una circulación, siempre y cuando el mismo lo permita.
- Lleva de la mano al operador del pozo durante el evento del control.
- El proceso de control es rápido y eficiente.
- Se puede manejar la calidad del control con más precisión.

### **Objetivos del método concurrente**

- Densificar el fluido gradualmente mientras se circula.
- Representa un método complejo de control, ya que maneja diferentes densidades de lodos durante el control del pozo.
- Dificulta establecer el control de la presión en el fondo del agujero.

## **2.2.1 Método del perforador**

La principal idea del método del perforador es matar el pozo con presión de fondo constante. Este método requiere dos circulaciones completas y separadas de fluido de perforación en el pozo. Es considerado como uno de los métodos más simples para controlar el pozo, ya que

no requiere de cálculos complicados y se acomoda a diferentes situaciones. La primera circulación remueve el brote con el lodo original. En la segunda circulación se utiliza el lodo de control con la finalidad de desplazar el lodo original y poder equilibrar la columna hidrostática nuevamente. (DIAZ, 2018)

Si el pozo fue controlado con éxito, al final de la segunda circulación la presión de la T.P y de la T.R debe de ser cero. Si esto no es así, significa que aún hay un brote en el pozo.

### **Procedimiento:**

#### **Primera circulación (Con densidad original)**

1. Registre presiones estabilizadas en TP y TR.
2. Lentamente inicie el bombeo y abra el estrangulador para alcanzar el gasto reducido (EPM) y la presión que se observó al cierre en TR.
3. Obteniendo lo anterior registre la presión en TP.
4. Mantenga esta presión en la T.P. constante, manipulando el estrangulador hasta desalojar el brote. Si el pozo lo permite maneje un margen de seguridad de 0-100  $lb/pg^2$ .
5. Después de desalojar el brote, simultáneamente cierre el pozo y pare el bombeo. El pozo deberá quedar con presiones iguales en T.P. y T.R. Estas presiones también deberán ser iguales como mínimo a la registrada al cierre estabilizada de T.P. Ahora el pozo está bajo control, pero no muerto.

#### **Segunda circulación (Con densidad de control)**

1. Las presiones en TP y TR deberán ser iguales.
2. Lentamente inicie el bombeo y abra el estrangulador para alcanzar el gasto reducido (EPM) y la presión inicial de circulación (PIC). Monitoreando las presiones y emboladas calculadas en la cedula de bombeo, operando el estrangulador (PIC – PFC).
3. Al llegar el lodo de control a la barrena se registra la presión observada en la TP; ahora bien, esta presión es la que se debe mantener hasta que el lodo de control llegue a la superficie (PFC).
4. Pare la bomba, simultáneamente cierre el pozo, y verifique ambas presiones.

5. Si las presiones son iguales a cero. Usted ha controlado totalmente el pozo.
6. Si las presiones son desiguales entre sí, pero mayores a cero, la densidad del lodo bombeado no fue la su cliente para controlar el pozo, por lo que se deberá repetir el procedimiento con base en las presiones registradas.
7. Si la presión en la tubería de perforación es igual a cero, pero en la tubería de revestimiento se registra alguna presión, será indicativo que no se ha desplazado totalmente el brote del espacio anular con la densidad de control (o que hubo ingreso adicional de fluidos de la formación al pozo).

NOTA: Una vez seleccionado el gasto reducido no deberá cambiarlo. La segunda circulación con densidad de control puede realizarse, aplicando el método de esperar y densificar.

### **Recomendación**

Cierre ligeramente el estrangulador al momento que se desaloje la burbuja del pozo, la cual sufre una expansión súbita al no tener la carga hidrostática de un fluido más pesado arriba de ella. Por esto, una descompensación en la presión de fondo provocada por la expansión de la burbuja, podría permitir la introducción de otra durante el desalojo de la primera, observándose disminución en la presión del espacio anular, hasta un valor similar a la presión de cierre en la tubería de perforación (PCTP), que será la presión con que excede el yacimiento a la hidrostática de la columna del lodo.

Cuando la burbuja ha sido eliminada y salga lodo en condiciones favorables (densidad, viscosidad) al suspender el bombeo las presiones en la tubería de perforación y de revestimiento deben ser iguales a la PCTP original, ya que, en el espacio anular y en la tubería de perforación habrá lodo con la misma densidad a la existente en la tubería de perforación al ocurrir el brote y cerrar el pozo.

Este será el momento para hacer los preparativos y cálculos necesarios y poder llevar acabo la segunda etapa del control, con el Método de Esperar y Densificar cualquier otro, sin riesgo de que las presiones se incrementen.

### **Básicamente el método del perforador consiste en:**

Circular el brote con fluido de densidad original, manteniendo constante la presión inicial de circulación calculada y el gasto de control de la bomba durante el número de emboladas o tiempo necesario para que el fluido salga del pozo. Cerrar el pozo y densificar fluido.

La ventaja de este método es el de circular el brote con suficiente rapidez evitando los efectos de la migración del gas.

### **Secuencia del método del perforador en diagramas de tubo en “U”**

Un brote de gas presente: La presión de la formación supera a la presión hidrostática del fluido de perforación y se cierra el pozo; se registran presiones en ambas ramas. Un brote está presente.

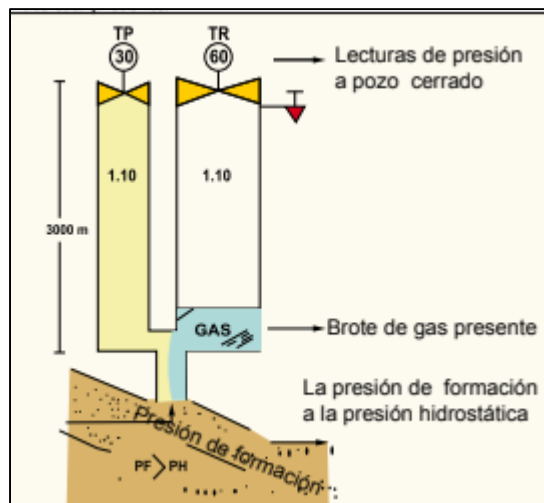


Figura 2. 2 Brote de gas.

Obtenido de: (Gerencia de Ingeniería y Tecnología, 2011)

Con la presión inicial de la circulación y con la misma densidad de fluido; se procede a circular el brote, observamos la presión en la TR va aumentando a medida que el gas viaja, hacia la superficie, durante este ciclo debe mantener la PIC contante para evitar mayor entrada de fluidos de la formación.

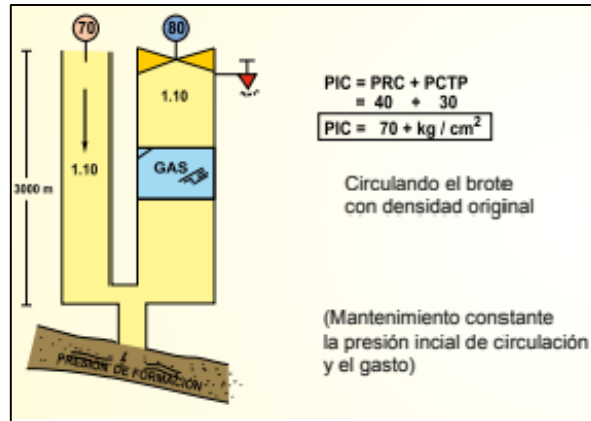


Figura 2. 3 Circulación del brote.

Obtenido de: (Gerencia de Ingeniería y Tecnología, 2011)

El gas alcanza la superficie, se registra máxima en la TR, hay que seguir manteniendo constante la presión inicial de circulación (PIC).

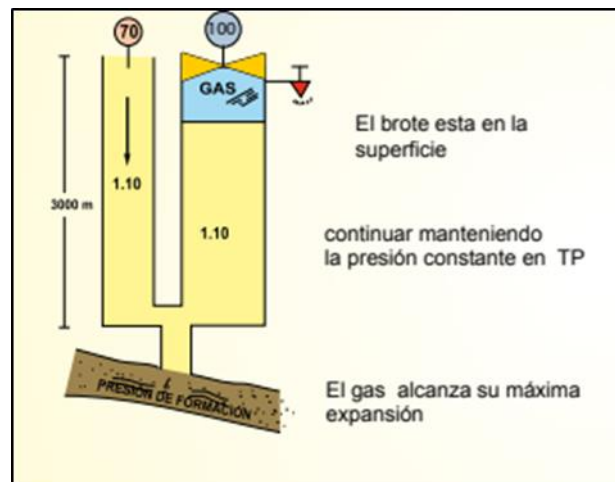


Figura 2. 4 Gas en la superficie.

Obtenido de: (Gerencia de Ingeniería y Tecnología, 2011)

Una vez que ha salido el gas, se cierra el pozo y se verifican presiones, si la operación fue normal, las presiones en las dos ramas deberán ser iguales. Esto confirma que no hay gas en el agujero.

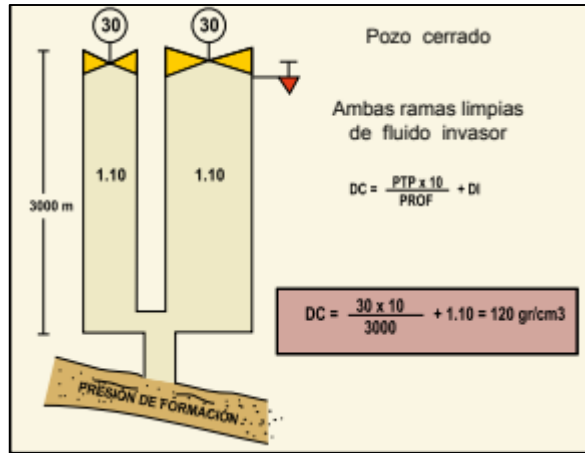


Figura 2. 5 Pozo cerrado.

Obtenido de: (Gerencia de Ingeniería y Tecnología, 2011)

Se establece la circulación con lodo de densidad de control y cuando el lodo de control esté en la barrena se tendrá en la TP el valor de la presión final de circulación (PFC).

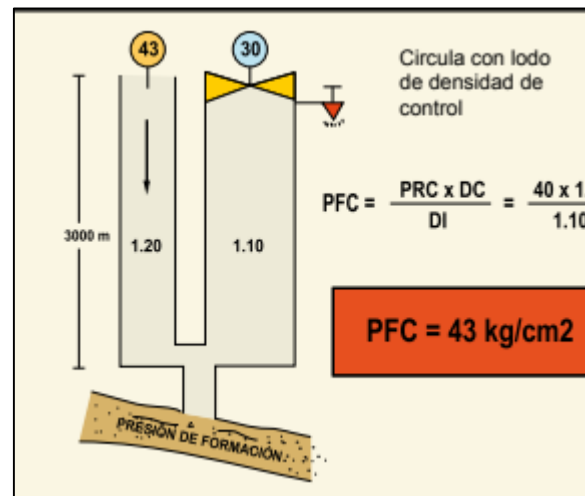


Figura 2. 6 Presión estabilizada.

Obtenido de: (Gerencia de Ingeniería y Tecnología, 2011)



Si se tiene duda en lo que hace, el pozo se cierra y se verifican presiones, observamos que la densidad calculada fue la correcta, en el espacio anular todavía hay presión, ya que se tiene lodo de densidad original.

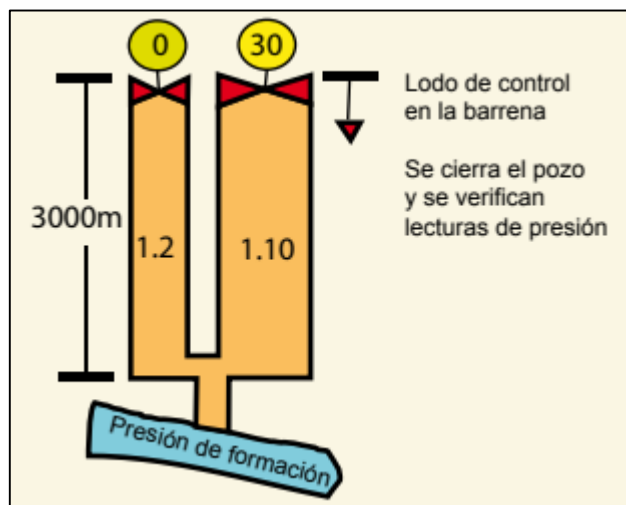


Figura 2. 7 Verificación de lecturas de presión con el pozo cerrado.

Obtenido de: (Gerencia de Ingeniería y Tecnología, 2011)

A medida que el lodo de densidad de control viaja por el espacio anular, la presión en la TR va disminuyendo. Durante este proceso se debe mantener constante en TP el valor de la presión final de circulación.

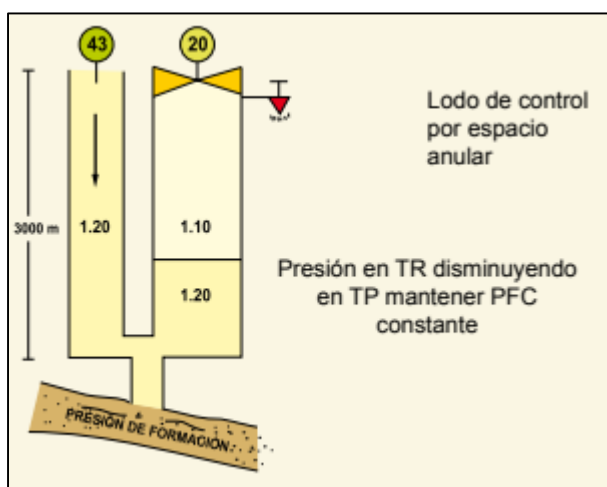


Figura 2. 8 Disminución de la presión.

Obtenido de: (Gerencia de Ingeniería y Tecnología, 2011)

Una vez que el lado de control alcanza la superficie, las presiones en ambas ramas deberán ser igual a cero.

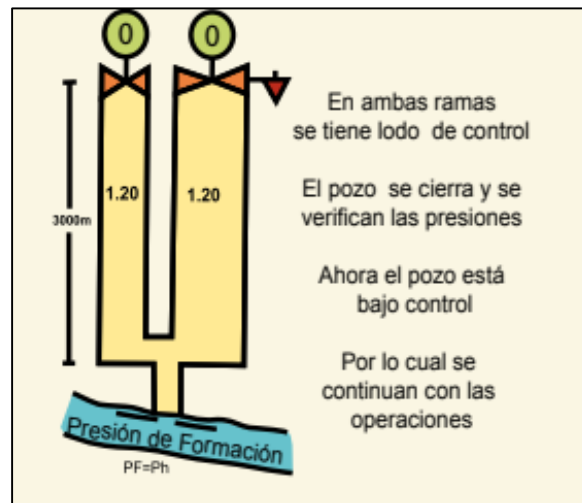


Figura 2. 9 Presiones igual a cero.

Obtenido de: (Gerencia de Ingeniería y Tecnología, 2011)

## Ventajas y desventajas del método

### Ventajas

- La circulación inicia inmediatamente.
- La circulación temprana permite puede reducir el riesgo de una pega diferencial y otros problemas en el agujero.
- El influjo puede ser desplazado fuera del pozo, aun cuando no se cuente con el material necesario para densificar el lodo.
- Evita la necesidad de iniciar un control volumétrico durante el periodo de espera. (Ariel Arnez, 2018).

### Desventajas

- El pozo se encuentra más tiempo bajo presión debido a las dos circulaciones.
- La presión en la zapata puede ser mayor.
- Presiones muy altas en superficie.

### **2.2.2 Método de esperar y densificar**

Este método (también llamado del Ingeniero) recibe su nombre por el hecho de que se presenta un tiempo de “espera” mientras se aumenta el peso del lodo antes de circular el influjo fuera del agujero. Por lo general el pozo puede matarse en una circulación completa y esta es la principal diferencia con el método del perforador, en el que se necesita de dos circulaciones para controlar el pozo.

La circulación con lodo pesado tiene dos efectos:

- i. El lodo original es desplazado por un lodo más pesado capaz de darnos una carga hidrostática suficiente para equilibrar la presión de formación.
- ii. Al mismo tiempo, el influjo es llevado a superficie y descargado.

Anteriormente el proceso de incrementar el peso del lodo era muy lento y durante este tiempo de espera, frecuentemente, el gas migraba y se adhería a la tubería de perforación. Con la migración del gas existía riesgo de fracturar la formación por debajo de la zapata y además se podían generar errores en la determinación de la presión. Hoy en día los equipos que se utilizan para realizar la mezcla del fluido de perforación han optimizado el factor de tiempo en cuanto a densificar el mismo. Los equipos pueden incrementar la densidad en el equipo superficial tan rápido como es bombeado, prácticamente de forma inmediata, lo que hace que este método sea más eficiente. (DIAZ, 2018)

#### **Procedimiento**

1. Abra el estrangulador y simultáneamente inicie el bombeo del lodo con densidad de control a un gasto reducido (QR).
2. Ajustando el estrangulador, iguale la presión en el espacio anular a la presión de cierre de la tubería de revestimiento (PCTR).
3. Mantenga la presión en el espacio anular constante, con ayuda del estrangulador, hasta que la densidad de control llegue a la barrena.
4. Cuando el lodo de control llegue a la barrena, lea y registre la presión en la tubería de perforación.

5. Mantenga constante el valor de presión en la tubería de perforación, auxiliándose del estrangulador; si la presión se incrementa, abra el estrangulador; si disminuye, ciérrelo.
6. Continúe circulando, manteniendo la presión en la tubería de perforación constante, hasta que el lodo con densidad de control llegue a la superficie.
7. Suspenda el bombeo y cierre el pozo
8. Lea y registre las presiones en las tuberías de perforación y de revestimiento.
9. Si las presiones son iguales a cero, el pozo estará bajo control. Si las presiones son iguales entre sí, pero mayores a cero, la densidad del lodo bombeado no fue la suficiente para controlar el pozo, por lo que se deberá repetir el procedimiento con base en las presiones registradas. Si la presión en tubería de perforación es igual a cero, pero en tubería de revestimiento se registra alguna presión, será indicativo que no se ha desplazado totalmente el espacio anular con la densidad de control (o que hubo ingreso adicional de fluidos de la formación de la formación al pozo).

### **Descripción de eventos**

- Una vez que el lodo esté preparado con la densidad de control y se comience a bombear a un gasto reducido de circulación, la presión que se registre en la tubería de perforación, sólo al momento de igualarla en el espacio anular con la presión de cierre en tubería de revestimiento (PCTR), será similar a la inicial de circulación (PIC).
- Al bombear lodo con la densidad de control a través de la sarta de perforación, se observará disminución paulatina en la presión de la tubería de perforación, hasta un valor llamado presión final de circulación (PFC), que será cuando la densidad de control llegue a la barrena. Entonces se observará que el abatimiento de presión en tubería de perforación será similar al calculado en la cédula de bombeo.
- Al bombear lodo con la densidad de control a través de la sarta de perforación, se observará disminución paulatina en la presión de la tubería de perforación, hasta un valor llamado presión final de circulación (PFC), que será cuando la densidad de

control llegue a la barrena. Entonces se observará que el abatimiento de presión en la tubería de perforación será similar al calculado en la cédula de bombeo.

- Una vez que el lodo de control ha llegado a la barrena, la PFC deberá mantenerse constantemente durante el viaje del lodo, con densidad de control a la superficie (ajustando el estrangulador).
- Cuando salga el lodo con densidad de control a la superficie, la presión en el espacio anular deberá ser cero. Para observar si hay flujo, se deberá ser cero. Para observar si hay flujo, se deberá ser cero. Para observar si hay flujo, se deberá suspender el bombeo; si no lo hay, el pozo estará bajo control.
- Cuando se haga presente el efecto de la expansión del gas de la superficie, la declinación en la presión de la tubería de revestimiento cesará y empezará a incrementarse hasta alcanzar su máxima presión, lo cual ocurrirá cuando la burbuja de gas llegue a la superficie. Durante la salida de burbuja, se observará disminución en la presión de la tubería de revestimiento, originada por la súbita expansión de esta.
- Se recomienda cerrar ligeramente el estrangulador, ya que de esta forma no se permite la disminución excesiva de presión en el espacio anular, puesto que se tendría un volumen equivalente a la capacidad de la tubería de perforación con densidad original.
- A medida que se circula el lodo con densidad de control, la presión en la tubería de revestimiento continuará disminuyendo con menor rapidez hasta llegar casi a cero (cuando el lodo con densidad de control salga a la superficie), donde el estrangulador deberá estar totalmente abierto y esta presión sólo será igual a las pérdidas por fricción en las líneas y la múltiple estrangulación.
- Si al haber circulado completamente el lodo de control y suspendido el bombeo, las presiones en las tuberías de perforación y de revestimiento no son iguales a cero, se deberá a alguna de las razones siguientes:
  - La densidad de control no es suficiente para controlar el pozo.
  - Se tendrá un brote adicional en el espacio anular, causado por permitir que la presión disminuyera al estar circulando el brote.
- Para comprobar que esta presión no es producida por fluidos atrapados cerca de la superficie, se deberá purgar el pozo con una pequeña cantidad de flujo que no exceda

de medio barril; si con este purgado no se observa una disminución de presión, se deberá aumentar la densidad del lodo, para lo cual se debe tomar en cuenta las nuevas presiones de cierre registradas en las tuberías de perforación y de revestimiento, circulando el brote en la forma ya indicada.

## **Ventajas y desventajas del método de espera**

### **Ventajas**

- En general, las presiones ejercidas sobre el agujero y sobre el equipo superficial, generalmente serán menores que las alcanzadas por el método del perforador. Esta gran diferencia se hace más evidente si el influjo es de gas y en el caso de brotes de gran intensidad.
- La máxima presión ejercida sobre la zapata normalmente será menor si se emplea este método.
- El pozo estará bajo presión por menos tiempo.
- Optimiza en casi un 50% el tiempo para matar un pozo (una circulación menos que el método del perforador).

### **Desventajas**

- Si no se cuenta con el equipo necesario, el tiempo de espera puede llegar a ser demasiado, lo que implica la migración de gas.
- Si se requiere de un gran aumento de la densidad del lodo, es difícil de realizarse de manera uniforme en una sola etapa (DIAZ, 2018).

### **2.2.3 Método concurrente**

Este método se inicia a la circular el lodo con la densidad original y con la PIC. Se adiciona barita hasta que el lodo alcanza su peso de control, lo que implica que el pozo se densifica mientras se está circulando. El método implica un incremento gradual en la densidad del lodo hasta que el influjo es desalojado a la superficie. Requiere de circular varias veces el lodo hasta completar el control del pozo (Transocean, 2009). Este método puede utilizarse inmediatamente al conocer las presiones de cierre y es recomendable cuando se requiera de

una densidad del lodo de matar muy alta. El número de circulaciones está en función del aumento de la densidad del lodo, el volumen activo y las condiciones de flujo en el sistema, así como la capacidad del equipo para preparar grandes volúmenes de lodo.

### **Procedimiento**

- i. Registrar la PCTR y PCTP
- ii. Iniciar el control a una presión reducida (PR) de circulación constante, hasta totalizar las emboladas necesarias para llenar el interior de la TP
- iii. El operador del estrangulador debe controlar y registrar las emboladas de la bomba y registrar en una tabla la densidad de lodo a medida que se va densificando.
- iv. Al llegar a la barrena alcanzamos la PFC, por lo que se debe de mantener la presión constante hasta que el lodo densificado alcance la superficie

### **Ventajas y desventajas del método**

#### **Ventajas**

- Hay un mínimo retraso para iniciar la circulación, ya que puede utilizarse una vez que se conocen las presiones de cierre
- Es el método más utilizado cuando el incremento a la densidad es elevado
- Las condiciones de viscosidad y gelatinosidad del lodo pueden controlarse.
- Hay menor presión a la salida de la T.R durante el control, en comparación con el método del perforador.

#### **Desventajas**

- Los cálculos requeridos para mantener la presión de fondo constante son más complejos en relación a los métodos anteriores.
- Se requiere mayor tiempo de circulación para poder controlar el pozo.
- La presión en superficie en la T.R y la densidad equivalente del lodo, desde la zapata son elevadas en relación a los otros métodos.

Durante cualquier operación para controlar un pozo, la recolección de datos y la documentación son herramientas valiosas, ayudando a organizar la operación y a dar confianza a aquellos que están realizando el trabajo. La cuadrilla puede saber qué está pasando y sentir que tienen el control de la situación.

Pero el tener la documentación apropiada es uno de los aspectos más descuidados de las operaciones para controlar pozos. Registros claros y concisos son esenciales para asegurar que se mantenga la presión apropiada y que se puedan identificar y evaluar las tendencias. Se deben documentar los sucesos inusuales. Las soluciones a muchas complicaciones son evidentes cuando hay buenos registros que ilustran el problema. Las presiones de circulación, el volumen bombeado (muchas veces expresado en golpes de la bomba), las propiedades del fluido (por ejemplo, su densidad y viscosidad), los cambios en las fosas y la posición del estrangulador deberían ser todos anotados. (JHON ALEXANDER GARCIA VACCA, 2013).

## **2.3 Principios de terminación de pozos**

### **2.3.1 Antecedentes**

La terminación de pozos tuvo sus inicios entre 1920 y 1930 al mismo tiempo que la cementación de tuberías. En donde las primeras terminaciones se realizaron en agujero descubierto, teniendo como principal desventaja la limitación en el control de fluidos que entraban al pozo y posibles derrumbes de la zona productora. Posteriormente se desarrollaron las terminaciones entubadas y las terminaciones inteligentes, que permite un mayor control del pozo. Estas últimas se introdujeron a principios de la década de 1990 con el objetivo de permitir que la gestión de la producción se llevara a cabo directamente en el pozo, evitando así trabajos de mantenimiento que ocasionen interrupciones en la producción y costos de trabajo adicionales. (Bermúdez Serrano, 2013).



### **2.3.2 Terminación de pozos**

La palabra “terminación”, cuando se aplica a los pozos de petróleo o gas, se utiliza para definir todas las operaciones posteriores a la perforación que son necesarias para la producción de hidrocarburos. Es decir, la terminación de un pozo es el proceso que inicia después de la perforación, este proceso tiene la finalidad de conectar el yacimiento con la supervise para su explotación.

Schlumberger define la terminación de pozos como, “Término genérico utilizado para describir los eventos y el equipo necesario para poner en producción el pozo, una vez que han concluido las operaciones de perforación, entre los que se incluyen, entre otros, el conjunto de tuberías del fondo de pozo y el equipo necesario para posibilitar la producción segura y eficiente de un pozo de petróleo o gas...” (Schlumberger, 2021).

Por lo tanto, podemos resumir que las terminaciones de pozos se refieren a todo lo que tiene lugar dentro y alrededor de un pozo petrolero entre el final del proceso de perforación y el momento en que el pozo se pone en producción conectando el yacimiento y la producción superficial. El objetivo de realizar una terminación es obtener una producción óptima de hidrocarburos a costos favorables. Para que se lleve a cabo debe realizarse una planeación y diseño para elegir y organizar el equipo que se utilizará, seleccionar los materiales, definir que aparejos de producción van a utilizarse, establecer las dimensiones de la tubería de producción, estipular los intervalos de producción y finalmente definir el modo de producción del fluido contenido en la formación. También se deberá tener en cuenta la evolución de las características productivas del pozo, de acuerdo con el pronóstico de producción. (Bellarby, 2009).

Existen distintos tipos de terminaciones de pozos y varían, según el tipo de yacimiento, el diseño del pozo o la geología del área donde se perforó el pozo. La elección, el diseño y la instalación de tuberías y equipos tienen un impacto significativo en la productividad de un pozo de petróleo y gas, por lo tanto, el ingeniero de terminación debe asegurarse de que la terminación del pozo sea lo más segura y eficiente posible, con la finalidad de obtener una recuperación alta de hidrocarburo a un costo razonable. (Bellarby, 2009).

Para que una terminación se considere efectiva o exitosa debe tener los siguientes resultados:

- i. La terminación debe conectar el yacimiento a la tubería de producción para que el petróleo y el gas puedan fluir a través de la tubería hacia la superficie, o se puedan inyectar fluidos en el yacimiento.
- ii. Esta debe aislar los yacimientos de petróleo y gas para proteger las zonas productoras de las zonas no productoras a fin de evitar interferencias con el yacimiento productor.
- iii. Debe proteger la integridad del yacimiento y reducir el daño a la formación.
- iv. La terminación debe ayudar a reducir la resistencia al flujo de petróleo y gas.
- v. Garantizar que la terminación resista la corrosión y la fluencia y que no colapse en el yacimiento o el pozo.
- vi. Deben garantizar un medio para detectar y evaluar cambios en las condiciones del yacimiento y la tasa de flujo de hidrocarburos mediante pruebas de pozos.
- vii. Estas deben preparar los pozos para las etapas posteriores de extracción de petróleo o gas.

El tipo de terminación que se decida realizar al pozo afectará la tasa de producción de petróleo y gas e influirá directamente en el tiempo durante el cual el petróleo y el gas se bombearán del pozo.

### **2.3.3 Tipos de terminaciones**

El tipo de terminación adoptado dependerá de las características estructurales, y geológicas del yacimiento, los volúmenes de petróleo y gas previstos que se producirán, el tipo de fluidos que se bombearán, las temperaturas en la superficie y en el fondo del pozo, la profundidad de la zona de producción, la tasa de producción, la presión esperada, la ubicación del pozo, el medio ambiente, y los costos y retornos esperados de la inversión. Hay dos categorías de terminaciones: terminaciones convencionales y terminaciones llamadas inteligentes. (Boyun, Xinghui, & Xuehao, 2017).

## Terminación en Agujero Descubierto

Las terminaciones de pozo en agujero descubierto son las más simples y económicas. Consisten en una terminación de pozo sin tubería de revestimiento o tubería de revestimiento corta (liner) colocada en la formación prospectiva, sino que queda encima de la zona productora lo que permite que los fluidos producidos fluyan directamente hacia el interior del pozo (Schlumberger, s.f.).

En las terminaciones de pozo abierto, la roca productora se mantiene como está y no se necesitan columnas de revestimiento cementadas. Este tipo de terminación se realiza cuando la formación es poco probable a derrumbe o cuando, por el contrario, está demasiado fracturada para garantizar una cementación exitosa. Es la solución óptima ya que toda la superficie de drenaje está disponible para la producción, es decir, permite que todos los fluidos fluyan directamente al pozo y las caídas de presión son limitadas. (Boyun, Xinghui, & Xuehao, 2017)

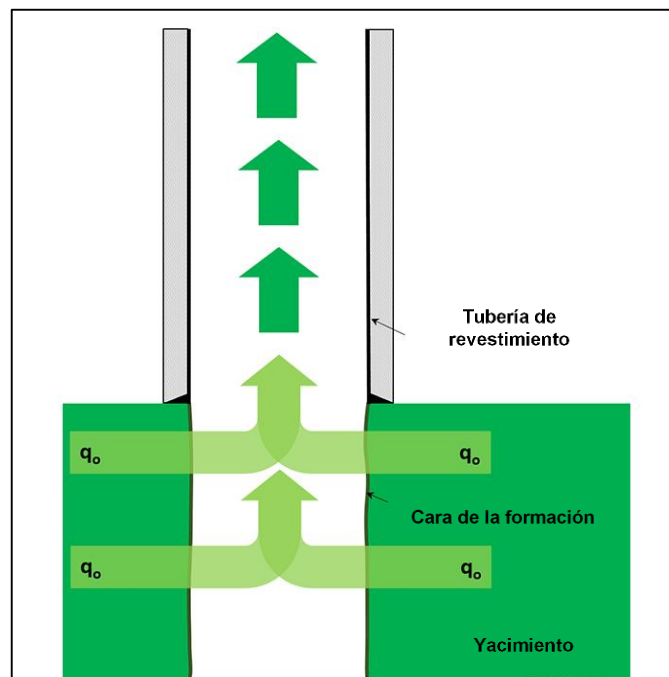


Figura 2. 10 Terminación en agujero descubierto.

Obtenida de: (Open-Hole Well Completion without Tubing, s.f.)

Además, la ausencia de columnas de revestimiento facilita la estimulación del pozo. Por otro lado, en las terminaciones de pozo abierto es imposible controlar la entrada de arena y agua en el pozo, por lo que es muy difícil aislar los niveles y proceder a su estabilización o remediación. Este tipo de terminación se usa generalmente para yacimientos que se estima que tienen pocas posibilidades de producir fluidos. Estas terminaciones también suelen tener como objetivo rocas de yacimiento duras y consolidadas. (Kool, 2019) .

### **Ventajas**

- Operación sencilla.
- Ahorro en el costo de las operaciones de cementación.
- Minimiza el daño a la formación
- Exposición completa de la zona productora.
- Buen acceso a formaciones naturalmente fracturas.
- Ahorra costos en operaciones de disparos que son costosas.
- Conducto de gran diámetro a la superficie, lo que resulta en menores pérdidas de presión en pozos de alta tasa de producción
- La terminación se puede modificar posteriormente si se desea.

### **Desventajas**

- Es difícil controlar la producción excesiva de agua o gas
- No se pueden aislar las zonas de productoras.
- Tiene un gran potencial para producir arena.
- Incapacidad para producir en diferentes zonas.
- Se requieren fluidos especiales para evitar que el pozo colapse debido a la falta de soporte de este.
- El trabajo de reparaciones en el pozo es más difícil una vez que ha comenzado la producción.

## **Terminación en Agujero Entubado**

Un agujero entubado es aquel que cuenta con tubería de revestimiento o de tubería de revestimiento corta (liner). Si bien el término puede referirse a cualquier sección del pozo, a menudo se utiliza para describir técnicas y prácticas aplicadas después de colocar una tubería de revestimiento o una tubería de revestimiento corta en la zona prospectiva (Schlumberger, 2021).

En las terminaciones de pozos o agujeros entubados, se utiliza tubería de producción a lo largo de toda la longitud del pozo y a través del yacimiento. El pozo entubado actúa efectivamente como un mecanismo de control para la producción segura de los hidrocarburos y como una barrera que evita la reintroducción de fluidos, gases y sólidos no deseados en el pozo. Una vez que se ha retirado la tubería de perforación, se introduce en el pozo un acoplamiento continuo de revestimientos de diferentes diámetros a diferentes profundidades y se asegura a la formación a través de la cementación. (Gryphon Oilfield Solutions, 2021).

Cuando el pozo ha sido completamente aislado de la formación circundante, el revestimiento debe perforarse para estimular la producción de secciones viables del yacimiento llamadas zonas productoras. La perforación se realiza mediante pistolas perforadoras que desencadenan explosiones controladas que abren agujeros en secciones específicas de la tubería de revestimiento para la producción controlada de hidrocarburos. Los agujeros en la tubería de revestimiento permiten un posicionamiento y aislamiento preciso de las diferentes zonas productoras del yacimiento. (Gryphon Oilfield Solutions, 2021).

Este tipo de terminación es el más utilizado ya que ofrece la capacidad de realizar operaciones posteriores al pozo. Esta terminación es utilizada en pozos con problemas de contacto gas-aceite y cuando existen diversas zonas de interés que se desean probar. (Ibarra González, 2016)

### **Ventajas**

- El revestimiento filtra eficazmente los contaminantes al controlar la producción de arena, agua, gas y otros fluidos de formación asociados.
- Mejora la integridad del pozo.
- Facilita la terminación de varias zonas dentro del mismo pozo.

- Los procesos de reparación son más fáciles de llevar a cabo en un pozo entubado.
- Útil para cualquier tipo de formación.

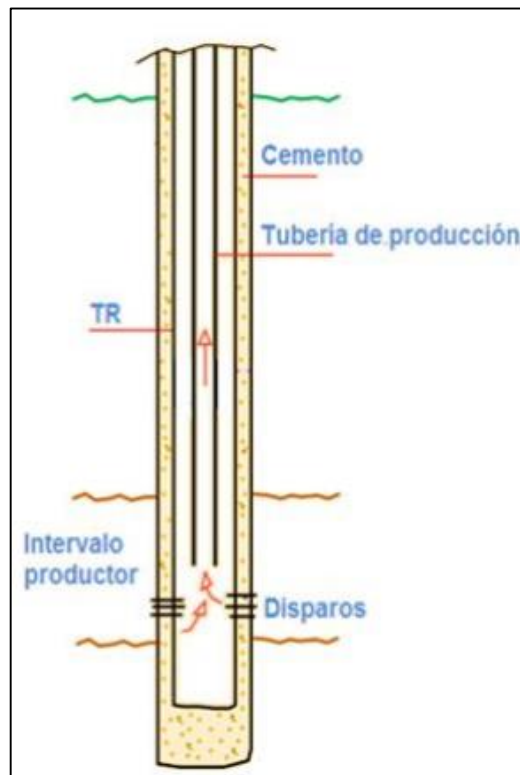


Figura 2. 11 Terminación sencilla con agujero entubado.

Obtenida de: (Campos, O. Y Vázquez, G.E, 2015)

### Desventajas

- Mayor costo que una terminación de agujero descubierto debido a los costos de adquisición de tuberías de revestimiento, de producción, pistolas de perforación, cemento y otros equipos de terminación.
- Mayor tiempo de operación.
- Daño adicional por los disparos.
- La exposición limitada al yacimiento podría afectar el volumen de producción.

## Terminación con tubería ranurada no cementada

Este tipo de terminación se realiza después de haber perforado el intervalo productor y consiste en introducir una liner (tubería de revestimiento corta) ranurada, que es anclada a través de un empacador cerca de la zapata de la última tubería de revestimiento, localizada en la cima del intervalo productor. Esta terminación trabajando en conjunto con los empacadores hinchables genera un método muy rápido de producción, se obtiene un mejor índice de productividad ya que los empacadores eliminan la necesidad de cementar disminuyendo el daño en la formación y con la tubería ranurada se elimina el uso de disparos para conectar hidráulicamente la formación. Los empacadores hinchables funcionan absorbiendo los hidrocarburos y/o agua, con

lo cual se genera un aumento de volumen en el empacador permitiendo aislar zonas específicas para tener una explotación más selectiva evitando los contactos agua-aceite y gas-aceite (Perforación y terminación de pozos , s.f.)

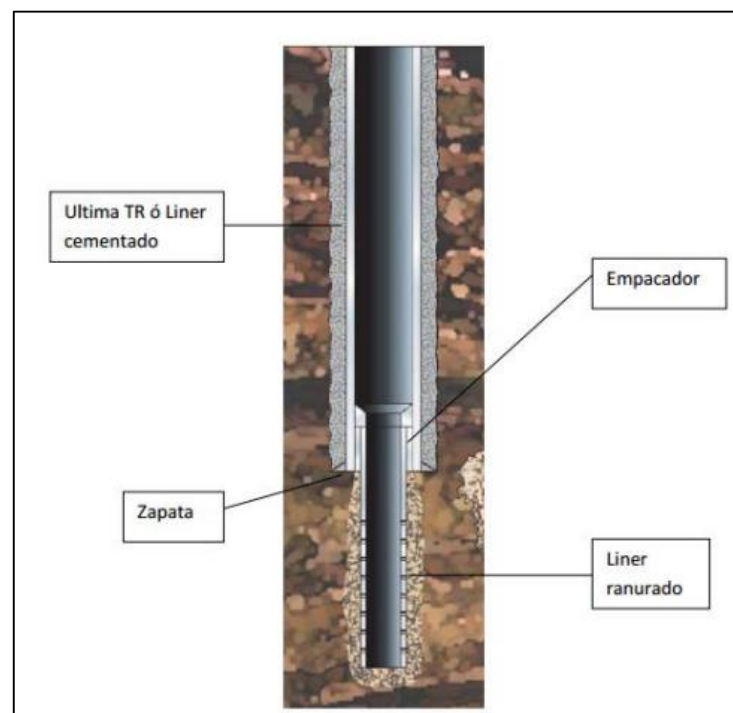


Figura 2. 12 Terminación con liner ranurada no cementada.

Obtenida de: (Ibarra, H. E., 2016)

## **Ventajas**

- Permite aislar zonas dentro del intervalo productor evitando problemas de conificación.
- El liner ranurado proporciona seguridad en caso de colapso y control de producción de arena
- Minimiza el daño a la formación y está en contacto directo con la formación ya que no es cementada.
- Es menos costosa que la terminación con agujero revestido/entubado.

## **Desventajas**

- No permite un buen fracturamiento del ya que no se tiene un buen control en los volúmenes de inyección de fluidos.
- El enjarre producido por los fluidos de perforación dañan la formación.

## **Terminación sin tubería de producción (Tubingless).**

El método de terminación sin tubería de producción es aquel en el cual los fluidos de yacimientos son producidos a través de la tubería de revestimiento con diámetro pequeño. Esta terminación es económica e ideal para pozos con un solo yacimiento, aunque también permite explotar simultáneamente varios yacimientos. No utiliza empacador y el aparejo de producción queda cementado en el yacimiento, la ausencia de una sarta de tubería de producción independiente limita significativamente las opciones de operación y control de contingencias en el pozo. (Barragán González, Ortega Hernández, Ortiz Ortiz, Ramírez Rosete, & Toledo Mejía, 2014).

Este método se utiliza en pozos donde la presión de la roca productora es baja, se requieren caudales altos, y en yacimientos con vida corta. Por lo tanto, es implementado en pozos con ciertas condiciones, debido a que exista la posibilidad de que el pozo sea productor de arena, esto provocaría abrasión a la tubería de revestimiento y un desgaste prematuro en la tubería, lo que ocasionaría fugas y debilitamiento de la tubería, por lo que representaría disminución



en la producción o inclusive una pérdida total del pozo. (Perforación y terminación de pozos, s.f.).

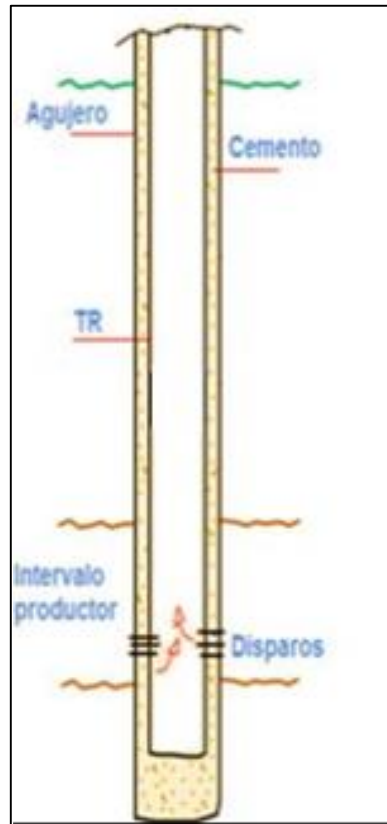


Figura 2. 13 Terminación sin tubería de producción.

Obtenida de: (Campos, O., & Vázquez, G. E., 2015)

### Ventajas

- Operaciones de terminación más sencillas.
- Menores tiempos de operación.
- Costo inicial menor que la terminación con agujero descubierto.

## **Desventajas**

- La tubería está expuesta a la producción de corrosión y el desgaste.
- La carcasa está sujeta a cambios de presión y temperatura que provocan frecuentes cambios de tensión.
- Dificultad para instalar equipo de fondo/sistemas artificiales de producción.
- Es difícil realizar reparaciones al pozo.
- Dificultad para controlar el pozo en caso de descontrol.

## **Terminación inteligente**

La Terminación inteligente, es un sistema completo de producción del pozo que permite la gestión continua y en tiempo real del yacimiento. ayuda a conectar la superficie con el fondo del pozo. Su aplicación específica en el desarrollo de yacimientos es principalmente para optimizar la producción con el objetivo de maximizar la recuperación. (Ma, y otros, Review of intelligent well technology, 2020).

Estas terminaciones incorporan sensores de fondo de pozo permanentes y válvulas de control de flujo de fondo de pozo controladas desde la superficie, lo que le permite monitorear, evaluar y administrar activamente la producción (o inyección) en tiempo real sin intervenciones de pozo. Los datos se transmiten a la superficie para el monitoreo local o remoto en una plataforma de pozo digital. La terminación inteligente se compone principalmente de dos partes: equipo de superficie y equipo de fondo de pozo, incluido el sistema de detección y adquisición de información de fondo de pozo, el sistema de control de fluido de producción, el sistema de transmisión de información de datos y el sistema de análisis de datos de fondo de pozo, como se muestra en la Figura 2.16. El sistema de control de fluidos de producción es una parte integral de la tecnología inteligente de pozos. Cuando la presión de formación es insuficiente, la energía del yacimiento se puede restaurar ajustando la tasa de producción. Por lo tanto, puede controlar eficazmente la interferencia entre los intervalos productores, retrasar la invasión de agua, inhibir el contenido de agua, prolongar el tiempo de extracción de alta eficiencia del yacimiento, optimizar la producción del pozo de petróleo y gas (Ma, y otros, 2020).

De esta manera, los ingenieros pueden monitorear y controlar la producción de petróleo y gas de múltiples segmentos de un solo pozo o de múltiples ramificaciones en tiempo real. La reconfiguración resultante en tiempo real de la estructura del pozo ayudará a mejorar la producción del pozo y reducir los costos operativos.

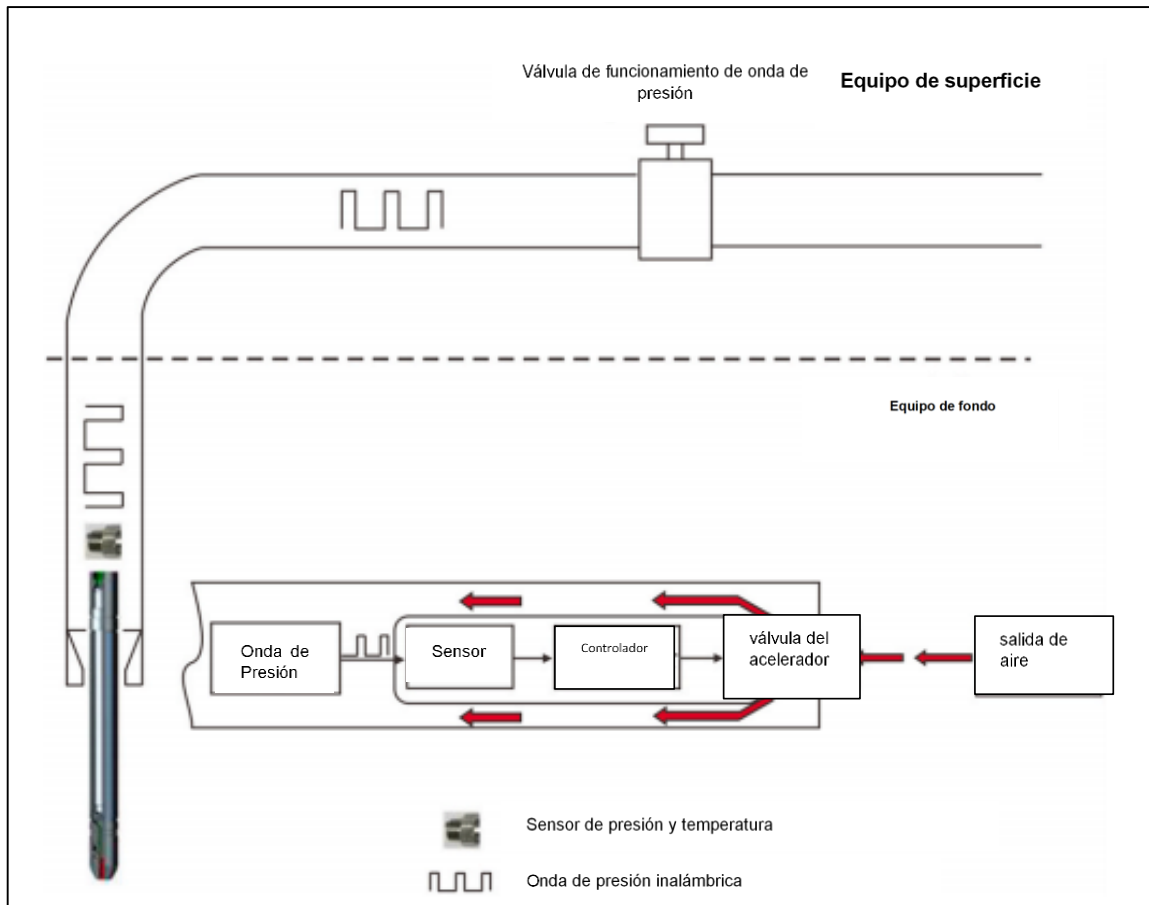


Figura 2. 14 Diagrama arquitectónico de una terminación inteligente.

Obtenida de: (Huiyun M, 2020)

### Ventajas

- Mayor monitoreo y control sobre los pozos.
- Monitoreo de condición de fondo de pozo y adquisición de datos en tiempo real.
- Reducción del tiempo de respuesta.
- Simulación inteligente de producción de yacimientos y gestión conveniente de la ingeniería de producción.
- Incremento del factor de recuperación.

- Reducción al mínimo las intervenciones mayores al pozo.
- Flexibilidad a distancia en la toma de decisiones y reducción de operaciones complejas durante las intervenciones.

### **Desventajas**

- El costo de todo el sistema de terminación inteligente es alto, incluso la aplicación de una de las tecnologías clave requiere una alta inversión inicial.
- Requerimientos especiales para la instalación del equipo.
- Requiere de una investigación técnica para su implementación.

## **2.4 Propiedades de las tuberías**

### **2.4.1 Tubería**

Una tubería es un elemento cilíndrico hueco compuesto generalmente de acero, con una geometría definida por el diámetro y el espesor del cuerpo que lo conforma. Para fines prácticos, se define mediante una geometría homogénea e idealizada. Es decir, un diámetro y un espesor nominales constante en toda su longitud. Sin embargo, la realidad es que no existe una tubería perfecta geoméricamente. Adolecen de ciertas imperfecciones como la ovalidad y la excentricidad. (BRAVO VALLEJO CRISTIAN ALEJANDRO, 2013)



Figura 2. 15 Tuberías en la industria petrolera.

Obtenida de: (El petróleo, s.f.).

## 2.4.2 Tipos de tuberías

El uso de tuberías en un pozo es de vital importancia. Constituyen el medio por el cual garantizan el control de este y se aseguran las instalaciones para el mejor aprovechamiento y mantenimiento del pozo. Es importante mencionar que dentro de la ingeniería de perforación las tuberías juegan un papel fundamental y cumplen diversas funciones. (BRAVO VALLEJO CRISTIAN ALEJANDRO, 2013)

**Tuberías de revestimiento:** Son tuberías que constituyen el medio con el cual se reviste el agujero que se va a perforar. Con ello se asegura el éxito de las operaciones llevadas a cabo durante las etapas de perforación y terminación del pozo.

El objetivo de las tuberías de revestimiento es proteger las zonas perforadas y aislar las zonas problemáticas que se presentan durante la perforación. Tal es el caso de revestir el agujero para mantener la estabilidad de este, prevenir combinaciones, aislar los fluidos de las formaciones productoras, controlar las presiones durante la perforación y en la vida productiva del pozo. Además, las tuberías de revestimiento proporcionan el medio para instalar las conexiones superficiales de control, los empacadores y la tubería de producción.

**Tuberías de producción:** Las tuberías de producción son el elemento tubular a través del cual se conducen hasta la superficie los fluidos producidos en un pozo, o bien, los fluidos inyectados de la superficie hasta el yacimiento.

**Tuberías de perforación:** Las tuberías de perforación son los elementos tubulares utilizados para llevar a cabo los trabajos durante la operación de la perforación. Generalmente se les conoce como tuberías de trabajo, porque están expuestas a múltiples esfuerzos durante las operaciones de perforación del pozo. (BRAVO VALLEJO CRISTIAN ALEJANDRO, 2013)

## 2.4.3 Características de la Tubería de perforación, Revestimiento y Producción.

Los tubos empleados en la industria petrolera deben cumplir con ciertas características geométricas y mecánicas dependiendo de su uso. Es de esta forma que encontramos lo siguiente:

**Tuberías de Revestimiento (TRs) y producción (TPs).** Las características principales que deben de observarse en las tuberías de revestimiento y tuberías de producción son: diámetro nominal, peso nominal, grado, Drift, resistencia a la tensión, resistencia al colapso, así como la resistencia al estallamiento.

**Tubería de perforación.** Los datos principales que deben conocerse sobre las tuberías de perforación son los siguientes: diámetro nominal, peso nominal, clase, grado, resistencia a la tensión, resistencia al colapso y resistencia a la torsión.

La clase de tubo hace énfasis en el grado de usabilidad que ha tenido el tubo. El API divide las tuberías en clase I (tubería nueva), II, III y Premium.

La construcción del tubo de perforación es otro factor para considerar, ya que se realiza a partir de dos elementos, el tubo madre cuyo diámetro exterior determinara el tamaño del tubo, y la junta, cuya función es proporcionar la geometría necesaria para que se pueda labrar una determinada rosca. Características de la Tubería de Perforación, Revestimiento y Producción (BRAVO VALLEJO CRISTIAN ALEJANDRO, 2013).

## 2.5 Efecto de la combinación de fuerzas

### Esfuerzos Biaxiales

Los esfuerzos biaxiales se definen como el cambio en el comportamiento de sus propiedades mecánicas que sufren los tubulares cuando son sometidos a las combinaciones de esfuerzos. Durante las operaciones que se realizan con los tubulares durante la introducción, cementación de la tubería y durante la vida productiva del pozo, las tuberías se encuentran sujetas a diferentes cargas combinadas.

- i. Tensión.
- ii. Compresión.

**Tensión:** Cuando la tubería se encuentra a tensión la capacidad mecánica de la tubería de revestimiento a la presión interna se incrementa, mientras que en el colapso disminuye.

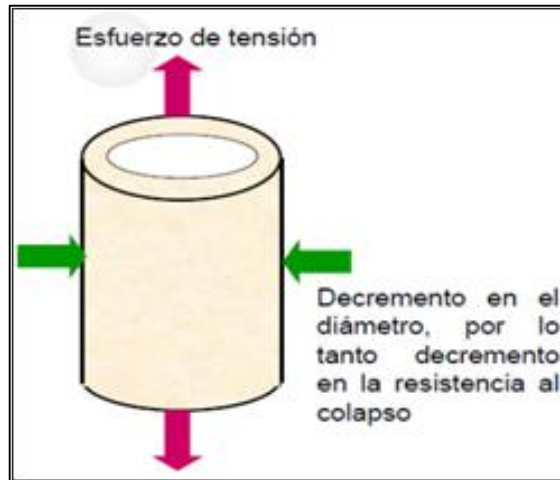


Figura 2. 16 Esfuerzo de tensión.

Obtenida de: (BRAVO VALLEJO CRISTIAN ALEJANDRO, 2013)

**Compresión:** Cuando la tubería se encuentra a compresión la capacidad mecánica de la tubería de revestimiento al colapso se incrementa, mientras que la presión interna disminuye. (BRAVO VALLEJO CRISTIAN ALEJANDRO, 2013).

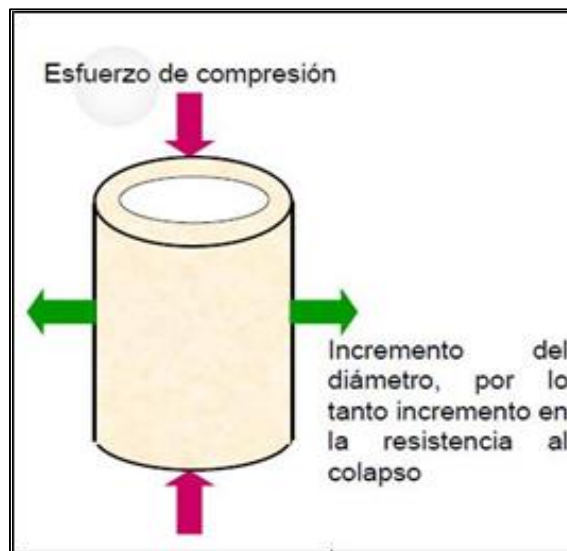


Figura 2. 17 Esfuerzo de compresión.

Obtenida de: (BRAVO VALLEJO CRISTIAN ALEJANDRO, 2013)

## **2.6 Fuerzas aplicadas a las tuberías de revestimiento y producción**

El diseño convencional de tuberías consiste en una comparación de los escenarios más razonables en los cuales se presentan las cargas aplicadas y reconocer la capacidad de resistencia de las tuberías bajo estas cargas. Los extensos estudios y diversas pruebas de laboratorio han permitido evolucionar en el conocimiento del comportamiento mecánico de las tuberías.

De tal manera, la capacidad de resistencia de una tubería se define como aquella aptitud o condición que ofrece una tubería para reaccionar y evitar cualquier tipo de falla o deformación, ante la acción combinada de cargas.

El término “falla” se entiende como sinónimo de “fractura”. Sin embargo, en el estudio de la mecánica de materiales este no es el significado usual del término. Se dice que ocurre una falla cuando un miembro cesa de realizar de manera satisfactoria la función para la cual estaba destinado.

Por lo tanto, una falla en las tuberías es una condición mecánica que refleja la falta de resistencia del material ante la situación y exposición de una carga. Con ella propicia la deformación del tubo. Las cargas a las que hacemos referencia son nominalmente cargas de presión, cargas axiales, ambientales y mecánicas.

Las principales fallas de las tuberías son básicamente colapso, tensión, estallamiento y corrosión. El tratamiento de cada una de las fallas simplifica el estudio y análisis del comportamiento de la resistencia en los materiales. (BRAVO VALLEJO CRISTIAN ALEJANDRO, 2013)

### **2.6.1 Condiciones de Falla**

Para iniciar con la aplicación y explicación de cualquier método de diseño, es necesario y recomendable determinar la resistencia de los diferentes elementos tubulares. Esto a la vez conduce a considerar las diferentes situaciones de falla que experimentan las tuberías.



La resistencia de un tubo se puede definir como una reacción natural que opone el material ante la imposición de una carga, a fin de evitar o alcanzar los niveles de falla. El término falla se entiende como sinónimo de “fractura”. Sin embargo, en el estudio de la mecánica de materiales este no es el significado usual del término. Se dice que ocurre una falla cuando un miembro cesa de realizar satisfactoriamente la función para lo cual estaba destinado. En el caso de las tuberías colocadas en un pozo, si estas alcanzan cualquier nivel de deformación se debe entender la situación como una condición de falla.

Por lo tanto, una falla en las tuberías es una condición mecánica que refleja la falta de resistencia del material ante la situación y exposición de carga. Con ello propicia la deformación del tubo.

Las cargas a las que hacemos referencia son nominalmente cargas de presión, cargas axiales, ambientales y mecánicas.

Las principales fallas de las tuberías son básicamente colapso, tensión, estallamiento y corrosión. El tratamiento de cada una de las fallas simplifica el estudio y análisis del comportamiento de la resistencia en los materiales. (Vega, 2015).

### **2.6.2 Cedencia**

Para entender el comportamiento de falla iniciaremos por definir el concepto de cedencia o fluencia, que es aquella propiedad o condición del material para soportar la deformación elástica, o bien, la resistencia que opone el material a la deformación ante la exposición de una carga. Se dice que un material alcanza la cedencia o fluencia cuando experimenta una carga que le provoca una deformación permanentemente. Es decir, el material se comporta plásticamente o se dice que tiene afluencia.

Antes de esta deformación, al liberar la carga, el material recupera su estado original. El punto a partir del cual el material se fractura o se rompe, se dice que alcanza su último valor de resistencia a la cedencia.

Se establece que la cedencia del material es el esfuerzo de tensión aplicado cuando alcanza el 0.5% de deformación. Para tuberías de revestimiento, perforación y producción, el API

considera una deformación del 0.65% para establecer la cedencia de estos materiales.  
(BRAVO VALLEJO CRISTIAN ALEJANDRO, 2013)

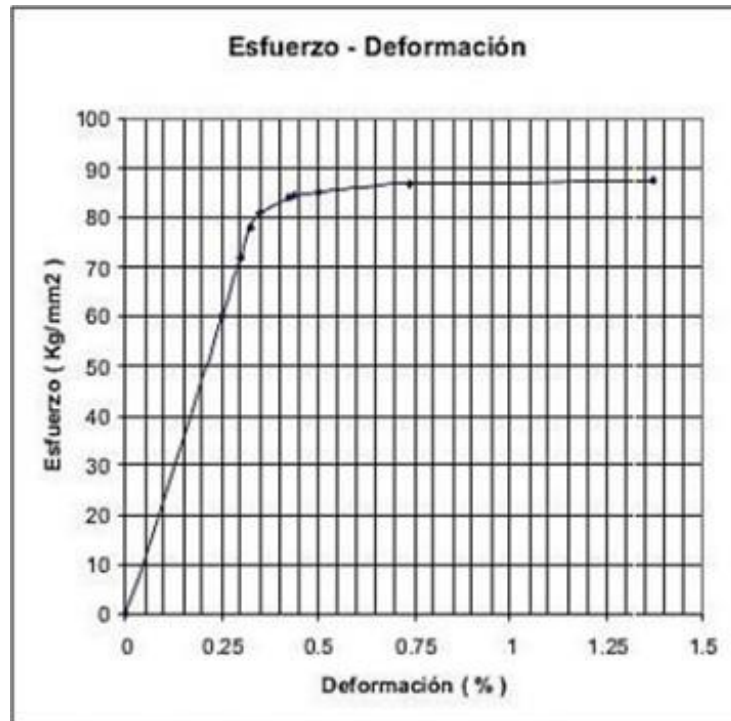


Figura 2. 18 Comportamiento elástico de un tubo.

Obtenida de: (BRAVO VALLEJO CRISTIAN ALEJANDRO, 2013)

La cedencia se mide en unidades de fuerza por unidad de área (psi), que significa la fuerza aplicada en el área de exposición del material para hacer ceder al mismo. Es decir, aquel esfuerzo aplicado para alcanzar la deformación establecida.

## 2.7 Propiedades mecánicas de las tuberías

### Tensión

La tensión es una condición mecánica de una tubería que puede ocasionar la falla o fractura de esta. Se origina por la acción de cargas axiales que actúan perpendicularmente sobre el área de la sección transversal del cuerpo del tubo.

La tensión de la tubería es la capacidad que tiene la tubería para resistir su propio peso cuando es introducida. Durante el diseño de las tuberías deberá considerarse un valor adicional de tensión, debido a que durante la introducción pueden presentarse eventos operativos tales como pegaduras, derrumbes, fricciones, etc.

La tensión es la resistencia axial del cuerpo del tubo, y es el producto del área de la sección transversal y el esfuerzo de cedencia del grado de la tubería (YP). Ésta es la fuerza mínima que de aplicarse causaría una deformación permanente. En la tensión, el efecto más crítico se presenta cuando se corre el aparejo de producción y durante su recuperación, para alguna intervención. Esto se complica cuando se dificulta el desenchufe de los sellos multi-v o al desanclar un empacador.

### **Presión Interna.**

También conocida como estallamiento, se genera por la acción de cargas de presión actuando por el interior de la tubería. La resistencia que opone el cuerpo del tubo se denomina resistencia al estallamiento.

### **Colapso**

Se define como una fuerza mecánica capaz de deformar un tubo por el efecto resultante de las presiones externas. La resistencia al colapso de una tubería es función del esfuerzo de cedencia [ $Y_x$ ] y de la relación entre el diámetro externo (D) y el espesor de pared (t). A esta relación se le conoce como esbeltez. El American Petroleum Institute utiliza 4 ecuaciones para calcular la presión de colapso, cada una se basa en diferentes tipos de fallas presentes en las tuberías: cedencia, colapso plástico, transición y elástico. La ecuación para elegir para calcular el colapso dependerá del grado de la tubería y la esbeltez. (BRAVO VALLEJO CRISTIAN ALEJANDRO, 2013)

La resistencia al colapso, consiste de cuatro regímenes de colapso, que se determina con base en la resistencia a la cedencia del material y a la relación D/t, y son definidos según el tipo de falla:

- i. Colapso de cedencia.
- ii. Colapso plástico.
- iii. Colapso de transición.

iv. Colapso elástico.

### **Colapso de Cedencia.**

Este tipo de colapso o es un colapso verdadero, el esfuerzo tangencial excederá la resistencia a la cedencia del material antes de que una falla de inestabilidad de colapso ocurra. Es fuertemente dependiente de la cedencia del material y del espesor de la tubería.

### **Colapso Plástico.**

No existe una expresión analítica para expresar este tipo de colapso; sin embargo, una ecuación fue desarrollada a partir de 2,488 pruebas aplicadas a tuberías K-55, N-80 y P110.

### **Colapso de Transición**

Se obtiene por medio de una curva numérica ubicada entre el régimen elástico y plástico.

### **Colapso Elástico.**

Se basa en la teoría de falla por inestabilidad elástica, este criterio es independiente del esfuerzo de cedencia del material.

## **2.8 Cambios de longitud en el aparejo de producción**

El aparejo de producción es el conjunto de accesorios y tuberías que se introducen al pozo para que los hidrocarburos producidos por los intervalos abiertos fluyan a la superficie de manera controlada. Cuando se realizan operaciones durante la terminación, explotación y mantenimiento del pozo, tales como: inducciones, pruebas de admisión, estimulaciones, fracturamientos o durante la producción del pozo, el aparejo de producción sufre cambios que son originados por variaciones de presión y temperatura generando esfuerzos en la tubería y/o empacador cuando éste no permite el libre movimiento de la tubería.

Cuando la tubería tiene movimiento libre, su acortamiento puede ser tal que la longitud de los sellos o juntas de expansión sea insuficiente, lo que generaría que las unidades de sellos multi-v se salgan del empacador generando un serio problema de comunicación; en el caso

de las juntas de expansión, éstas ocasionarían un esfuerzo de tensión considerable sobre el empacador (Guía de Diseño de Aparejos de Producción).

También se debe considerar el alargamiento del aparejo durante la producción del pozo, pues las transferencias de calor de los fluidos del yacimiento a la tubería causan elongación de esta, lo que provoca una carga sobre el empacador, o hasta una deformación del aparejo de producción. Por lo tanto, se debe diseñar el aparejo de producción considerando todos los cambios de presión y temperatura que se pudiesen presentar, con la finalidad de considerar los movimientos y cambios de esfuerzos de la tubería (Guía de Diseño de Aparejos de Producción).

Los efectos que producen cambios de longitud o de fuerza en el aparejo de producción son los siguientes:

- Pistón.
- Aglobamiento (ballooning).
- Pandeo helicoidal (buckling).
- Temperatura.

Los cambios de longitud y fuerza pueden ser considerables y pueden causar enormes tensiones en la sarta de tubería, así como en el empacador bajo ciertas condiciones. El resultado neto podría reducir la efectividad de las herramientas de fondo de pozo y dañar la tubería, el revestimiento o incluso las formaciones accesibles al pozo. No considerar los cambios de longitud y fuerza puede resultar en costosas fallas durante las operaciones. A continuación, se describe cada uno de estos efectos. No obstante, las ecuaciones que se presentan son usando pozos verticales, aparejos de producción de un solo diámetro y un solo fluido en el espacio anular.

### 2.8.1 Efecto pistón

El efecto de pistón se basa en la ley de Hooke, y se debe a la diferencial de presión actuando sobre la diferencial de área entre la tubería de producción y el mandril del empacador. Este efecto provoca un acortamiento si la presión diferencial es mayor en el interior de la tubería y un alargamiento si la presión es mayor en el espacio anular entre el aparejo y la tubería de revestimiento (Guía de Diseño de Aparejos de Producción).

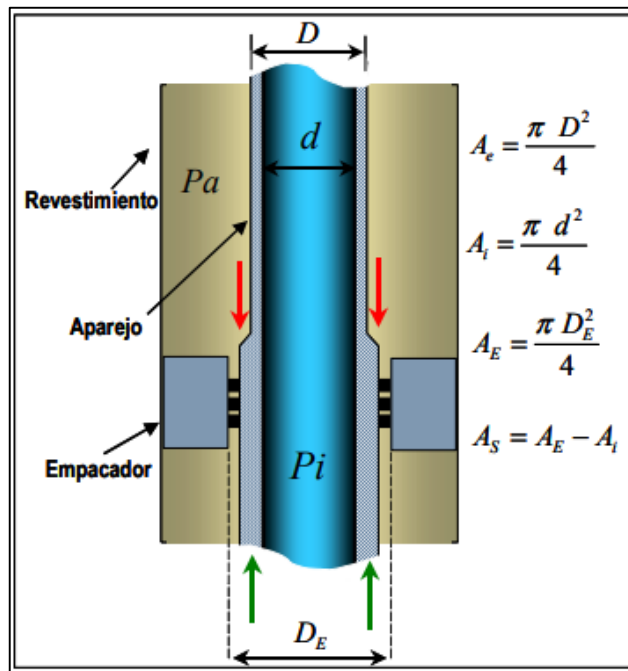


Figura 2. 19 Representación esquemática del efecto pistón.

Obtenida de: (Guía de Diseño de Aparejos de Producción, s. f.)

La ley de Hooke establece que el cambio en longitud es directamente proporcional a la fuerza aplicada.

$$\Delta L_P = \frac{L \Delta F}{EA_E} \dots \dots \dots \text{Ecuación 2. 1}$$

Donde,  $\Delta L_P$  = cambio de la longitud de la tubería por efecto pistón, ( $pg$ ).

$A_E$  = área de la sección pulida del empacador, ( $pg^2$ ).

$E$  = módulo de Young ( $30 \times 10^6 psi$ ).

$L$  = longitud de la tubería, (*pies*).

$\Delta F$  = cambio de fuerzas en el empacador por efecto de la presión, (*lbs*). Este valor es obtenido mediante la ecuación:

$$\Delta F = (A_E - A_i)\Delta p_i - (A_E - A_e)\Delta p_a \dots \dots \dots \text{Ecuación 2. 2}$$

### 2.8.2 Aglobamiento (ballooning)

Cuando la presión interna en un aparejo de producción es mayor que la presión externa, los esfuerzos radiales que actúan sobre la pared generan una expansión del tubo, este fenómeno causa una contracción longitudinal del aparejo.

Cuando la presión exterior es mayor que la presión interna, se presenta el efecto contrario y se produce una elongación de la tubería (Guía de Diseño de Aparejos de Producción).

La siguiente ecuación describe el efecto de aglobamiento.

$$\Delta L_A = \frac{0.3 \times L^2}{E} \left( \frac{\Delta p_i - R^2 \Delta p_a}{R^2 - 1} \right) + \frac{0.6L}{E} \left( \frac{\Delta p_i - R^2 \Delta p_a}{R^2 - 1} \right) \dots \dots \dots \text{Ecuación 2. 3}$$

En la ecuación anterior el primer término representa el efecto debido al cambio de densidad de los fluidos y el segundo término considera el cambio de presión en superficie en el espacio anular como en el interior del aparejo de producción.

Donde,

$\Delta L_A$  = cambio de longitud por efecto de aglobamiento, (*pg*).

$L$  = longitud de la tubería, (*pies*).

$E$  = módulo de Young ( $30 \times 10^6 psi$ ).

$\Delta p_a$  = cambio de presión en el espacio anular a la profundidad del empacador, (psi).

$\Delta p_i$  = cambio de la presión en el interior de la tubería a la profundidad del empacador, (psi).

$R^2$  = relación del diámetro exterior al diámetro interior de la tubería, ( $R = D/d$ ).

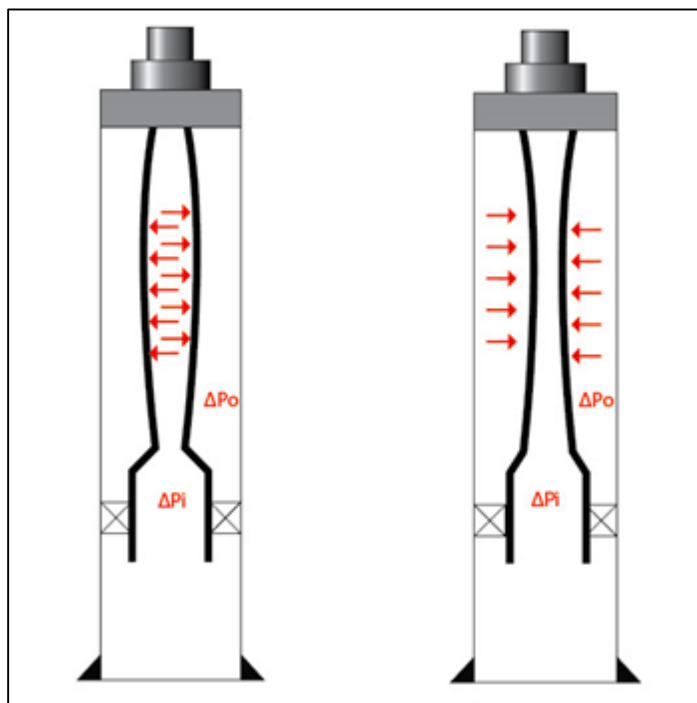


Figura 2. 20 Efecto de aglobamiento (Izquierda) y Efecto de aglobamiento inverso (Derecha).

Obtenida de: (Drilling Formulas, 2016)

### 2.8.3 Pandeo Helicoidal (buckling)

Este efecto es causado por la distribución de dos fuerzas, una que actúa al final de tubería y otra que actúa a lo largo de las paredes del pozo y es llamado así debido a la forma que adquiere el aparejo cuando se presenta el fenómeno, y tiene lugar cuando hay un incremento de presión en el interior de la tubería de producción, la cual actúa en el área transversal de la parte inferior de un aparejo que tiene movimiento libre, es decir, los sellos multi-v se pueden mover a través del área pulida del empacador. Este efecto acorta el aparejo de producción y el pandeo se produce del punto neutro hacia abajo, como se puede observar en la figura 2.23.



En este fenómeno, el punto neutro no es donde no existe ni tensión ni compresión, sino donde el esfuerzo axial es igual al esfuerzo tangencial y radial, es decir, el valor de los tres esfuerzos es igual (Guía de Diseño de Aparejos de Producción).

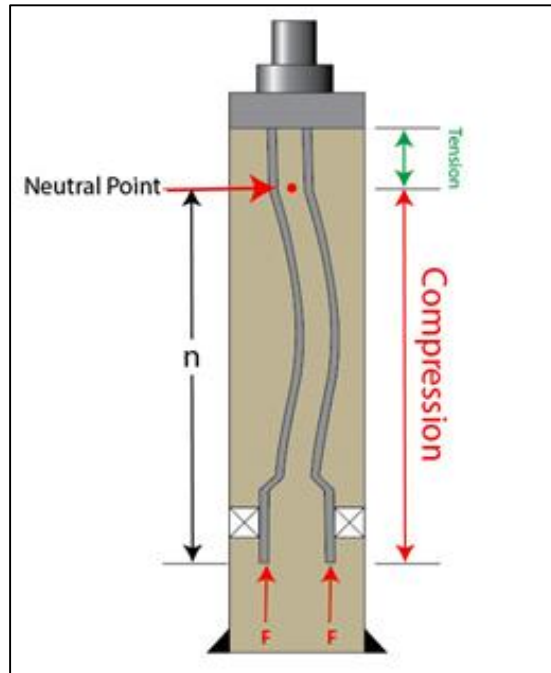


Figura 2. 21 Representación del pandeo helicoidal.

Obtenido de: (Drilling Formulas, 2016)

$$n = \frac{F_f}{w} \dots \dots \dots \text{Ecuación 2. 4}$$

Donde

$n$  = distancia del fondo de la tubería al punto neutro, (*pies*).

$w$  = peso de la tubería en el aire, (*lb/pg*).

$F_f$  = fuerza ficticia, (*lbs*).

La fuerza ficticia es calculada a través de la siguiente ecuación:

$$F_f = A_E(p_i - p_a) \dots \dots \dots \text{Ecuación 2. 5}$$

En la cual,  $A_E$  =área de sección pulida del empacador, ( $pg^2$ ),  $p_i$  =presión interior de la tubería a la altura del empacador, ( $psi$ ), y  $p_a$  =presión en el espacio anular a la profundidad del empacador, ( $psi$ ). La sarta de perforación no sufrirá pandeo si la fuerza ficticia es negativa o da cero como resultado.

El cambio de longitud por el efecto de pandeo es determina con la siguiente ecuación:

$$\Delta L_P = -\frac{r^2 A_E^2 (\Delta p_i - \Delta p_a)^2}{8EI(w_p + w_{fi} - w_{fa})} \dots \dots \dots \text{Ecuación 2. 6}$$

Donde,

$\Delta L_P$  = cambio de longitud de la tubería por efecto de pandeo, ( $pg$ ).

$r$  = distancia radial entre la TP y TR, ( $pg$ ).

$A_E$  = área de la sección pulida del empacador, ( $pg^2$ ).

$I$  = momento de inercia, calculado con la ecuación,  $I = \frac{\pi}{64}(D^4 - d^4)$ . En la que,  $D$  =diámetro externo de la tubería, ( $pg$ ) y  $d$  =diámetro interior de la tubería, ( $psi$ ).

$\Delta p_a$  = cambio de presión en el espacio anular a la profundidad del empacador, ( $psi$ ).

$\Delta p_i$  = cambio de la presión en el interior de la tubería a la profundidad del empacador, ( $psi$ ).

$E$  = módulo de Young ( $30 \times 10^6 psi$ ).

$w_p$  = peso de la tubería, ( $\frac{lb}{pg}$ ).

$w_{fi}$  =peso del fluido dentro de la tubería, ( $\frac{lb}{pg}$ ). Calculado con  $w_{fi} = p_i \times A_i$ . Donde,  $p_i$  = presión en el interior de la tubería a la altura de empacador, ( $psi$ ) y  $A_i$  =área interior de la tubería, ( $pg^2$ ) .



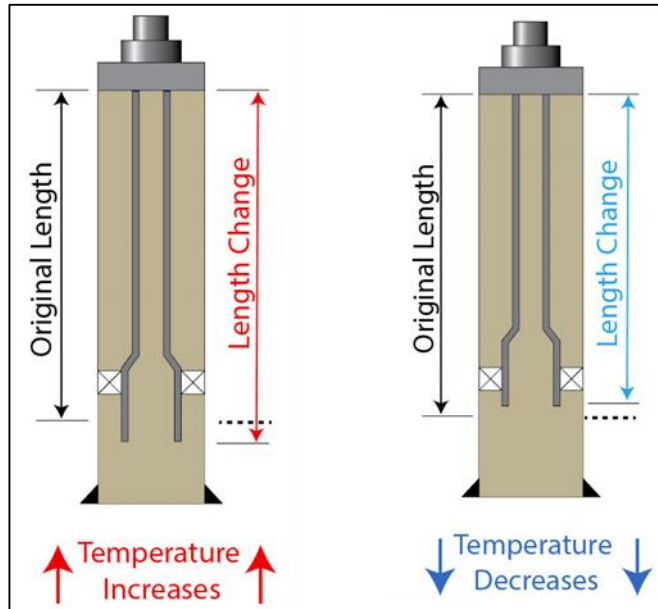


Figura 2. 22 Cambio de longitud por efecto de temperatura.

Obtenido de: (Drilling Formulas, 2016)

## 2.9 Diseño de aparejos de producción

Las sartas o aparejos de producción es el medio por el cual se transportan los fluidos del yacimiento a la superficie y pueden clasificarse dependiendo de las condiciones del yacimiento como: fluyente, de bombeo neumático, bombeo mecánico, bombeo electrocentrífugo y bombeo hidráulico.

Seleccionar, diseñar e instalar un aparejo de producción es una parte crítica en cualquier programa de operación durante la intervención de un pozo ya sea una terminación y/o reparación. (UNAM)

En un diseño hay que tomar en cuenta el ángulo del pozo, los fluidos de perforación, peso, velocidad rotaría y otros procedimientos a los que se somete durante la operación:

- Inducciones.
- Pruebas de admisión.
- Estimulaciones.

- Fracturamientos.
- Etapa de producción.
- Cierres.
- Recuperación del aparejo.
- Control del pozo.
- Ruptura del aparejo.

## Consideraciones de diseño

### Factor de flotación

El factor de flotación es un factor muy importante que se debe de tomar en cuenta en los diseños de sartas ya que nos reduce el peso total de la tubería y se puede calcular con la siguiente formula: (Juarez, S.f)

$$F_F = 1 - \frac{d}{da} \dots \dots \dots \text{Ecuación 2. 8}$$

Donde:

$F_F$  = factor de flotación.

$d$  = densidad del lodo.

$da$  =densidad del acero =  $7.8 \text{ gr} / \text{cm}^3$

### Agentes de Corrosión.

La corrosión puede ser definida como alteración y degradación del material por su medio ambiente y los principales agentes que afectan a las tuberías son los gases disueltos (el oxígeno, dióxido de carbono e hidrógeno sulfuroso), sales disueltas (cloros, carbonatos y sulfatos) y ácidos. La mayoría de los procesos de corrosión envuelven reacciones electroquímicas, el incremento de la conductividad puede dar como resultado altas velocidades de corrosión y principales factores son: (Juarez, S.f)

- El *pH*.
- La temperatura.
- La velocidad del flujo.
- Heterogeneidad.
- Altos esfuerzos.

**Presión del yacimiento**

Es la presión con la cual aportara la formación productora los hidrocarburos a través del sistema de producción, y es necesario conocer para identificar el tipo de aparejo a utilizar.

Este parámetro puede obtenerse de las curvas de variación de presión.

- Índice de producción.
- Diámetro de tubería de revestimiento.
- Presión de trabajo.

Procedimiento para calcular el peso de la tubería de producción dentro del pozo.

- i. Obtención del factor de flotación.
- ii. Obtención del peso de la tubería de producción dentro del pozo, el cual puede obtenerse mediante la ecuación siguiente: (Francisco Aaron Lopez Escobar, 2013).

$$P_{TR} \text{ o } P_{TP} = P_{TR} \text{ o } P_{TP} * F_F \dots \dots \dots \text{ Ecuación 2.9}$$

Donde:

$P_{TR} \text{ o } P_{TP}$  = peso real de la tubería de producción o tubería de revestimiento.

### 2.9.1 Procedimiento de diseño de tubería de producción

En este apartado solo se mencionará las consideraciones más importantes que se toman en cuenta para el diseño de una sarta de producción, dentro de estas se consideran las siguientes variables:

$Wn$  = peso nominal de la T.P ( $lb/pie$ ).

$Pt$  = Resistencia a la tensión ( $lb$ )

$Rc$  = Resistencia al colapso ( $psi$ ).

$Wtp$  = Peso ajustado de la T.P ( $lb/pie$ ) (*incluye conexión*).

$Pcp$  = Punto de cedencia promedio ( $lb/pg^2$ ).

$Mop$  = Margen de seguridad por tensión ( $ton$ ).

$Fsc$  = Factor de seguridad al colapso (1.125).

El procedimiento incluye en términos generales 2 etapas, la primera es el diseño de la sarta por tensión y la segunda el diseño por colapso.

En el diseño por tensión se utiliza la siguiente formula:

$$L = \frac{Pt(0.9) - Mop}{Wn(Kb)} \dots \dots \dots \text{Ecuación 2. 10}$$

En el diseño por colapso la sarta debe estar previamente calcula por tensión y se utilizan las siguientes formulas:

$$Z2 + RY + R2 - 1 = 0 \dots \dots \dots \text{Ecuación 2. 11}$$

$$R = \frac{Wap}{A(Pcp)} \dots \dots \dots \text{Ecuación 2. 12}$$





al mismo tiempo las tuberías y conexiones superficiales de los esfuerzos a que son sometidos, explotándose solamente por el interior de la tubería de producción.

**Instalación cerrada.** Este diseño es similar al anterior, la única diferencia es la instalación de una válvula de retención alojada en un niple de asiento, seleccionando su distribución en el aparejo. Este accesorio permite el paso de los fluidos en una sola dirección. Para que un pozo aporte los hidrocarburos desde el intervalo productor a superficie, es necesario seleccionar, preparar e introducir un determinado aparejo, el cual una vez operando descarga los fluidos en forma controlada y segura. (Guillermo, 2014)

Los sistemas de aparejos productores que se utilizan son:

- a) Aparejo fluyente.
- b) Aparejo de bombeo neumático.
- c) Aparejo de bombeo mecánico.
- d) Cavidades Progresivas.
- e) Aparejos de bombeo electromecánico, etc.

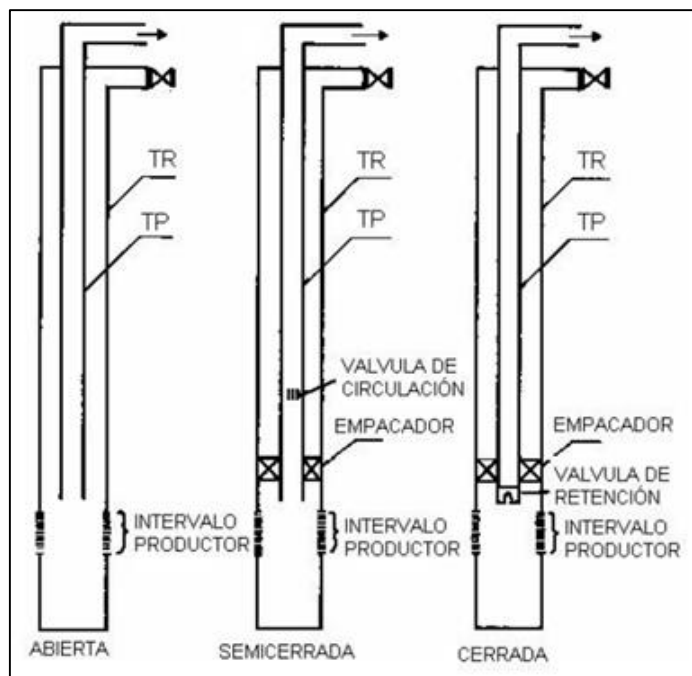


Figura 2. 23 Tipos de instalaciones de aparejos.

Obtenido de: (Terminación de pozos, 2019)

## **Aparejo fluyente**

En el aparejo fluyente los pozos se terminan y aprovecha la energía propia de los yacimientos productores que son capaces de elevar los hidrocarburos hasta superficie.

**Continua:** Es cuando las características del yacimiento permiten la explotación ininterrumpida de un pozo. Esto se observa en las pruebas que se efectúan hacia la batería de separación o al quemador fluyendo. Existen dos formas constantemente: De explotación y fluyente.

**Intermitente:** Es cuando su energía disminuye de tal manera que las condiciones del flujo se cambian y modifican su explotación.

En algunos casos los pozos fluyentes continuos se convierten en fluyentes intermitentes, lo cual se aprecia cuando fluyen a cabezadas o por pérdida.

También los fluidos que aportan los pozos básicamente se dividen en dos tipos:

**Los pozos productores de gas.** Manejan altas presiones debido a la propiedad que tiene ese fluido de expandirse y liberar en el momento una gran cantidad de energía.

Su explotación permite a través de instalaciones de separación y limpieza, recuperar los condensados que el gas tenga asociado, éste es utilizado en plantas petroquímicas como combustible en algunas maquinarias y para uso doméstico.

**Los pozos productores de aceite y gas.** La mezcla ocurre en función de las características físicas del yacimiento, y la relación que existe entre los volúmenes de estos fluidos se conoce como la relación gas – aceite (RGA) y es el factor principal en la explotación de los pozos. Esto se puede ejemplificar de la siguiente manera:

El pozo debe aportar mayor volumen de aceite y menor volumen de gas, es decir, si la relación es 20/80 y aun 40/60, se considera razonable, sin embargo, si la relación registra 60/40 y con el tiempo se incrementa a 80/20 ya no entra en esta división porque está aportando mayor volumen de gas que aceite.

Estas mediciones se efectúan por el personal calificado en el área de producción en los campos petroleros. (Badillo, 2014)

### a) Fluyente sin empacador

Propiamente es la tubería de producción colgada y situada a determinada profundidad sobre el intervalo productor. Los fluidos que aporte pueden explotarse por dentro y fuera de la TP, aunque no es recomendable que produzca por el espacio anular, ya que el interior de la TR se expone a daños por fricción y corrosión.

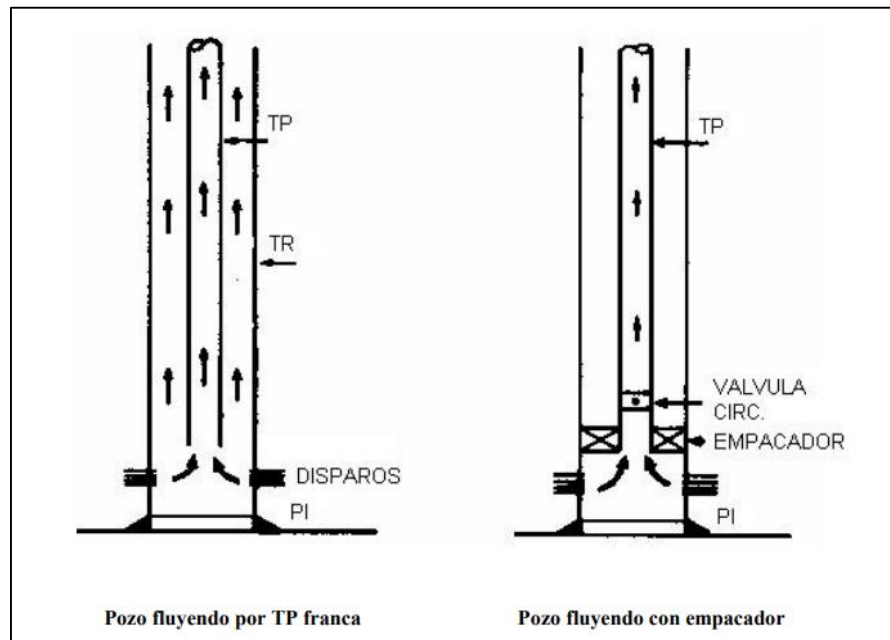


Figura 2. 24 Fluyente sin empacador y con empacador.

Obtenido de: (Terminación de pozos, 2019)

### B) Fluyente sencillo

Está formado por un empacador recuperable o permanente, una válvula de circulación y la tubería de producción. El flujo y presión de aceite y gas se controlan por medio de un estrangulador instalado en el árbol de válvulas.

### C) Fluyente sencillo selectivo

Este aparejo consta de un empacador permanente inferior, junta de seguridad y dos válvulas de circulación. Los fluidos que aporta pueden combinarse selectivamente, explotando simultáneamente los dos intervalos o aislando uno de ellos.

#### D) Fluyente doble

Está formado por dos empacadores: uno permanente inferior y otro recuperable de doble terminación superior; una junta de seguridad; dos válvulas de circulación y dos tuberías de producción.

Se denomina sarta larga (S.L.) a la sección por donde aporta fluidos el intervalo inferior y sarta corta (S.C.) por donde fluye el aceite y gas del intervalo superior. Las tuberías pueden seleccionarse de igual o diferentes diámetros.

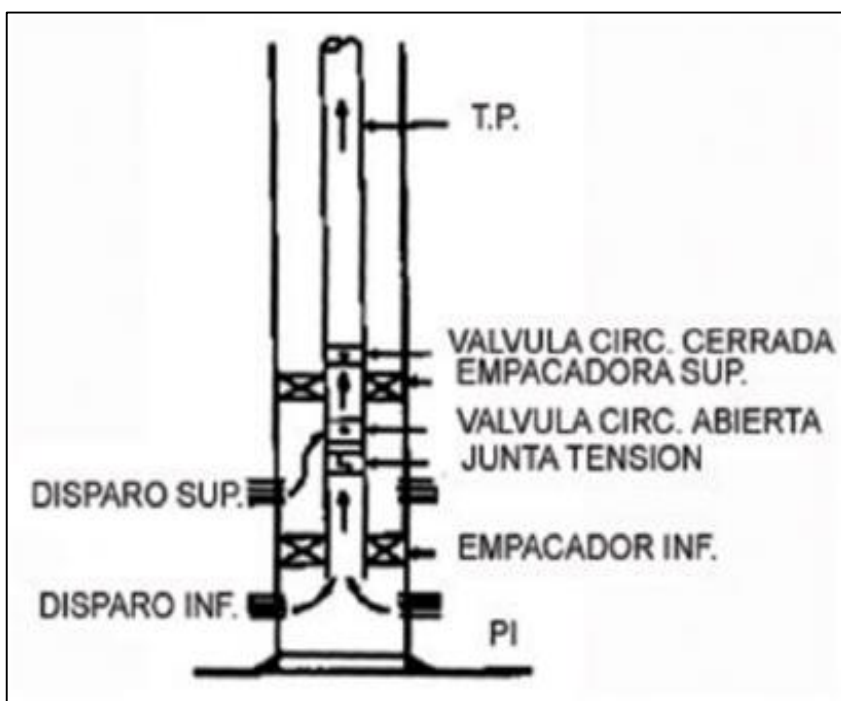


Figura 2. 25 Aparejo fluyente selectivo.

Obtenido de: (Terminación de pozos, 2019)

#### E) Fluyente doble selectivo

Este tipo de aparejo utiliza tres empacadores: dos permanentes, uno inferior y otro intermedio y uno superior recuperable de doble terminación.

Accesorios: junta de seguridad y tres válvulas de circulación con dos tuberías de producción de igual o diferente diámetro.

Por la sarta larga (S.L.) desalojan los fluidos de los intervalos inferior e intermedio y por la sarta corta (S.C.) descarga los fluidos del intervalo superior.

En cualquier tipo de aparejo fluyente seleccionado, los empacadores de producción son el elemento de sello cuya finalidad principal es la de aislar los intervalos abiertos entre sí, además de evitar la comunicación entre las tuberías de producción y de revestimiento. (Badillo, 2014)

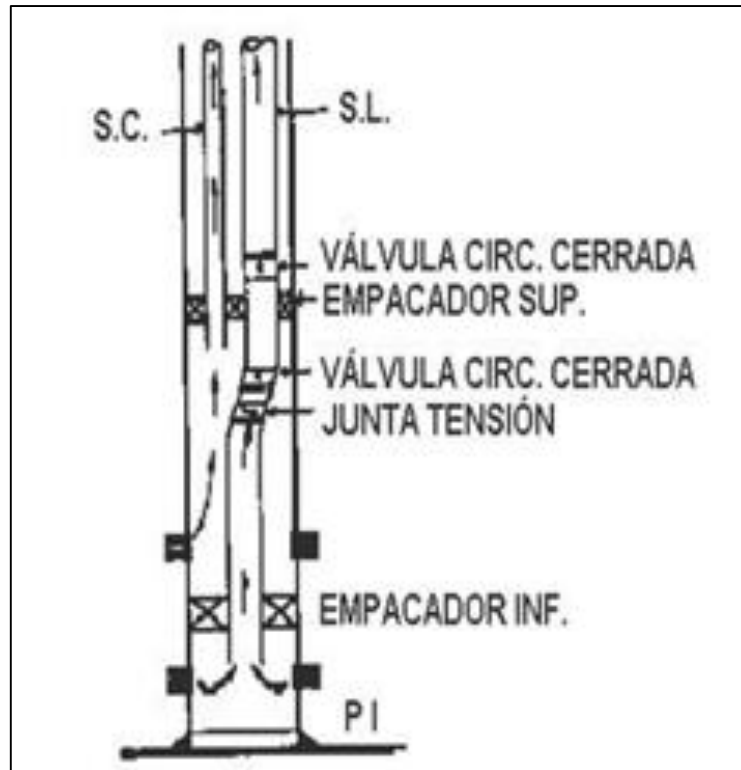


Figura 2. 26 Aparejo fluyente doble.

Obtenido de: (Terminación de pozos, 2019)

## 2.10 Objetivo del disparo

Como se sabe la culminación de los trabajos en un pozo a fin de obtener producción de hidrocarburos es con la actividad de disparos.

Disparo de producción: Disparo cuya finalidad es comunicar el yacimiento con el interior de la tubería de producción y/o explotación.

Para optimizar la productividad del pozo, minimizar la producción de arena y reducir los costos totales de perforación de pozos. El cuidado en la planeación la selección y evaluación posterior a los trabajos es esencial para una estrategia de operación de disparos.

De lo anterior se tiene que decir que el objetivo de los disparos es:

Comunicar al yacimiento con el interior de la tubería de producción, esto consiste en perforar la tubería de revestimiento, cemento y formación para establecer comunicación entre el pozo y los fluidos del yacimiento. La correcta selección del sistema de disparos es de importancia relevante ya que de esto depende la productividad del pozo y la disminución de intervenciones adicionales que implican incremento en los costos.

En la actualidad, la tecnología en la construcción de cargas y sistemas de disparos ha evolucionado rápidamente, y es posible encontrar en el mercado un gran número de opciones y proveedores. (Terminación y mantenimiento de pozos, S.f)

### **2.10.1 Tipos de disparos**

Los tipos de disparos más usados en la industria son:

- Tipo chorro
- Tipo Bala
- Tipo hidráulico

La mayoría de los trabajos de disparos se efectúan con pistolas tipo chorro, los tipos bala e hidráulico se emplean y dependen del programa de disparos y especificaciones.

#### **Disparos tipo chorro**

Esta técnica es extremadamente delicada con una secuencia necesaria de eventos, la cual comienza por el encendido del detonador eléctrico; este a su vez, da inicio cónico o forro comienza a fluir por la alta presión de la explosión.

El flujo del material del forro se vuelve un chorro de alta densidad parecido a una aguja de partícula fina de metal, el cual se desplaza del cono de la carga a velocidad de unos 20000 pies por segundo. La presión de la punta del chorro se estima en 5 millones psi.

Mientras esto ocurre, la parte exterior de la capa se colapsa y forma otra corriente de metal que se desplaza a una velocidad menor (alrededor de 1500/3000 pies por segundo). En el caso exterior se forma un residuo que a su vez puede taponar la abertura que se generó.

Los disparos tipo chorro se clasifican en tres grupos: recuperables, desechables y parcialmente desechables.

En la industria petrolera el 90% de las pistolas empleadas en la operación de disparos son recuperables. A continuación, se enlistan algunos de los puntos más relevantes en el empleo de disparos tipo chorro:

- a) Es una de las últimas tecnologías introducidas en el proceso de disparos denominada carga moldeada tipo chorro.
- b) Involucra el uso de explosivos de alta potencia y cargas moldeadas con una cubierta metálica.
- c) Es la técnica de disparos que más se usa en la actualidad, más del 90% de las operaciones de disparo usan este método.
- d) Es un sistema muy versátil.
- e) Las cargas se seleccionan de acuerdo al tipo de formación.

Las pistolas pueden ser bajadas simultáneamente dentro del pozo sartas de perforación. (Cisneros, 2013)

### **Disparos tipo bala**

Las pistolas de bala de 3 ½ pulgadas de diámetro o mayores se usan en formaciones con resistencia a la compresión inferior a 6000 lb/pl 2, los disparos con la bala de 3 ¼ o tamaño mayor, pueden proporcionar una penetración mayor que muchas pistolas a chorro en formaciones con resistencia a la compresión inferior a 2000 lb/ pg 2. La velocidad de la bala en la pistola es aproximadamente de 3300 pies/seg. Y pierde velocidad y energía cuando el claro excede a 0.5 pg. Y la pérdida de penetración con un claro de 1pg. La pistola de bala se diseña para disparar selectiva o simultáneamente.

A continuación, se enlistan las principales características de los disparos tipo bala:

- a) En este método, las balas se disparan a la tubería de revestimiento atravesando el cemento hasta la formación.
- b) El desempeño disminuye sustancialmente al incrementar la dureza de la formación, tubería de revestimiento y cemento de alta resistencia a la compresión.
- c) Es de poco uso en la actualidad, pero se continúa aplicando en formaciones blandas o poco consolidados
- d) La bala proporciona un agujero más redondo, con lo que se reduce la caída la presión por fricción durante la simulación. (JHON ALEXANDER GARCIA VACCA, 2013)

### **Disparos tipo hidráulico**

Una acción cortante se obtiene lanzando a chorro un fluido cargado de arena a través de un orificio, contra la tubería de revestimiento. La penetración se reduce a medida de la presión de fondo del pozo aumenta de 0 a 300 lb/pg<sup>2</sup>. La penetración aumenta apreciablemente con la aplicación nitrógeno a la corriente del fluido.

- a) Tecnología que se usa en disparos con chorros de agua a alta presión (Water jet perforating).
- b) Usa fluidos a presión (algunas veces con arena) para abrir agujeros a través de la tubería de revestimiento, cemento y formación.
- c) Los fluidos se bombean a través de la tubería, con un arreglo de orificios direccionados hacia la pared de la tubería de revestimiento.
- d) La tubería se opera para realizar agujeros, canales e inclusive cortes completos circunferenciales de la tubería de revestimiento.
- e) El chorro a presión que se dispara a la formación deja túneles limpios con poco daño.
- f) Los agujeros se creados uno a la vez.
- g) Tiene la desventaja de ser un sistema lento y costoso.



### 2.10.2 Tipos de pistola

El sistema de disparos en uso en la mayoría de las operaciones de disparos de pozos es con cargas moldeadas, es decir disparos tipo chorro.

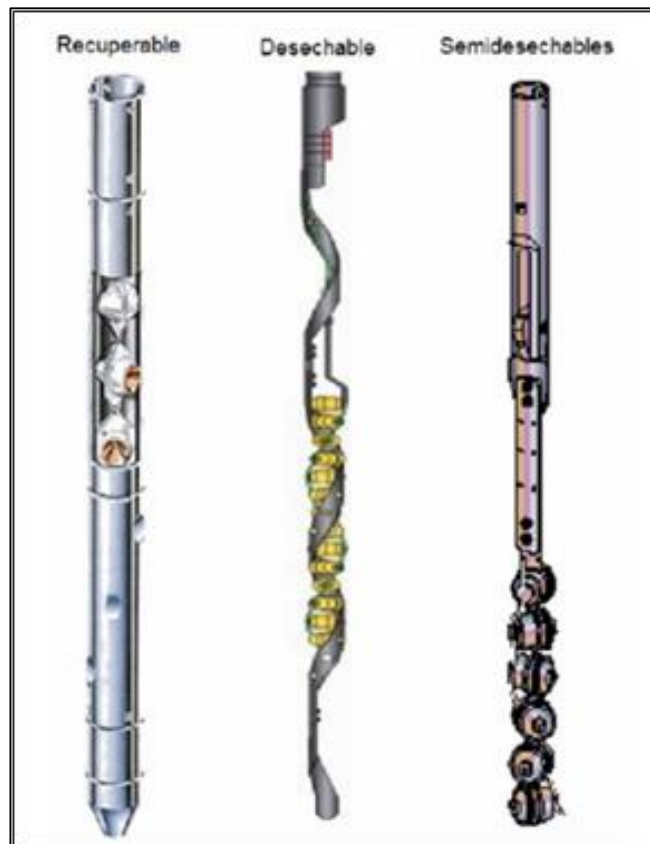


Figura 2. 27 Pistolas de disparo.

Obtenida de: (Perforación y terminación de pozos, s.f.)

Estas pistolas se clasifican en tres grupos:

- a. Desechables
- b. Parcialmente desechables.
- c. Semidesechables.

## **Pistolas recuperables**

Poseen un tubo de acero a prueba de alta presión. Las cargas explosivas se colocan en el tubo y en forma radial respecto a su eje.

El tubo de acero se cierra herméticamente y el detonante es rodeado de aire a presión atmosférica. La detonación causa una pequeña expansión del tubo. Este tipo puede ser extraído del pozo junto con los residuos generados durante el proceso de disparos.

Las pistolas recuperables presentan las siguientes ventajas:

- No dejan residuos en el pozo
- No causa deformación de la tubería de revestimiento.
- Son operablemente seguros, dado que los explosivos están completamente cerrados.
- Se puede operar a gran profundidad y a presiones relativamente altas.
- Se seleccionan las zonas por probar.
- Poseen buena resistencia química.
- Las pistolas recuperables presentan las siguientes desventajas:
- Son más costosas que otro tipo de pistolas.
- Su rigidez limita la longitud de ensambles, especialmente en pistolas de gran diámetro.

En pistolas pequeñas, se limita la cantidad de explosivos que pueden usarse, debido al tamaño de la carga.

Por lo tanto, se reduce la penetración que se puede alcanzar con esta pistola.

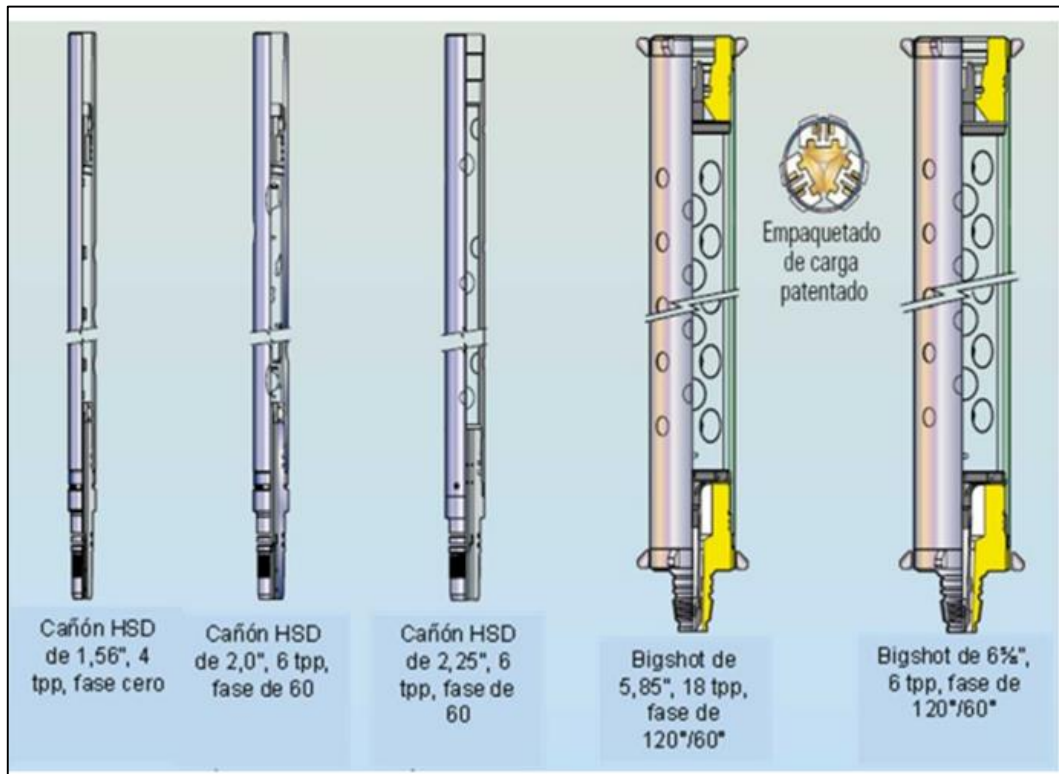


Figura 2. 28 Sistemas de pistolas recuperables.

Obtenido de: (Terminación y mantenimiento de pozos, S.f)

### **Pistolas semidesechables y desechables.**

Las cargas se encuentran expuestas a las condiciones del pozo, y se deben encapsular en contenedores separados. Pueden ser envasados individualmente y en forma hermética.

Se construyen de: aluminio, plástico, vidrio, hierro colado y materiales cerámicos. Al efectuar los disparos, los envases se desintegran en pequeños trozos, mientras que la energía desarrollada no se absorbe por el soporte de explosivos.

### **Ventajas**

- Dispositivos ligeros y flexibles
- Su paso a través de tubería de diámetros reducido es sencillo. Por esta razón, es posible usarse en pozos ya terminados o en tuberías con empaques de prueba.
- Facilita la operación de disparo en trabajos de aislamiento y cementación de intervalos.
- Permite el disparo bajo balance y con mayor seguridad en pozos con elevada presión de fondo

## Desventajas

- Los disparos no recuperables no son selectivos.
- En caso de que se rompa el cable, la pesca de la pistola de hace difícil.
- Los desechos quedan en el pozo, total o parcialmente.
- Por lo general, la longitud máxima del disparo se limita a 30 pies.
- En pozos desviados algunas veces se presentan problemas al bajar la pistola del pozo.

La tubería de revestimiento debe absorber la onda expansiva que causa los disparos.  
(Gonzalez Dominguez Alejandro, 2017)

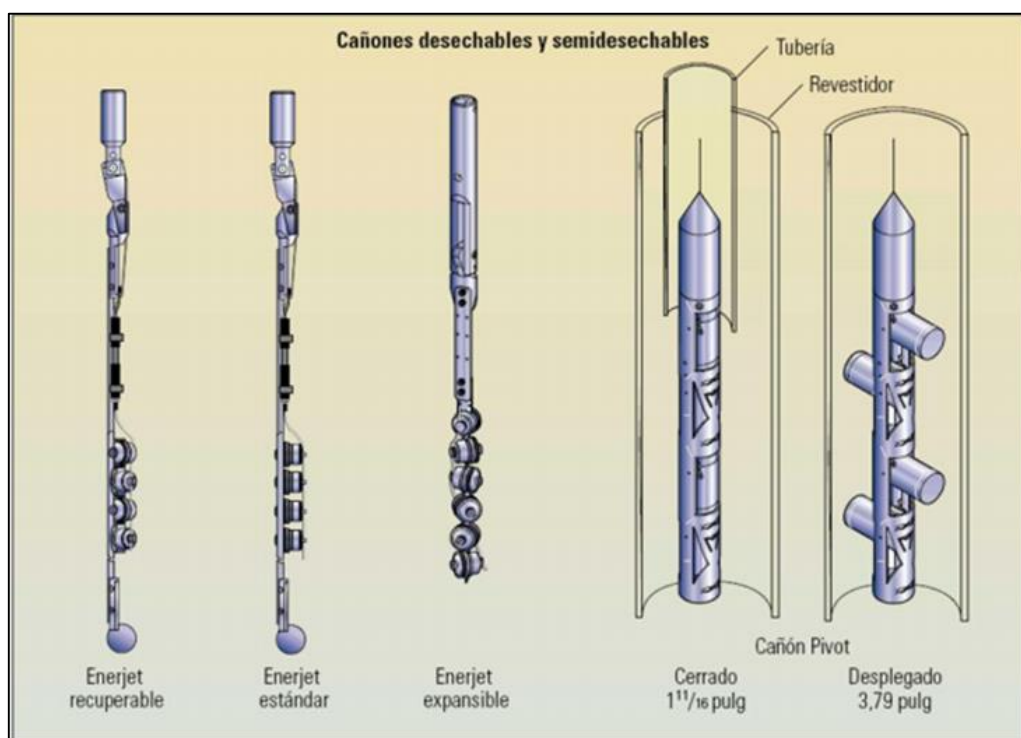


Figura 2. 29 Pistolas desechables y semidesechables.

Obtenido de: (Terminación y mantenimiento de pozos, S.f)

### **2.10.3 Técnicas de disparo.**

Las técnicas de disparos en una tubería de revestimiento permiten establecer una comunicación entre los sistemas de yacimientos y pozo.

- a. Esto da origen al movimiento del fluido entre ambos sistemas, lo cual permite:
- b. Evaluar zonas productoras.
- c. Mejorar la producción, recuperación e inyección.
- d. Efectuar trabajos de inyección de cemento a la formación.

La efectividad del disparo depende fundamentalmente de los factores siguientes:

- a. Tipo del equipo que se usa en el proceso.
- b. Cantidad y tipo de carga de la pistola.
- c. Técnicas usadas en la terminación del pozo.
- d. Características de la tubería y del cemento.
- e. Procedimiento que se usa en los disparos.

#### **Sistema de disparos**

Es el proceso de crear canales o túneles de comunicación entre el yacimiento y el agujero revestido por medio de orificios que se generan al atravesar la tubería, cemento y yacimiento en la vecindad del pozo.

Los disparos se efectúan con pistolas tubulares que se posicionan en el pozo frente a los intervalos de interés y se activan las cargas explosivas laterales hacia la formación. (Terminación y mantenimiento de pozos, S.f)

La técnica de disparo depende de:

- a) Tipo de dimensión de la terminación instalada.
- b) Condiciones del yacimiento: grado de consolidación y estabilidad.
- c) Experiencia local y preferencias del operador.

### **Penetración, separación y residuos del disparo.**

Penetración: Longitud afectiva del túnel perforado en la formación.

- a) Debe sobrepasar la zona dañada por invasión de fluidos.
- b) Es afectada por la “separación”

Separación: Distancia entre pistola y tubería.

- a) La eficiencia de las cargas disminuye con la separación
- b) Efecto de la separación acentuado por alta presión
- c) Tamaño de los túneles por la separación

Residuos de disparo: Restos de cargas dejados después de detonar.

- a) Siempre hay algo de residuos, dependiendo del tipo de pistola o de carga.
- b) Se debe remover por lavado en sentido inverso después de dispararse en el balance o en medio ácido.

### **Presión disparo en el fondo del pozo.**

Hay dos condiciones básicas que se asocian con la presión en fondo del pozo al momento de efectuar el disparo:

- a) Disparo en condición de Sobre balance ( $P. \text{ en el pozo} > P. \text{ de formación}$ )
- b) Disparo en condición de Bajo balance ( $P. \text{ en el pozo} < P. \text{ de formación}$ )

Sobre Balance: Se disparan las pistolas teniendo alrededor una columna de fluido con presión hidrostática mayor que la presión de formación.

- a) La presión de sugerencia posterior al disparo actúa para completar los residuos del disparo dentro de los túneles perforados.
- b) Requiere menos complejidad en equipos y en técnicas.
- c) Presión al disparo en el fondo del pozo.

Bajo Balance: Se disparan las pistolas en medio de una columna de fluido que ejerce una presión hidrostática menor que la presión de formación.

- a) La formación trata de fluir a través del túnel perforado y retirar los posibles residuos dejados en su interior.
- b) Reduce la probabilidad de daño en las cercanías del pozo.
- c) Requiere de equipos y técnicas especiales. (Terminación y mantenimiento de pozos, S.f)

## **2.11 Diseño de reparaciones mayores y menores**

### **Reparación de pozos**

Durante la vida productiva de un pozo se deben realizar análisis a nivel de yacimiento, y área del pozo en cuestión, los resultados de estos análisis proporcionan información y recomendaciones tales como: reparar el pozo, continuar produciendo hasta un límite económico, mantener presión con inyección, implementar un método de recobro mejorado o abandonar el pozo. (Alvarado Peralta, 2014).

La reparación de pozo es una alternativa para alargar la vida productiva de los yacimientos, mantener la producción, mejorar la recuperación de hidrocarburos, o cambiar horizontes de producción aprovechando al máximo la energía propia del yacimiento además de mantener un control de los diferentes problemas de producción que se presentan. De acuerdo con el objetivo de la intervención, la reparación de pozos se clasifica como mayor o menor. (Alvarado Peralta, 2014).

### **Reparación mayor**

Es la intervención al pozo que implica la modificación sustancial y definitiva de las condiciones y/o características de la zona productora o de inyección. Dichas operaciones se realizan con equipos de reparación convencional o con equipos especiales, (tubería flexible, unidades de registros), (Cruz, EPMEX, 2019). Los tipos de intervención pueden ser:

- a) **Conversión a pozos inyectoros.** Si opera el sistema de recuperación primaria, puede acondicionarse para operar en el sistema de recuperación secundaria, lo cual significa que se aíslan los intervalos abiertos por medio de cementaciones a presión se abre otros, efectuándose las pruebas necesarias para inyectar agua a la formación, obteniendo los hidrocarburos a través de un pozo productor (Ramos J. H., s.f).

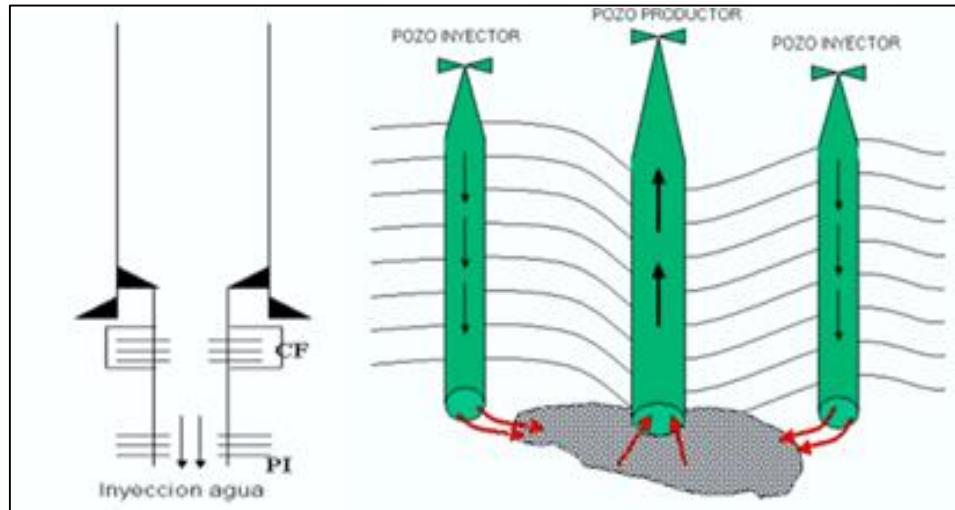


Figura 2. 30 Pozo convertido a inyector de agua.

Obtenido de: (Ramos, H., s. f.)

- b) **Estimulaciones.** El proceso de estimulación de pozos consiste en la inyección de fluido de tratamiento a gastos y presiones bajas que no sobrepasen a la presión de fractura, con la finalidad de remover el daño ocasionado por la invasión de los fluidos a la formación durante las etapas de perforación y terminación del pozo (Perforación y terminación de pozos, s.f.).

Dependiendo del tipo de daño presente en la roca y la interacción de los fluidos para la remoción de este, las estimulaciones se dividen en:

- a. Estimulación matricial. Se caracteriza por gastos y presiones de inyección por debajo de la presión de fractura, esto permite una penetración del fluido a la matriz en forma radial para la remoción del daño en las inmediaciones del pozo. El éxito de este tipo de estimulación depende de la selección apropiada



del fluido de tratamiento. Dependiendo de la interacción de los fluidos de estimulación y el tipo de daño presente en la roca la estimulación matricial se divide en acida y no acida (Perforación y terminación de pozos, s.f.).

La estimulación no acida es aquella en la cual los fluidos de tratamiento no reaccionan químicamente con los materiales de la roca, utilizándose para la remoción de daños por bloqueos de agua, aceite o emulsión, pérdidas de fluido de control o depósitos orgánicos, daños por tensión interfacial y por mojabilidad. Por el contrario, la estimulación acida es aquella en la cual los fluidos de tratamiento si reaccionan químicamente disolviendo los materiales que dañan la formación y a los sólidos contenidos en la roca. Es utilizada para remover el daño causado por partículas de solidos como arcillas y precipitaciones inorgánicas (Rangel & Torres, 2001).

- b. Estimulación por fracturamiento hidráulico. El fracturamiento hidráulico es el proceso en el cual la presión de un fluido es aplicada a la roca del yacimiento hasta que ocurra una falla o fractura, conocida como rompimiento de formación al mantener la presión del fluido hace que la fractura se propague desde el punto de rompimiento de la roca creando un canal de flujo que provee un área adicional de drene. La finalidad de un fracturamiento hidráulico es establecer o restablecer las condiciones de flujo que faciliten la afluencia de los fluidos del pozo a la formación o viceversa (Perforación y terminación de pozos, s.f.).
- c) **Cambios de intervalos por invasión de fluidos no deseados.** Se realiza mediante el aislamiento del intervalo, de manera temporal o definitiva con tapones mecánicos o de cemento (Carballo & Granados, 2014). Dichas intervenciones pueden efectuarse con equipo convencional de recuperación con tubería flexible, unidades de registro o a través del aparejo de producción. (Terminación y Mantenimiento de Pozos, s.f.)
- d) **Obturamiento de intervalos por baja productividad o alta relación agua-aceite o gas-aceite.** Cuando un intervalo productor ha declinado su producción, o sus relaciones agua-aceite o gas-aceite han aumentado a límites económicamente no rentables es necesario obturarlo por completo por medio de cementaciones a presión

conocidas también como cementaciones forzadas. En estas una lechada de cemento es forzada bajo presión a un punto en específico en el pozo, con el objetivo de llenar todos los canales atrás de la tubería, para obtener un sellado entre la tubería de revestimiento y la formación. La cementación forzada se divide en dos técnicas, la primera es la cementación forzada a baja presión, la cual consiste en la colocación del cemento sobre intervalo disparado, más la aplicación de la presión necesaria para formar un enjarre de cemento deshidratado dentro de las perforaciones de los disparos y la formación. Y la segunda técnica es la cementación forzada a alta presión, la cual involucra el fracturamiento de la formación y el bombeo del cemento dentro de la formación, hasta alcanzar y mantener una presión superficial determinada (Terminación y Mantenimiento de Pozos, s.f.).

- e) **Incorporación y ampliación de intervalos.** Si al realizar pruebas de variaciones de presión y de análisis nodal, se determina la existencia de daño al pozo por convergencia de fluidos estos se corrigen mediante la incorporación de intervalos y/o ampliación del intervalo productor. También cuando los requerimientos de producción lo demandan y el espesor del yacimiento lo permite, se amplía el intervalo productor (Terminación y Mantenimiento de Pozos, s.f.).
- f) **Profundizaciones.** Este proceso consiste en romper la zapata y perforar hasta la profundidad programada. Este tipo de intervención se realiza cuando; los pozos son terminados en la cima de la formación productora o cuando se tienen antecedentes de acumulaciones de hidrocarburos a mayores profundidades. La planeación del trabajo de profundización requiere de información adicional a la utilizada en un mantenimiento convencional, tal como registros geofísicos de correlación de pozos vecinos, histórico de barrenas, velocidades de perforación, etcétera (Rangel & Torres, 2001).
- g) **Reentradas.** Después de terminar la vida productiva de un pozo y aún existen zonas del yacimiento sin explotar, se puede utilizar la estructura existente para abrir nuevas ventanas en el pozo y redireccionarlo hacia las zonas que aún no han sido drenadas. Esto resulta más factible económicamente que perforar pozos intermedios. La profundidad de apertura de una ventana corresponde al punto de inicio de desviación

y depende de los objetivos planteados para la intervención, una vez definido el punto de desviación, el siguiente paso es definir la forma de abrir la venta. Existen varias técnicas para llevar a cabo esta operación, que dependen básicamente de las condiciones del pozo las cuales son evaluadas mediante registros geofísicos. Para abrir la ventana se puede emplear un cortador de tubería hidráulico o una cuchara mecánica y una sarta de molienda diseñada especialmente para abrir una ventada en un costado de la tubería de revestimiento (Carballo & Granados, 2014).

- h) **Taponamiento definitivo.** La razón básica para taponar de manera definitiva un pozo; es cuando el pozo ha terminado su vida productiva. En este caso se colocan varios tapones con longitudes de entre 150 y 200 metros, el primero de ellos se coloca arriba del último intervalo disparado, otro a la profundidad media del pozo y otro más a unos 200 metros debajo de la superficie del pozo, en ocasiones se disparan las tuberías de revestimiento superficiales y se circula el cemento hasta observar que salga a la superficie, lo anterior para garantizar que el pozo en todos sus espacios anulares, quede herméticamente sellado. Finalmente, se recuperan las conexiones superficiales como cabezales de producción y se coloca una placa con los datos del pozo con la fecha del taponamiento (Rangel & Torres, 2001).

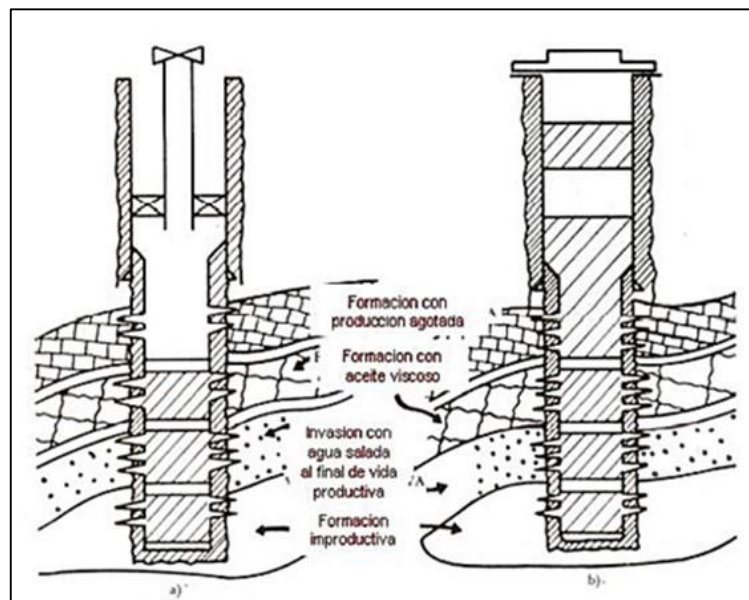


Figura 2. 31 Pozo con tapón mecánico taponeado con cemento.

Obtenido de: (Ramos, H., s. f.)

## Reparación menor

Es aquella intervención cuyo objetivo es corregir fallas en el estado mecánico del pozo y restaurar u optimizar las condiciones de flujo del yacimiento, pero sin modificar sustancial o definitivamente las propiedades petrofísicas de la zona productora o de inyección; puede realizarse con equipo de mantenimiento convencional o especial (Cruz, EPMEX, 2019) . Las siguientes intervenciones son algunas de tantas que se puede realizar dependiendo del tipo de fallas presentadas:

- a) **Cambios de aparejo de producción o empacador por comunicación o daño.** A causa del flujo de los hidrocarburos y de los sólidos que contiene el mismo o a los fluidos de inyección, el aparejo de producción, el empacador y sus accesorios se deterioran por corrosión o desgaste provocando una comunicación con el espacio anular.

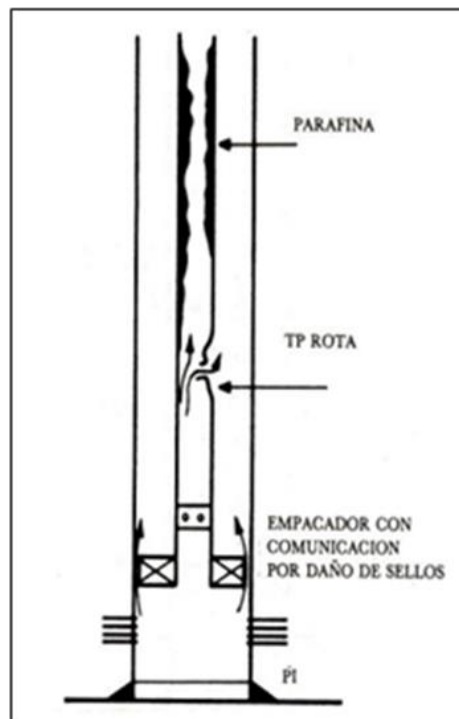


Figura 2. 32 Pozo con aparejo de producción dañado.

Obtenido de: (Ramos, H., s. f.)

Si la combinación se da entre el aparejo de producción o en las unidades selladoras el problema se resuelve cambiando de aparejo. Pero si la comunicación es en el empacador, este se puede eliminar por pesca o molienda dependiendo si es recuperable o permanente, después de lo anterior se coloca otro empaco a distinta profundidad de anclaje, debido que en la tubería de revestimiento en el mismo punto ya tiene marcas de cuñas del antiguo empacador (Rangel & Torres, 2001).

**b) Reacondicionamiento de aparejos de producción o inyección.** El aparejo de producción es el conjunto de accesorio y tuberías que son introducidas en el pozo para que los hidrocarburos producidos fluyan hacia la superficie de manera controlada. Para mantener una óptima explotación de hidrocarburos es necesario realizar mantenimiento al aparejo de producción, por lo cual es necesario conocer información básica acerca de pozo a intervenir, tal como; tipo y características de aparejo de producción, diámetros y longitudes de tubería, profundidad del empacador, profundidad de las válvulas de inyección, además de conocer las características de los hidrocarburos y las condiciones del pozo, esto permitirá hacer un análisis de los esfuerzos a los que está sometido el aparejo y así determinar si requiere una mejora para seguir manteniendo la producción (Rangel & Torres, 2001).

**c) Limpieza de pozo:**

- a. Aparejo de producción o inyección.
- b. Fondo del pozo.

Los cambios de temperatura, presión, composición química del hidrocarburo generan cambios y precipitación de sustancias asfálticas y parafínicas, que se depositaran dentro de la tubería obturándola parcial o totalmente. Algunas formaciones, como las arenas consolidadas, producen junto con los hidrocarburos, pequeñas partículas de arenas o sedimentos que por gravedad se depositan en el fondo del pozo y causa obstrucción los intervalos productores, generan tapones dentro de la tubería de producción lo que causa la disminución gradual del flujo a superficie hasta que el pozo deja de producir. Por lo tanto, es necesario realizar una limpieza y remoción,

tanto en el aparejo de producción como en el fondo del pozo, para esto es común utilizar equipo de tubería flexible con bombeo de fluidos para acarreo, desincrustaciones o limpiadores como herramientas de limpieza a través del aparejo de producción (Rangel & Torres, 2001).

**d) Corrección de anomalías de tubería de revestimiento.** Las principales fallas observadas en las tuberías de revestimiento son desprendimiento, rotura o colapso. Las causas que originan estos problemas pueden ser fatiga o desgaste del acero, efectos de corrosión o esfuerzos excesivos de la formación sobre la tubería. Este tipo de anomalías son de alto riesgo y pueden ocasionar la pérdida del pozo.

Existen dos formas de resolver este problema, la primera es realizando una recementación a la anomalía con un empacador recuperable o un retenedor de cemento, rebajando y finalmente probando hasta asegurar que es obturado. Y la segunda es aislando la anomalía con una tubería de revestimiento cementada de menor diámetro (Rangel & Torres, 2001).



Figura 2. 33 Tubería taponeada con arena, sal y fluidos.

Obtenida de: (Ramos, H., s. f.)

e) **Inducciones.** Cuando los hidrocarburos producidos por la formación no llegan por sí mismos a la superficie, se requiere usar un método de inducción, los cuales consisten en disminuir la presión hidrostática para que el yacimiento produzca hacia la superficie (Rangel & Torres, 2001).

Existen distintos métodos de inducción de pozos, su aplicación depende de las características y estado mecánico del pozo, entre los métodos más comunes se encuentran:

- a. Inducción mecánica. Consiste en deslizar una barra pesada provista de empaque o copas a través del aparejo de producción, en su viaje ascendente y debido al peso de los fluidos, las copas se ajustan al diámetro interior del aparejo, permitiendo el desalojo del fluido que se encuentra por encima de dichas copas. Este método no es muy usado actualmente debido al alto riesgo operativo que presenta su implementación además que es dañino al medio ambiente (Rangel & Torres, 2001).
- b. Inducción por desplazamiento. Este método se divide en dos maneras, la primera a través de la válvula de circulación, la cual consiste en abrir la válvula de circulación, desplazar los fluidos contenidos en el aparejo de producción hacia el espacio anular, por fluidos de menor densidad y después cerrar la válvula. Posteriormente se debe probar el cierre de esta y aforar el pozo a la batería con el estrangulador adecuado, dependiendo su elección de presión final de bombeo y del fluido desplazante utilizado. La segunda manera es con tubería flexible, esta consiste en bajar a través de la tubería de producción una tubería concéntrica de menor diámetro a una profundidad de igual menor diámetro determinada, circulando continuamente con un fluido de menor densidad que el fluido de lavado o el aportado por la formación al alcanzar la profundidad programada, se incrementa el gasto y se circula el volumen necesario para asegurar el desalojo total de fluido de lavado, posteriormente se recupera la tubería flexible manteniendo el bombeo, lo que permite la aportación del intervalo abierto (Rangel & Torres, 2001).

c. **Inducción por empuje.** Este método consiste en inyectar los fluidos contenidos en el pozo, más cierta cantidad de volumen de nitrógeno hacia la formación 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 aunado a la disminución casi total de la presión hidrostática, la aportación de los fluidos de formación hacia el pozo aumentara (Rangel & Torres, 2001).

f) **Mantenimiento a conexiones superficiales.** Los lineamientos de seguridad y protección ambiental exigen que los pozos cuenten con conexiones superficiales en condiciones óptimas. Sin embargo, con el paso del tiempo estas se van deteriorando, por lo tanto, requieren de mantenimientos preventivos hasta llegar al mantenimiento correctivo que implica la sustitución de algún accesorio o elemento, principalmente se realizan cambio de cabezal, cambio de medio árbol de válvulas, colgador de tubería y de anillos mecánicos (Rangel & Torres, 2001).

Debido a la importancia de contar con sistemas de control adecuados para garantizar la integridad de los pozos, cuando se presente una manifestación imprevista o provocada intencionalmente, al intervenir un pozo. Se hace necesario mantener los sistemas de control en condiciones óptimas de operación por lo cual se requiere que sean probados periódicamente siempre y cuando no se altere el sistema instalado (Rangel & Torres, 2001).

### **2.11.1 Toma de información**

Al diseñar un programa de reparación de pozos o mantenimiento es necesario hacer una recopilación de información completa a cerca del pozo a intervenir, además de determinar los objetivos de la intervención.

La información necesaria es la siguiente:

- i. Tipo de pozo.
- ii. Estado mecánico.
- iii. Columna geológica.



- iv. Localización del pozo.
- v. Posición estructural con respecto a los pozos vecinos.
- vi. Perfil de desviaciones.
- vii. Características de los fluidos de perforación o de control.
- viii. Características y tipos de fluidos producidos.
- ix. Conexiones superficiales.
- x. Intervalos con posibilidades de producción.
- xi. Presión y temperatura de fondo.
- xii. Antecedentes de operaciones de perforación.
- xiii. Antecedentes de terminación.
- xiv. Antecedentes de reparaciones.
- xv. Intervenciones sin equipo.
- xvi. Historial de producción.

Conocer la información anterior nos proporcionará los datos básicos para poder realizar un análisis del pozo y diseñar el programa de reparación, ya sea mayor o menor de acuerdo con los objetivos deseados.

### **2.11.2 Análisis de la historia de producción de un pozo**

La historia de producción de un pozo abarca la vida productiva del mismo. Representa los cambios en la producción con respecto al tiempo, además que permite obtener información sobre mantenimientos o reparaciones que se han realizado.

En la historia de producción se encuentran los volúmenes registrados de petróleo, gas, agua u otros fluidos de inyección producidos e inyectados a lo largo del tiempo. Estos volúmenes se miden en instalaciones de superficie a la temperatura y presión de funcionamiento de dichas instalaciones. Los volúmenes se ajustan a las condiciones estándar de presión y temperatura (60 °F y 14,7 psia). La producción es presentada como volúmenes mensuales de

petróleo, gas y agua. También se informa la cantidad de horas que un pozo estuvo en producción, entre otras variables en las que se representa (Baker, Jensen, & Yarranton, 2015).

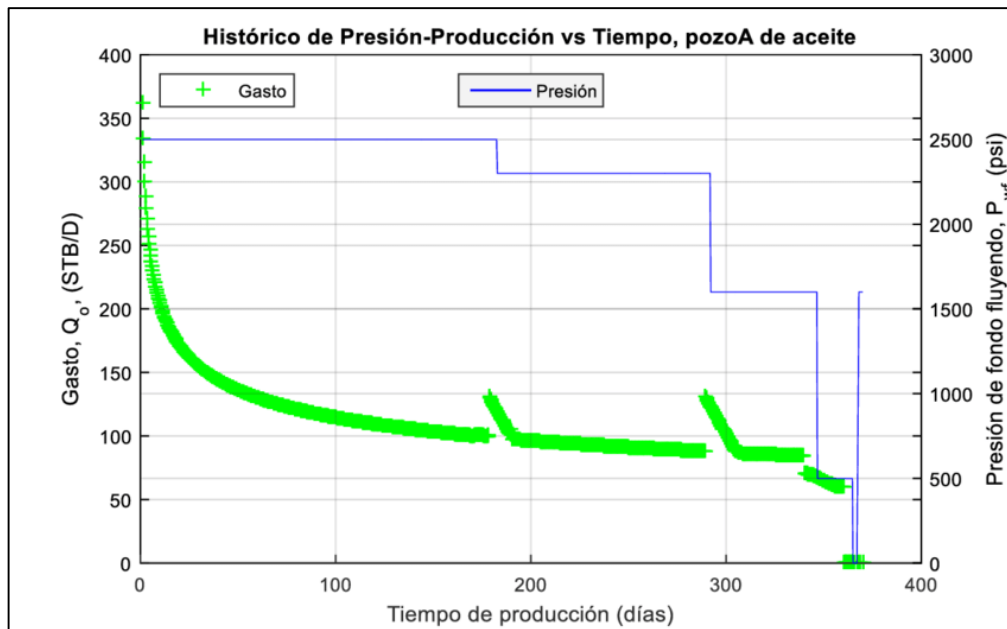


Figura 2. 34 Ejemplo de grafica de producción de un pozo.

Obtenido de: (Vidal, 2017)

Para obtener el historial del pozo se ocupan correlaciones de análisis de relaciones presión-volumen-temperatura de los fluidos producidos a durante el tiempo de producción. Comparaciones e interpretaciones de pruebas de pozos, pruebas de presión y temperatura, preparación e interpretación de gráficos de producción (petróleo, gas, agua) versus tiempo y/o presión para apreciar declinaciones y tendencias. Aplicaciones de fórmulas matemáticas y modelos para determinar y compara declinaciones y tendencias además de formular proyecciones sobre el comportamiento futuro del yacimiento (Baker, Jensen, & Yarranton, 2015).

El contar con la información de producción a lo largo del tiempo permite realizar el diseño de la reparación de acuerdo con la producción presentada y a los objetivos propuestos.

### **2.11.3 Cementaciones forzadas**

La cementación de pozos es el proceso por medio del cual se coloca una lechada de cemento en el espacio anular formado entre las formaciones perforadas y la tubería de revestimiento. De acuerdo con los objetivos, la cementación de pozos se clasifica de la siguiente manera:

- a) Cementación primaria.
- b) Cementación forzada o remedial.

#### **Cementación primaria**

La cementación primaria es el proceso que se realiza una vez finalizada la etapa de perforación y básicamente consiste en bombear cemento hacia el espacio anular entre la formación y la tubería de revestimiento, en una longitud que cubra hasta el espesor de la formación productiva más superior (Carlos, Guzmán, Gonzalez, & Malave, 2012).

Esta cementación inicial se realiza con los objetivos de:

- i. Proporcionar aislamiento a las formaciones productivas, entre ellas y de posibles acuíferos.
- ii. Fijar la tubería de revestimiento dentro del pozo.
- iii. Prevenir la corrosión de la tubería de revestimiento mediante la aplicación de la técnica de doble etapa.
- iv. Evitar derrumbes en las zonas de formaciones no consolidadas.
- v. Prevenir derrumbes en las zonas de formaciones no consolidadas.
- vi. Prevenir la migración vertical de los fluidos del yacimiento entre las zonas productoras.
- vii. Evitar surgencias sin control debido a la presencia de altas presiones detrás del revestimiento.

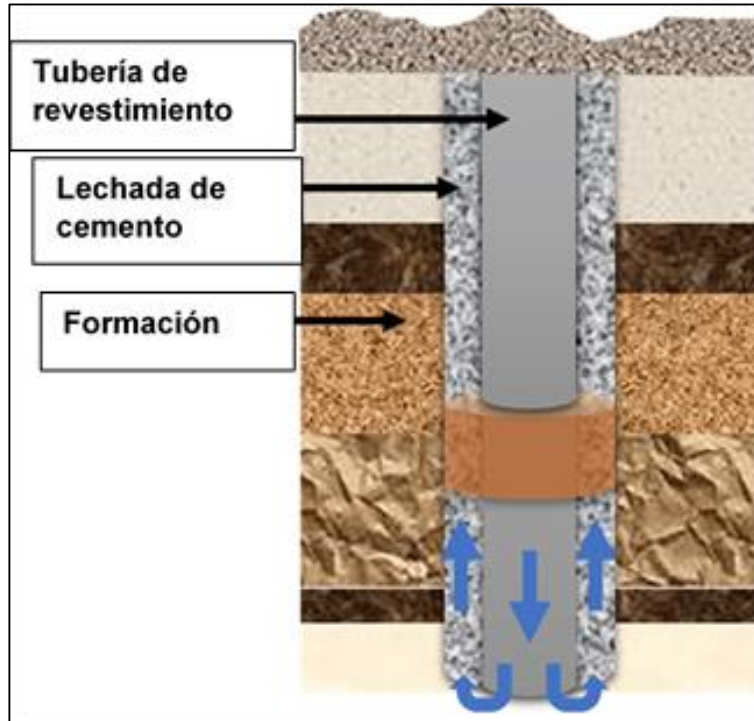


Figura 2. 35 Cementación primaria de pozos.

Obtenida de: (Tao C, 2020)

### **Cementación forzada.**

No siempre con la cementación primaria se obtiene los resultados deseados además durante la vida de un pozo se requerirá realizar trabajos de corrección y/o mantenimiento, esto hace necesario realizar una cementación forzada, la cual es un proceso que consiste en inyectar cemento a presión a través de disparos o ranuras en la tubería de revestimiento al espacio anular. Con el objetivo de corregir una mala o deficiente cementación primaria (Carlos, Guzmán, Gonzalez, & Malave, 2012). Las operaciones de cementación forzada poden ser desarrolladas durante la perforación o terminación de un pozo o para su reparación o intervención posterior.

Objetivos de las cementaciones forzadas

- Corregir una mala cementación primaria.
- Mejorar el sello de cemento entre dos zonas productoras.
- Reducir o eliminar la intrusión de agua y/o gas al intervalo productor.

- Sellar total o parcialmente un intervalo que se seleccionó incorrectamente.
- Reducir la relación gas-aceite.
- Sellar un intervalo explotado
- Corregir anomalías en la tubería de revestimiento.

Un trabajo de cementación forzada diseñado apropiadamente, tiene como resultado la construcción de un enjarre sobre los agujeros abiertos entre la formación y la tubería de revestimiento.

### **Tipos de cementación forzada**

#### **Cementación forzada a alta presión**

Esta técnica de cementación forzada requiere la aplicación de una presión de tratamiento más elevada que la presión de fractura de la formación. Este procedimiento puede ser necesario para forzar el ingreso de la lechada en microgrietas o grietas que rodean el pozo. Las características de la fractura dependen de la tasa de flujo de fluidos cuando se inicia la fractura; en consecuencia, se deben llevar a cabo operaciones de inyección forzada a alta presión con un alto grado de control para colocar la lechada en el lugar deseado (Schlumberger, 2021).

Durante los forzamientos con alta presión se corre una herramienta recuperable o no, hasta llegar a una posición cercana a la cima de la zona por forzar, para mantener la presión en un punto específico dentro del pozo. Conforme el bombeo continúa, la presión de inyección comienza a aumentar hasta que la presión en superficie indique que ya ocurrió una deshidratación del cemento. La presión se mantiene momentáneamente contra la formación para verificar las condiciones estáticas y después se libera para determinar si el cemento permanece en el lugar. El exceso de lechada sobre las perforaciones se circula en inversa. Si no se obtiene la presión de forzamiento deseada, se deberá emplear una técnica de inyección por etapas (Ingeniería de cementaciones , s.f).

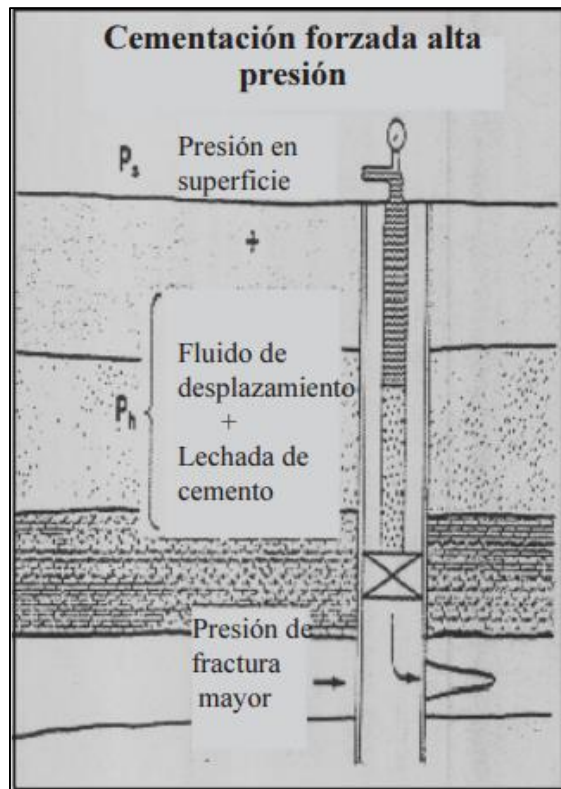


Figura 2. 36 Cementación a alta presión.

Obtenida de: (Ingeniería de cementaciones, s. f.)

Este método implica mezclar un volumen de cemento considerable, colocándolo contra la formación, y esperar al menos hasta que ocurra el fraguado inicial, y repetir la operación tantas veces como sea necesario.

### Ventajas

- La alta presión prolonga el movimiento de la lechada hacia un número máximo de perforaciones.
- Se pueden obtener cementaciones forzadas a altas presiones, con el uso de tiempos de bombeo intermitentes depositando un filtrado de cementos en las perforaciones.
- La alta presión permite forzar el cemento a través de los disparos llenos de lodo.

## Cementación forzada a baja presión

La técnica de cementación a baja presión consiste en colocar el cemento sobre el intervalo que se va a forzar y aplicar suficiente presión hasta formar una costra de cemento deshidratado en las perforaciones, canales o fracturas que pueden estar abiertas.

El cemento puede ser colocado en una sola etapa, pero en bombeo alternado o con periodos de espera. Las propiedades de bajo filtrado de lechada causan que el enjarre se compacte en las formaciones o dentro de las perforaciones mientras el resto de la lechada permanece fluida dentro de la tubería de revestimiento (Ingeniería de cementaciones , s.f).

Esta técnica de empuje se ha vuelto más eficiente con el desarrollo de los cementos de bajo filtrado y de los empacadores recuperables. Con este tipo de cementación, se evitan los rompimientos de la formación.

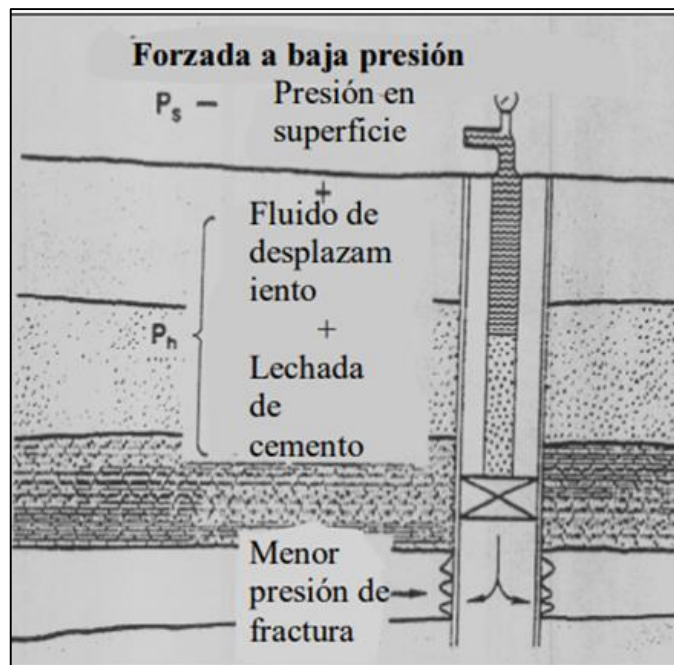


Figura 2. 37 Cementación forzada a baja presión.

Obtenido de: (Ingeniería de cementaciones, s. f.)

## **Ventajas**

- Permite forzar el cemento a través de las perforaciones de intervalos largos, en una sola etapa.
- Se pueden obtener cementaciones forzadas satisfactorias a presiones bajas sin desplazamientos excesivos.
- La presión inyectada es menor a la presión de fractura de la formación.
- Se reduce el tiempo de operación necesario para los trabajos en reparación de zonas cementadas.

### **2.11.4 Taponamientos de pozos**

Durante la vida productiva de un pozo o al final de esta, pueden surgir situaciones que lleven a realizar un taponamiento y/o abandono de este, para tomar esta decisión es necesario realizar registros para determinar el potencial de hidrocarburos. El taponamiento se realiza con tapones de cemento y/o barreras mecánicas en el fondo del pozo para impedir el paso hacia la superficie o aislar el petróleo y gas de los acuíferos.

Existen diferentes organismos normativos que formulan sus propios requisitos en materia de operaciones de taponamiento de pozos, pero la mayoría requiere que se coloquen y se prueben tapones de cemento en cualquier formación hidrocarburífera abierta, en todas las zapatas de tuberías de revestimiento, en los acuíferos de agua dulce, y quizás en muchas otras zonas cercanas a la superficie, incluido el intervalo de 6 a 15 m superiores del pozo. El diseñador de pozos puede optar por colocar tapones puente junto con las lechadas de cemento para asegurar que el cemento de mayor densidad no caiga en el pozo. En ese caso, se debe colocar el tapón puente y bombearse cemento sobre éste a través de la columna de perforación para luego extraer la columna de perforación antes de que se espese la lechada (Schlumberger, 2021).

#### **Objetivos de taponear un pozo**

- Abandonar la parte inferior del pozo.
- Sellar zonas de pérdida de circulación.
- Iniciar perforación direccional.
- Abandonar intervalos despresionados.



- Proteger temporalmente el pozo.
- Establecer un sello y abandonar el pozo.
- Abandonar capas de formación indeseables.
- Aislar zonas para pruebas de formaciones.
- Proveer un punto de desvío de ventanas.

### **Tipos de taponamiento**

**Tapón de desvío.** En las realizaciones de perforaciones direccionales puede ser difícil alcanzar el ángulo y dirección correcta cuando se perfora a través de una formación suave. Es común colocar un tapón de desvío en la zona para alcanzar el objetivo y curso deseado. Además, cuando una operación de pesca no se puede llevar a cabo, la única solución para llegar al objetivo del pozo es el desvío por arriba del pez. El éxito de un buen tapón de desvío es su alto esfuerzo compresivo (Ingeniería de cementaciones , s.f).

**Tapón de abandono.** Al abandonar un pozo hay que prevenir la comunicación entre zonas y la migración de fluidos que pueden contaminar los mantos acuíferos, se colocan varios tapones de cemento a diferentes profundidades. Los pozos productores despresionados también se abandonan con tapones de cemento. Los tapones de abandono de pozos se colocan generalmente frente a zonas potenciales de alta presión. Se pone un tapón en la zapata de la tubería de revestimiento anterior, y se colocan todos los necesarios hasta la superficie (Ingeniería de cementaciones , s.f).

**Tapón por pérdida de circulación.** La pérdida de fluido de perforación puede ser detenida si se coloca correctamente un tapón de cemento frente a la zona de pérdida. Un tapón de cemento también se puede colocar encima de una zona para prevenir su fractura debido a presiones hidrostáticas que pueden desarrollarse durante la cementación de una tubería de revestimiento (Ingeniería de cementaciones , s.f).

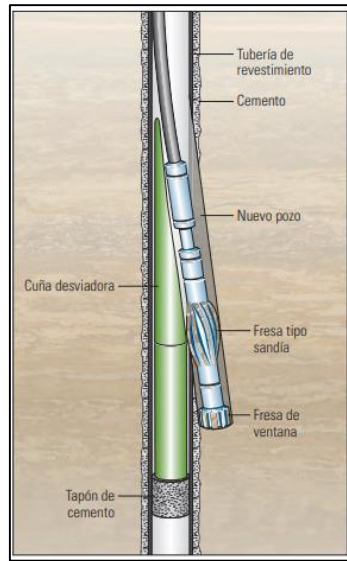


Figura 2. 38 Tapón de cemento de desvío.

Obtenida de: Elczak, E., Torre, A., Godwin, N. D., Mantle, K., Naganathan, S., Hawkins, R., Li, K., Jones, S., Slayden, F., & Schlumberger. (2012).

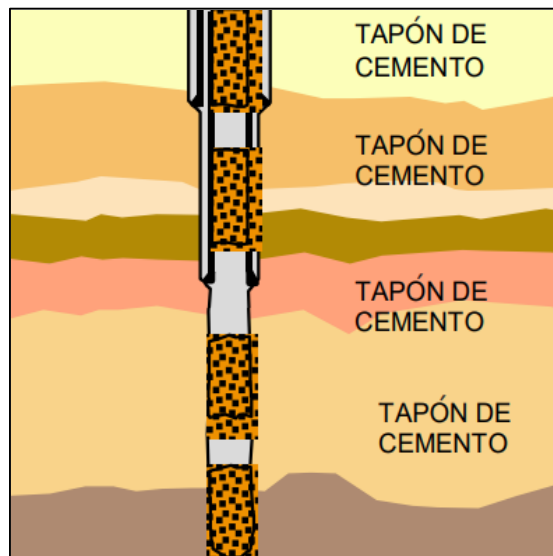


Figura 2. 39 Tapón de abandono.

Obtenida de: (Ingeniería de cementaciones, s. f.)

**Tapón para prueba de formación.** Para realizar una prueba de formación y cuando debajo del intervalo por probar existe una formación suave o débil, o que pueda aportar a la prueba fluidos indeseables, se colocan tapones de cemento para aislar la formación por probar,

siempre y cuando sea practico o imposible colocar un ancla de pared. Esto permite evitar el fracturamiento de la zona débil (Ingeniería de cementaciones , s.f).

**Tapón mecánico.** El tapón mecánico es una herramienta de fondo del pozo que se coloca para aislar la parte inferior del mismo. Estos pueden ser permanentes o recuperables y permiten que la porción inferior del pozo se mantenga permanentemente estancada a la producción o sea aislada temporalmente de un tratamiento efectuado en una zona superior. El tapón mecánico recuperable es un tipo de herramienta de aislamiento del pozo que puede ser liberada y recuperada del pozo después de utilizarse, tal como puede requerirse después del tratamiento de una zona aislada. Un tapón mecánico recuperable se utiliza con frecuencia en combinación con un empacador para permitir el emplazamiento preciso y la inyección de fluidos de estimulación o de tratamiento (Guerrero, 2014).

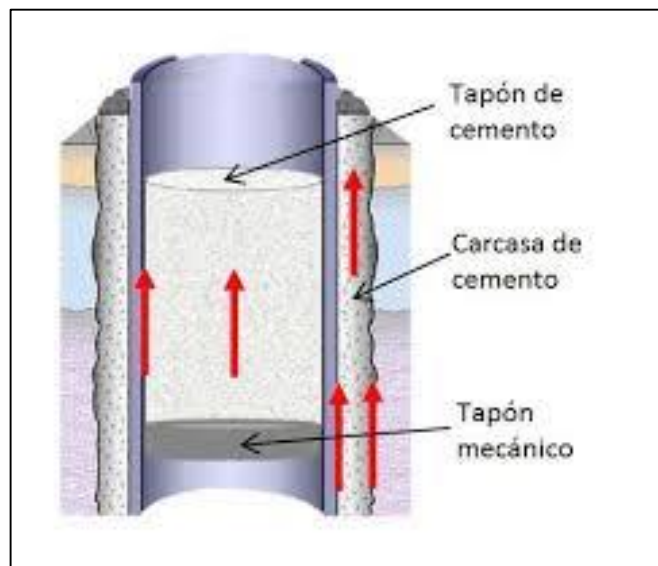


Figura 2. 40 Tapón mecánico.

Obtenida de: (Sánchez, N., 2019)

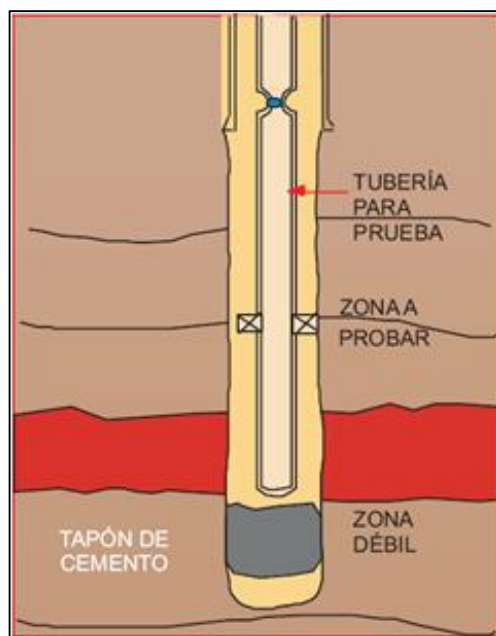


Figura 2. 41 Tapón para prueba de formación.

Obtenida de: (Ingeniería de cementaciones., s. f.)

### 2.11.5 Equipos para la rehabilitación de pozos

En los trabajos de rehabilitación de pozos frecuentemente se realizan viajes de limpieza y de pesca con la finalidad de calibrar y eliminar obstrucciones en el revestimiento o para recuperar equipos dentro del mismo. Estas operaciones son necesarias ya que se debe asegurar que se tiene un pozo completamente limpio y bien calibrado para efectuar eficientemente y con seguridad los trabajos posteriores. Para realizar operaciones de pesca y/o de limpieza deben utilizarse herramientas específicamente diseñadas para este fin y, además, es necesario seguir procedimientos correctos para que las mismas sean exitosas y seguras, evitando viajes infructuosos de tubería. En los trabajos de rehabilitación de pozos, las herramientas se pueden clasificar en dos tipos: de limpieza y calibración de hoyos, y de operaciones de pesca (Simancas, 2005).

#### Pesca y molienda

En campo, una pieza de pesca es cualquier elemento dejado en un pozo que impide la ejecución de operaciones posteriores. Esta definición en general abarca todas las variedades de equipos de perforación, adquisición de registros o producción, lo que incluye barrenas de

perforación, tuberías, herramientas de adquisición de registros, herramientas manuales o cualquier otro resto de metal que puede haberse perdido o dañado, atascado o dejado de algún modo en un pozo. Las operaciones de pesca pueden ser necesarias en cualquier momento de la vida productiva de un pozo; desde la fase de perforación hasta la de abandono. Durante la fase de operación, la mayor parte de las operaciones de pesca es inesperada y a menudo se atribuye a fallas mecánicas o al atascamiento de la sarta de perforación. El atascamiento también puede producirse durante el desarrollo de operaciones de pruebas o de adquisición de registros con cable. Finalmente en la fase de terminación, las operaciones pueden fracasar por una diversidad de problemas, entre los que se encuentran el atascamiento de las pistolas de disparo, la fijación prematura de los empacadores o la falla de los filtros de grava (Schlumberger, 2013).

Los trabajos de pesca se clasifican de acuerdo a la zona donde se encuentra atrapado el pescado, de la siguiente manera (Cruz, EPMEX, 2019):

- a) Agujero descubierto: cuando no hay tubería de revestimiento en el área de los pescados.
- b) Agujero revestido: en este el pescado se encuentra dentro de la tubería de revestimiento.
- c) En tuería, cuando es necesario pescar a través de un diámetro reducido.

Ya sea en la fase de perforación, terminación del pozo o rehabilitación es necesario que toda herramienta que se meta al pozo debe medirse para anotar sus dimensiones en la libreta del perforador. Así, en caso de dejar dicha herramienta en el pozo, se conocerán con exactitud sus dimensiones y características de la boca del pez y se podrá efectuar una pesca exitosa (Cruz, EPMEX, 2019).

Existen diversas herramientas usadas en la pesca, pero en general la mayoría de las herramientas de pesca corresponden a una de las categorías siguientes (Verduguéz & Mamani, 2017):

- a) Las canastas de pesca recogen objetos pequeños o trozos de escombros que son demasiados pesados para circular fuera del pozo.
- b) Las herramientas de corte parten la tubería.

- c) Las herramientas de captura, de agarre externo y de agarre interno.
- d) Las herramientas de martilleo.
- e) Las herramientas de fresado que trituran la superficie superior de un objeto

**Canasta de pesca.** Para recuperar trozos pequeños de detritos del fondo de un pozo, los pescadores utilizan a veces una canasta de pesca de tipo extractor de núcleos. Mediante la extracción lenta de un núcleo de la formación, este dispositivo recupera los detritos junto con el núcleo. Estas operaciones se emplean a menudo en formaciones blandas a semiblandas (Schlumberger, 2013).

**Imanes de recuperación:** Los imanes de recuperación de detritos se utilizan para recuperar residuos ferrosos, tales como conos de barrenas, cojinetes, recortes fresados y pasadores que pueden ser difíciles de recuperar utilizando otros métodos (Schlumberger, 2013).

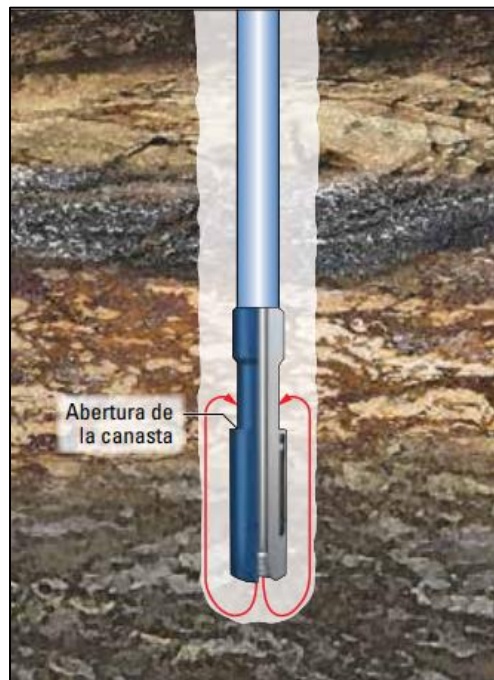


Figura 2. 42 Canasta de Pesca.

Obtenida de: (Johnson, E., Land, J., Lee, M., & Robertson, R., 2013).



Figura 2. 43 Imán de recuperación.

Obtenida de: (Johnson, E., Land, J., Lee, M., & Robertson, R., 2013)

**Pescantes de agarre externo:** Son aquellas herramientas que están diseñadas para sujetar a la herramienta en pesca por la parte exterior, antes de utilizar esta herramienta es necesario analizar las características, causas, tamaño y la forma de la parte superior o boca de pez (Verduguéz & Mamani, 2017).

**Pescante de agarre interno:** Básicamente están compuestos por machuelos y arpones. Son herramientas que penetran en el interior del pescado y que cuentan con un mecanismo o diseño de agarre interior. Entre las variantes de los dispositivos de agarre interior se encuentran las terrajas de pesca, las terrajas cónicas (machos cónicos) y los arpones de pesca (Verduguéz & Mamani, 2017).



Figura 2. 44 Herramienta de agarre interno.

Obtenida de: (Johnson, E., Land, J., Lee, M., & Robertson, R., 2013)



Figura 2. 45 Herramienta de agarre externo.

Obtenida de: (Johnson, E., Land, J., Lee, M., & Robertson, R., 2013).



## Herramientas de molienda

En una operación de molienda básicamente se generan pedazos del material (usualmente acero), este se muele y debe transportarse a la superficie por medio del lodo. Las herramientas de usadas en moliendas son las siguientes:

**Fresas o molinos cónicos.** Se utilizan con el fin de preparar la parte superior de la pieza de pesca para que se adapte a una herramienta de pesca, pero también para triturar collares flotadores, tapones puentes y retenedores (Chávez & Meraz, 2015).

**Molinos.** Son herramientas que no tienen partes movibles en su cuerpo y que se podrían quedar en el pozo como resultado de la molienda y de su mismo desgaste. Para su operación se requiere de cierto torque; la cantidad depende del diámetro molino y del material que se va a moler, del ritmo de penetración y del peso sobre el molino. La selección del tipo de cortador depende del material que se va a moler. Son construidos en diferentes configuraciones del fondo (plano, cóncavo, cónico de aletas, etc) (Chávez & Meraz, 2015).



Figura 2. 46 Molino.

Obtenida de: (Conebuster Junk Mill. Fishing services, s. f.).

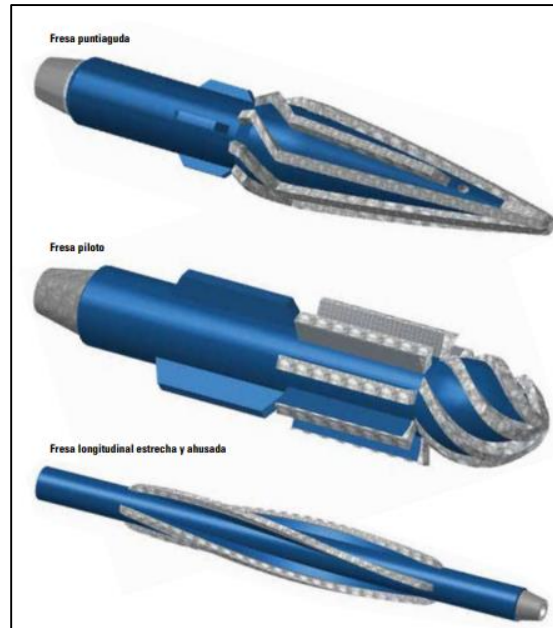


Figura 2. 47 Herramientas de fresado de fondo de pozo.

Obtenida de: (Johnson, E., Land, J., Lee, M., & Robertson, R, 2013).

## 2.12 Lineamientos para el mantenimiento y terminación de pozos

**Conjunto de Preventores en actividades de Perforación y Terminación.** Los Operadores Petroleros deberán realizar las siguientes actividades relacionadas con el Conjunto de Preventores para el Seguimiento de la Integridad de los Pozos:

- I.** Instalar el Conjunto de Preventores inmediatamente después de haber asentado la tubería de revestimiento superficial o antes de perforar la zapata de dicha tubería y garantizar que el conjunto y sus componentes instalados permitan el control del Pozo
- II.** Probar el Conjunto de Preventores, el cual se utilizará durante la Perforación y Terminación y permitirá controlar los flujos de la formación al interior del Pozo;
- III.** Para Pozos en Aguas Profundas y Pozos en Aguas Ultra Profundas, los Operadores Petroleros deberán cumplir con los siguientes requerimientos técnicos

- a) Una configuración de preventores como se indica a continuación:
- i. Un preventor esférico o anular;
  - ii. Dos preventores de arietes de tubería;
  - iii. Un preventor de arietes ciegos o ciego/cizalla, y
  - iv. Un preventor de arietes de cizalla, como última acción de control de brote. Este preventor debe ser capaz de cortar la tubería que se encuentre dentro del agujero.
- b) Cuando se manejan múltiples tuberías de producción de forma simultánea, incluir en el Conjunto de Preventores, un preventor esférico o anular, un preventor de arietes de tubería, un preventor de arietes de tubería doble y un preventor de arietes ciego/cizalla;
- c) Utilizar dos estaciones de control remoto para accionar el conjunto. La primera debe ubicarse en el piso de perforación y la segunda debe estar ubicada en un sitio accesible y alejado del piso de perforación del equipo; (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2016).

### **2.12.1 Actividades requeridas durante la perforación y Terminación de pozos**

**Fluidos de perforación.** Los fluidos de perforación son una barrera primaria de control durante la Perforación, en términos de la Integridad del Pozo.

Los Operadores Petroleros deberán llevar a cabo las Mejores Prácticas de la industria relacionadas con el uso de fluidos de perforación, incluyendo las siguientes prácticas:

**I.** Implementar las siguientes normas durante la Perforación de cada fase del Pozo:

a) Norma API RP 13 B-1: “Prácticas recomendadas de procedimientos estándares para determinar las características de fluidos de perforación base agua”, y

b) Norma API RP 13 B-2: “Prácticas recomendadas de procedimientos estándares para fluidos de perforación base aceite”.

**II.** Disponer de los equipos requeridos para el monitoreo de fluidos de perforación de acuerdo con las Mejores Prácticas de la industria, y

**III.** Llevar un registro de los inventarios diarios de los fluidos de perforación, así como de los Materiales y aditivos utilizados durante su preparación. El Operador Petrolero debe conservar este registro de conformidad con el artículo 10 de los Lineamientos y mantenerla a disposición de la Comisión en caso de que ésta lo requiera. (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2016)

**Actividades para el aseguramiento de la integridad de los Pozos.** Con la finalidad de asegurar la Integridad de los Pozos, los Operadores Petroleros deberán realizar lo siguiente:

**I.** Los Operadores Petroleros, durante las actividades de Perforación y Terminación, deberán cumplir, como mínimo, con el programa de adquisición de información;

**II.** Derogado;

**III.** Derogado;

**IV.** Para plataforma y Macropera con múltiples Pozos, los Operadores Petroleros deberán tomar los registros mencionados para al menos un Pozo, con la cobertura de registros especificada en las fracciones. Dichos registros deberán ser obtenidos a través de la sección estratigráfica completa penetrada por los Pozos, en la plataforma o Macropera y desde la profundidad total hasta la base de la tubería de revestimiento de superficie;

**V.** Si un Pozo adicional es perforado desde una plataforma o Macropera existente y penetra en una zona más profunda no registrada ni muestreada previamente, los Operadores Petroleros deberán tomar registros, muestras y núcleos de rocas y fluidos de esa zona, para determinar la litología, características petrofísicas y características de los fluidos;

**VI.** Para los Pozos que estén en la misma plataforma o Macropera, los Operadores Petroleros deberán tener el conjunto mínimo de registros geofísicos, entre los que se podría encontrar un registro de rayos gamma de los estratos, que abarque desde la profundidad total del Pozo hasta la base de la tubería de revestimiento de superficie. El conjunto mínimo de registros, incluyendo los registros de rayos gamma pueden ser de la tecnología de medición mientras se perfora o adquisición de registros mientras se perfora -Measurements While Drilling, MWD, o Logging While Drilling, LWD por sus siglas en inglés, respectivamente- en agujero abierto, entubado, o una combinación de éstos.

Para determinar la litología de los estratos de la profundidad total del Pozo a la base de la tubería de revestimiento de superficie, todos los datos deben ser registrados;

**VII.** Para cada Pozo Horizontal perforado desde una plataforma o Macropera, los Operadores Petroleros deberán tener, como mínimo, el conjunto mínimo de registros, incluyendo los registros de rayos gamma, que abarque desde la profundidad total del Pozo hasta la base de la tubería de revestimiento de superficie. El conjunto mínimo de registros, incluyendo los registros de rayos gamma pueden ser MWD, LWD en agujero abierto, entubado, o una combinación de éstos;

**VIII.** Para las plataformas o Macroperas en los que hay uno o más Pozos verticales o desviados y uno o más Pozos Horizontales, los Pozos verticales o desviados en la plataforma o Macropera, están sujetos a los términos de las fracciones II a VI de este numeral, así como del numeral 59. Todos los Pozos Horizontales en la plataforma o Macropera estarán sujetos a los requisitos de la fracción VII de este numeral;

**IX.** Si el programa de registros geofísicos y adquisición de muestras y núcleos de rocas y fluidos del Pozo no se puede completar, los Operadores Petroleros deberán describir técnicamente las razones por las cuales no se pudo tomar la información programada en el intervalo correspondiente, e incluir esta información en el análisis post Perforación que deberán entregar a la Comisión al culminar estas actividades, de conformidad con el numeral 60 de este Anexo;

**X.** Los Operadores Petroleros deberán etiquetar y preservar, de acuerdo con las Mejores Prácticas de la industria, las muestras y núcleos de rocas, así como los fluidos de los estratos registrados, y

**XI.** Los Operadores Petroleros deberán entregar a la Comisión, en los términos que ésta establezca para cada caso en particular, las muestras extraídas durante las actividades de Perforación. (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2016)

### **2.12.2 Aparejos de producción**

Para el diseño, instalación y operación de los aparejos de producción, los Operadores Petroleros deberán observar las siguientes directrices y bases:

**I.** Los Operadores Petroleros deberán diseñar el aparejo de producción, en función de las presiones de producción que se manejarán en el Pozo, así como de las presiones de trabajo en cuanto a estallido, colapso y tensión. Adicionalmente, deberán considerar, entre otros:

**a)** La Norma API RP 14B: “Prácticas recomendadas para el diseño, instalación, reparación y operación de sistemas de válvulas de seguridad de subsuelo”.

**b)** La tubería de producción propuesta para la obtención del gasto estimado de producción;

**c)** El colgador de la tubería de producción como Barrera secundaria, y

**d)** Los accesorios adicionales como sensor de presión y temperatura, tubo capilar para inyección de químicos y combinaciones de tubería.

**II.** Los Operadores Petroleros son responsables de verificar que las tuberías de producción hayan sido fabricadas cumpliendo como mínimo con las especificaciones de la Norma API 5CT: “Especificaciones para tuberías de revestimiento y de producción” / ISO 11960: “Industrias de petróleo y gas natural. Tuberías de acero a ser utilizadas como tuberías de revestimiento o de producción”.

**I.** Las propiedades de las tuberías fabricadas, tales como presiones de estallido y colapso, resistencia de las uniones y de la tensión en el cuerpo del tubular, entre otras, deberán cumplir como mínimo con las especificaciones de la Norma API 5C2: “Boletín de propiedades de rendimiento de las tuberías de revestimiento, producción y de perforación”. (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2016)

### **Cabezal de producción.**

Los Operadores Petroleros deberán diseñar e instalar el cabezal de producción considerando, al menos lo siguiente:

**I.** Las especificaciones del cabezal de producción;

**II.** Presión mayor que la presión de formación;

**III.** Temperaturas mínima y máxima a manifestarse; **IV.** Ambientes corrosivos; **V.** Materiales de alta resistencia, y

**VI.** Equipado con válvulas maestras y de seguridad en la sección vertical del cabezal. Los Operadores Petroleros deberán mantener vigentes los certificados emitidos por los fabricantes del cabezal.

**V.** Materiales de alta resistencia, y

**VI.** Equipado con válvulas maestras y de seguridad en la sección vertical del cabezal.

Los Operadores Petroleros deberán mantener vigentes los certificados emitidos por los fabricantes del cabezal. (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2016)

### **2.12.3 Control de presiones durante la terminación.**

Una vez finalizadas las actividades de Terminación en Pozos, los Operadores Petroleros deberán verificar las presiones de la tubería de revestimiento y llevar a cabo las actividades de control para asegurar la Integridad del sistema entre el aparejo de producción y la tubería de revestimiento.

Los Operadores Petroleros deberán despresurizar la tubería de revestimiento durante el proceso de inicio de producción para monitorear la presión en el espacio anular. Esta actividad se considera una operación normal y necesaria para controlar el efecto térmico del revestimiento.

Los Operadores Petroleros deberán conservar evidencia de haber realizado las actividades de control de presiones mencionadas en los párrafos anteriores de este numeral, de conformidad con el artículo 10 de los Lineamientos. (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2016)

### **Programa de Fracturamiento Hidráulico.**

Este programa se aplicará en las actividades de Terminación de Pozos

El Operador Petrolero deberá realizar la planeación y diseño de la fractura en función de las características propias del Pozo y de la formación.

Los parámetros que definen el diseño del Fracturamiento Hidráulico deberán ser cotejados y ajustados en un simulador.

Los Operadores Petroleros deberán aplicar el método de modelado, alineado con las Mejores Prácticas de la industria. Asimismo, el diseño del Fracturamiento Hidráulico debe estar basado en las prácticas descritas en la Norma API GD HF1: “Operaciones de Fracturamiento Hidráulico – Lineamientos de Construcción e Integridad de Pozos” y se debe comprobar que los parámetros del sistema roca-fluidos califican para realizar un Fracturamiento Hidráulico con base en criterios técnicos y económicos.

El diseño realizado por los Operadores Petroleros debe garantizar el éxito operacional, mecánico y volumétrico del Fracturamiento Hidráulico.

El programa preliminar de Fracturamiento Hidráulico debe incluirse en el documento integrado de Diseño que acompaña la solicitud de Autorización de Perforación de Pozos Exploratorios, para Yacimientos y Plays No Convencionales.

#### **2.12.4 Control de pozos durante la perforación y terminación.**

El Operador Petrolero debe observar el manejo o combinación de las referencias normativas proporcionadas en el Anexo II de los Lineamientos, así como de aquellas prácticas propias. Lo anterior, siempre y cuando, con su aplicación, se obtengan mejores resultados que los correspondientes a las prácticas descritas a continuación:

**I.** Los Operadores Petroleros deberán asegurar el Pozo instalando un dispositivo de seguridad de fondo tal como un tapón de cemento, tapón puente o un empacador recuperable, asentados en una tubería de revestimiento o Liner adecuadamente cementados, cuando las actividades sean interrumpidas por:

**a)** Evacuación de la cuadrilla de perforación, por cualquier motivo diferente a un Accidente o Incidente relacionados con las actividades de Perforación y Terminación;

**b)** Incapacidad para mantener el equipo en la localización, o

**c)** Mantenimiento al equipo de perforación o a los equipos de control de Pozos.

**II.** Los Operadores Petroleros deberán utilizar las Mejores Prácticas de la industria, en cuanto a tecnología de perforación, a fin de monitorear y evaluar las condiciones del Pozo en todo momento, minimizando los Riesgos de un posible brote;



**III.** En actividades de Perforación y Terminación en Pozos en Aguas Profundas y Pozos en Aguas Ultra Profundas con equipo de perforación flotante, los Operadores Petroleros pueden utilizar arietes ciegos o arietes anulares, para asegurar el Pozo, si no disponen de tiempo suficiente para instalar dispositivos de seguridad como los descritos en este numeral. Una vez asegurado el Pozo, los Operadores Petroleros informarán a la Comisión del procedimiento ejecutado dentro de las 12 horas posteriores al aseguramiento del Pozo, como parte de la notificación a la que se refiere el artículo 16 de los Lineamientos.

**IV.** Los Operadores Petroleros deberán mantener en todo momento válvulas de pie - seguridad tipo Kelly- en el piso de perforación para emplearlas en caso de cualquier eventualidad y confinar la presión en la tubería, durante las actividades de Perforación y Terminación de Pozos.

**V.** Los Operadores Petroleros deberán demostrar a la Comisión, en caso de que ésta así lo requiera, los detalles sobre su programa de control de Pozos durante cualquier inspección. (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2016)

### **Control de información durante la Perforación y Terminación.**

A fin de informar a la Comisión de las actividades realizadas durante la Perforación y Terminación, los Operadores Petroleros deberán atender lo siguiente:

**I.** Documentar y resguardar toda la información resultante de las actividades de Perforación y Terminación de Pozos, y tenerla a disposición de la Comisión de conformidad con el artículo 10 de los Lineamientos.

**II.** Todas las descripciones y análisis de datos, se deberán realizar en forma continua y ponerse a disposición de la Comisión cuando ésta así lo requiera. Lo anterior es aplicable a la interpretación y análisis de la información.

### **Personal responsable de la actividad posterior a la Perforación y Terminación.**

Los Operadores Petroleros deberán diseñar y ejecutar las actividades posteriores a la Perforación y Terminación, con equipos multidisciplinarios que cubran las especialidades requeridas según el tipo de actividad a realizar.

Los Operadores Petroleros deberán asegurar que el personal que conforme el equipo multidisciplinario para las actividades posteriores a la Perforación y Terminación tenga las competencias y experiencia requeridas para el desarrollo de las actividades y tenga como mínimo 5 años de experiencia en las actividades a ejecutar, tratándose de Pozos en Aguas Profundas y Pozos en Aguas Ultra Profundas.

### **2.12.5 Estimulación del pozo en las actividades posteriores a la perforación y terminación. Fractura miento hidráulico**

Cuando se considere realizar Fracturamiento Hidráulico dentro de una actividad posterior a la Perforación y Terminación, los Operadores Petroleros deberán realizar el diseño y ejecución del programa de Fracturamiento Hidráulico de conformidad con lo especificado en el presente Anexo, y adicionalmente deberán considerar, al menos, lo siguiente:

**I.** Historia de trabajos de reparación en el Pozo.

**II.** Condiciones mecánicas y datos del Pozo: integridad de la tubería de revestimiento y cemento, intervalos abiertos a producción, profundidad, registros disponibles y configuración mecánica.

**III.** Los parámetros de bombeo durante el Fracturamiento Hidráulico, entre ellos, la presión máxima permisible, se deberán definir a partir del gradiente de fractura de la presión de operación de los equipos, del cabezal del Pozo y la de superficie.

**IV.** Si la presión máxima permisible del cabezal del Pozo es menor que la presión de diseño establecida para el trabajo de fractura, se debe utilizar un protector del cabezal y un Conjunto de Preventores.

En este caso, el programa de Fracturamiento Hidráulico, debe incluirse dentro del documento integrado del Diseño, en la actividad correspondiente que se presenta con la solicitud de modificación de la Autorización de Perforación de Pozos. (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2016)

## Capítulo III: Desarrollo

### Programa de reparación mayor n.º 3 del pozo Jujo 16

#### 3.1 Nombre del pozo

Tabla 3. 1. Datos del pozo

<b>Nombre:</b>	Jujo	<b>Número:</b>	16	<b>Letra:</b>		<b>No. de conductor</b>
<b>Clasificación:</b>	Terrestre Vertical					
<b>Plataforma:</b>				<b>Equipo:</b>		

#### 3.2 Objetivo

Objetivo redisparar intervalo 5630-5665 m, anexar el intervalo 5585-5605 m con pistola TCP 3 3/8" en caso de no reconocer P.I. disparar los intervalos 5585-5605 m y 5515-5545 m aislando entre empacadores los intervalos (actuales) 5152-5164 y 5188-5200 m, quedando aparejo de producción 2 3/8" – 2 7/8" y 4 1/2" con un orificio de 3/4" a la profundidad de 4950 m.

#### 3.3 Antecedentes del pozo a intervenir

Profundidad total (m). 5710 m

Profundidad interior (m). 5674 m

### 3.4 Estado mecánico actual (grafico)

#### Objetivo de la intervención

Obturar zona productora de gas en los intervalos 5142- 5162 m, (KSAN-KI) y 5166-5200 m, (KI) mediante cementación forzada. Disparar el intervalo 5525-5560 m JST3, 5475-5505 m, JST3, 5410-5440 m, JST2 y redisparar el intervalo 5325-5360 m, (JST1), realizar estimulación ácida.

Tabla 3. 2 Columna de Lodos.

<b>Columna de lodos</b>		
<b>Profundidad</b>	<b>Tipo de lodo</b>	<b>Densidad</b>
0-1010	BENT	1.08-1.31
1010-3084	LSE	1.30-1.55
3084-5015	DRILEX	1.55
5015-5800	LSE	1.28-1.30

Tabla 3. 3 Distribución de tuberías de revestimiento.

<b>Distribución de tuberías de revestimiento</b>			
<b>Profundidad</b>	<b>Diámetro</b>	<b>Grado</b>	<b>Peso</b>
50	24		
1004	16	K-55 8HRR	84
0-600	10 ¾	P 110, BCN	60.7
600-2050	10 ¾	P 110, BCN	55.5
2050-3068	10 ¾	P 110, 8HRR	60.7
0-910	7 5/8	C 75, VAM	39
910-2356	7 5/8	P 110, 8HRR	33.7
2356-2845	7 5/8	P 110, BCN	39
2844-5015	7 5/8	V-150, BCN	39
3492-4817	5	P-110, BCN	18
4817-5800	5	P-110, BCE	18

Tabla 3. 4 Intervalos Probados.

<b>Intervalos Probados</b>				
<b>Intervalo</b>	<b>Formación</b>	<b>Pistolas Empleadas</b>	<b>Etapas</b>	<b>Estado Actual</b>
5595-5640	J.S.T.4	EJ 1 11/16" 13 cm	Terminación	Aislado
5322-5297		SC 2" 13cm	Terminación	ABTO.
5285-5335	J.S.K	SC 2" 13cm	Terminación	ABTO.
5166-5200	K.I	SC 2" 13cm	Terminación	OBT.
5148-5162		SC 2" 13cm	RMA 1 S/EQ	OBT
5175-5166	KSAN K.I	UJ 2 1/8" 13 c/m F-60	RMA 2 S/EQ	OBT.
5150-5142		UJ 2 1/8" 13 c/m F-60	RMA 2 S/EQ	OBT
5150-5142		UJ 2 1/8" 13 c/m F-60	RMA 2 S/EQ	

Tabla 3. 5 Columna Geológica.

Columna geológica	
Formación	Prof.
Paraje solo	Aflora
Filisola.	887
Concepción Sup.	1100
Concepción Inf.	1205
Depósito	1482
Oligoceno	3560
Eoceno	3855
Paleoceno	4450
KSMZ	4744
KSSF	4966
KSAN	5108
KI	5155
JST1	5244
JST2	5372
JST3	5469
JST4	5563
JST5	5646
JST6	5739
PT	5800

Tabla 3. 6 Fechas de Operación.

Fechas	Inicio	Termino	Días
Perforación	2/feb/82	5/dic/82	307
Terminación	6/dic/82	2/abr/83	118
RMA 1	15/may/92	15/may/92	1
RMA 2	3/jun/99	9/jun/99	7
RMA 3	27/may/07	21/ago/07	87

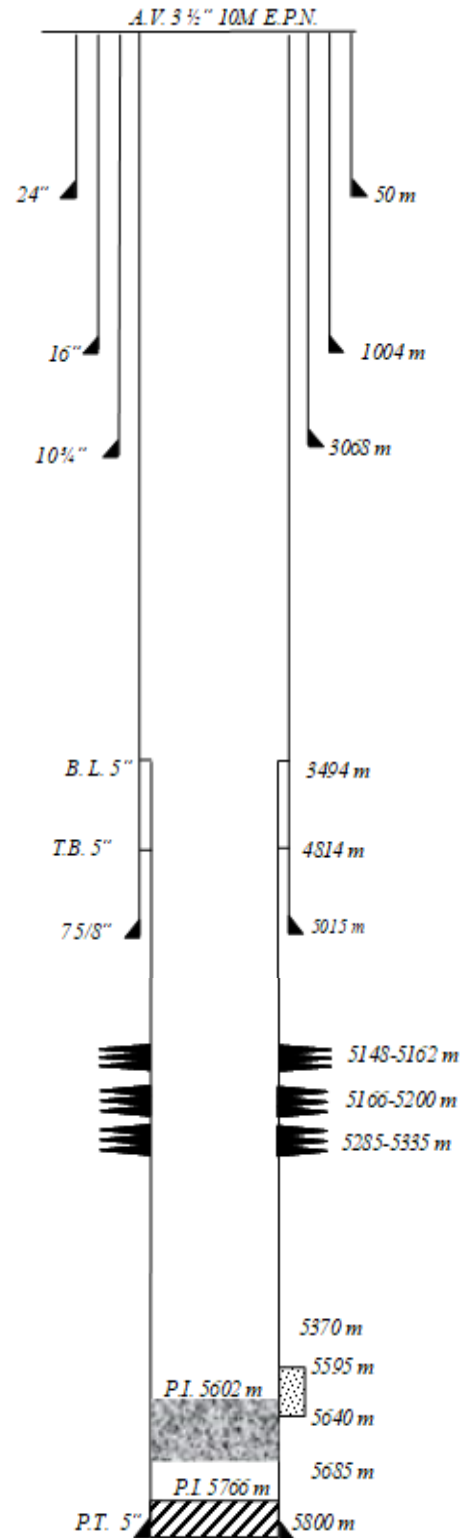


Figura 3. 1 Estado mecánico actual.

### 3.5 Distribución de la tubería de revestimiento

Tabla 3. 7 Distribución de tuberías de revestimiento.

Diám Ext (Pg)	Gra do	Peso lb/pie	Conexi ón	Diám int (Pg)	Drif (Pg)	Resist. Presi ón intern a (psi)	Resist. Colaps o (psi)	Resistencia Tensión (lbs)		Distribuci ón (m.d.b.m.r.)	
								Cuer po	junt a	de	A
24										0	50
16	K-55	84	8 HRR	15.010	14.823	2980	1410	1326000		0	1004
10 ¾	P-110	60.7	BCN	9.660	9.504	9760	5880	1922000		0	600
10 ¾	P-110	55.5	BCN	9.760	9.604	8860	4610	1754000		600	2050
10 ¾	P-110	60.7	8 HRR	9.660	9.504	9760	5880	1922000		2050	3068
7 5/8	C-75	39	VAM							0	910
7 5/8	P-110	33.7	8 HRR	6.765	6.640	10860	7870	1069000		910	2356
7 5/8	P-110	39	BCN	6.625	6.500	12620	11080	1231000		2356	2845
7 5/8	V-150	39	BCN							2844	5015
5	P-110	18	BCN	4.276	4.151	13940	13470	580000		3492	4817
5	P-110	18	BCE	4.276	4.151	13940	13470	580000		4817	5800

## Resumen de intervención actual

Se instaló LSC, registró presiones en T.R y T.P teniendo 1300 psi, intentó desfogar sin éxito; desalojando gas. Bombeó por E.A. 78 m<sup>3</sup> de agua dulce y por T.P 33 m<sup>3</sup> de agua dulce; PTR, se abatió a 0, suspendió observando presiones en T.P y T.R iguales a 0. Empaco espacio anular a 1000 psi con N<sub>2</sub>. Bombeó 20m<sup>3</sup> de gel lineal con trazador radiactivo y desplazó con 33m<sup>3</sup> de agua dulce a base de los intervalos abiertos 5142-5162, 5166-5200 y 5285-5335 m. Efectuó cementación forzada bombeando 60 m<sup>3</sup> de H<sub>2</sub>O nitrogenado más 25m<sup>3</sup> de cemento espumado de 1.80 gr/cc más 4m<sup>3</sup> de cemento líquido de 1.80 gr/cc y desplazó con 3m<sup>3</sup> de gel lineal 90° más 7m<sup>3</sup> de agua espumada, consumo de N<sub>2</sub> = 19900 m<sup>3</sup> espero 24 hrs de fraguado (Armo 23 lingadas de T.P de trabajo y herramienta 4 374”). Abrió pozo y desfogó presiones en T.P y T.R y bombeó ciclo completo a través de puncher de T.P con 125 m<sup>3</sup> de agua dulce sin observar salir a superficie agua. Empaco espacio anular con N<sub>2</sub>, Q= 2-3/4 bpm, con P.Ini T.P = 480 psi y por T.R = 1260 psi (con 6298 m<sup>3</sup> de N<sub>2</sub>), P.F por T.P = 1695 psi y por T.R= 2136 psi. Bombeó directo 18 barriles de agua más 18m<sup>3</sup> de agua espumada. Bombeó 28 m<sup>3</sup> de cemento nitrogenado espumado de 1.80 gr/cc más 5m<sup>3</sup> de lechada de cemento de 1.80 gr/cc más 3m<sup>3</sup> de gel lineal para desplazar más 3m<sup>3</sup> de agua espumada. Bombeó 20m<sup>3</sup> de agua dulce, observando circulación por T.R desalojando agua espumada y agua dulce. Observó llenarse el pozo sin abatirse el nivel. Instaló CSC y calibró con sello de plomo de 2 1/2” con CCL a 3492 m tomando registro de coples; efectuó corte químico a 3470m, sin éxito. Calibró con sello de plomo de 2 1/2” y CCL a 3468m, tomó punto libre de 3449-3450 m e intentó hacer corte térmico a 3450 m, tensionó aparejo de producción, realizó cambió de CSC y recuperó aparejo de producción a superficie. Metió molino de aletas de 6 1/2” a 3444m, boca de pez y operó mismo a 3444.45m y sacó a superficie.

Metió zapata lavadora de 6 3/8” a 3444.45m, operó a 3476m y sacó a superficie. Metió PBOS de 6 1/8” a 3444.45 m y trabajó mismo sin lograr recuperar pez. Metió zapata lavadora de 6 3/8” a 3457 m, resistencia sin lograr vencer misma; observando al tiempo de atraso salir sedimento de aspecto arenoso; sacó a superficie y metió nueva a 3458 m a 3473.03 m, observó deslizamiento del empacador a 3493 m, sacó a superficie y metió PBOS a realizar operaciones de pesca recuperando en superficie 12.91 m de restos del empacador. Realizó operaciones de pesca con tarraja sin recuperar. Metió molino de 6 1/2” a 3470.36 m y operó a



3470.86 m. Continuó con las operaciones de pesca con tarraja de 5 3/4" y PBOS sin lograr recuperar pez. Metió zapata lavadora de 6 3/8" a 3477 m donde encontró resistencia franca y operó misma a 3486 m, sacó zapata lavadora y realizó operaciones de pesca con PBOS y tarraja logrando recuperar empacador al 100%. Metió molino cónico de 6 1/2" a 3488.34 m donde operó mismo recuperando en superficie 300 gramos de ripio, sacó molino a superficie. Metió niple aguja con canastas colectoras a 3489.30 m y operó en varias ocasiones venciendo resistencia a 3489.51 m. Sacó a superficie. Metió molino de 4 1/8" a 3492 m resistencias, operó molino a 3494 m y continuó metiendo libre a 3511 m; venció resistencias punteadas a 3538 m y rebajo cemento a 4032 m, suspendió por falta de avance; circuló y sacó a superficie, realizó cambio del mismo y metió a 3844 m resistencia y venció a 3900 m quedando libre; continuó metiendo a 4002 m resistencia venciendo a 4032 m, levanto molino a 4000 m reparó falla de equipo, rebajo cemento a 4506 m (recuperó 400 Kg de cemento y 1.5 Kg de ripio), por falta de avance, circuló y saco a superficie cambio cabezal de producción por Vetco 11" 5M x 9" 10M e instaló CSC. Metió barrena PDC de 4 1/8" a 4392 m, intentó incrementar densidad al sistema sin lograrlo por incremento de presión a 4000 psi; levantó barrena a 3422 m, homogenizó columnas a 0.89 gr/cc, metió barrena a 4372 m resistencia; Operó barrena venciendo resistencia a 4506 m, rebajo cemento a 4875 m, suspendió por falla de bombas, levantó barrena a 3480 m reparo bombas (en primeras tres lingadas se observó arrastre de 4-5 Ton), metió barrena a 4738 m intentó circular sin éxito por incremento de presión, saco barrena a superficie saliendo tapada y algunos tramos de T.P abocinados, metió misma barrena libre a 4875 m fondo rebajado y rompiendo circulación cada 200 m, circulo homogenizando columnas y rebajo cemento a 5164 m donde observo bajar viscosidad del lodo, levanto barrena a 5020 m circulo recuperando 80 Kg de cemento para un Total de 800 Kg recuperados, bajo barrena a 5164 m fondo, intento romper circulación sin lograrlo, levanto barrena a 3494 m circulo recuperando 40 Kg de cemento y bajo a 5121 m circulo y saco a superficie por observar alta presión en el sistema.

Metió niple de aguja 2 7/8" a 5163, con unidad de alta presión circulo Q=1.8 BPM PB= 5150 psi recuperando 8 Kg de cemento y saco a superficie, metió barrena PDC 4 1/8" a 5164 m, rebajo cemento a 5263 m, observo perdida de 2 m<sup>3</sup>/hr de lodo FAPX, intento seguir rebajando cemento sin éxito por intentos de atrapamiento, saco barrena a superficie, metió aparejo de limpieza a 5263 m circulo recuperando 12 Kg de cemento y perdida de 14 m<sup>3</sup> de lodo, saco

a superficie, metió molino 4 1/8" y rebajo cemento a 5602 m con fallas de bombas y recuperando en superficie cemento y asfáltenos y ripio, saco molino a superficie.

### 3.6 Registros tomados en las zonas de interés

Tabla 3. 8 Registros tomados en la zona de interés.

Intervalo (m.d.b.m.r.)		Registro	Observaciones
De	A		
50	1010	AIT	
3068	5010	AIT/CNL	
3060	5010	DR-CAL	
5797	5015	DLL, MSFL, GR, SÓNICO DE POROSIDAD, REGISTROS DE ECHADOS	
5800	5015	CNL	

### 3.7 Temperaturas reales

Tabla 3. 9 Temperaturas reales.

Profundidad desarrollada (m)	Profundidad vertical (m)	Temperatura (°C)	Registro	Fecha
5800	5788.230	152		05-01-07

### 3.8 Diseño de fluidos de intervención

Tabla 3. 10 Diseño de fluidos de intervención.

Tipo	Descripción	Densidad (gr/cm <sup>3</sup> )	Volumen m <sup>3</sup>	Observaciones
Aireado	Fapx	0.86	150	Libre de sólidos
Agua	Dulce	1	100	Libre de sólidos

### 3.9 Diseño de aparejo de producción

Tabla 3. 11 Diseño de aparejos de producción.

Intervalo (m.d.b.m.r.)		Descripción	D. E (Pg)	Gra do	Pes o (Lb/ft)	Junta	D.I. (Pg)	Dri ft (Pg)	Resist		Resistencias tensión (Klbs)	
De	A								Pre s inter pg	Col ap psi	Tub o	Jun ta
5345	5344 .8	Zapata guía	2 7/8"		6.4	8 h.r.r	1.9					
5344 .8	5343 .6	Emp. Perm. Con soldador hidráulico J	3. 96 8		18	8 h.r.r	1.87					
5343 .6	5343 .0	Ancla de sellos	2 3/8"		6.4	8 h.r.r	1.99					
5343 .0	5131 .0	TP 2 3/8	2 3/8"	N-80	6.4	8 h.r.r	1.99	1.9 01	112 0	1178 0	1040 00	1040 0
5131 .0	5129 .8	Emp. Perm. Con soldador hidráulico J	3. 96 8		18	8 h.r.r	1.87					
5129 .8	5129 .2	Ancla de sellos	2 7/8"		6.4	8 h.r.r	1.87					
5129 .2	5129 .0	Comb. P 2 3/8" 8h.r.r.x c 2 7/8" Vtop	2 7/8"			8 h.r.r/V top	1.9	1.9 01	112 00	1178 0	1040 00	1040 00

5129 .0	4989 .0	TP 2 7/8"	2 7/8"	TRC- 95	6.4	VTOP	2.4	2.3 47	112 30	1182 0	1540 00	1540 00
4989 .0	4980 .0	1 TP 2 7/8" C/ orificio de 3/4	2 7/8"	TRC- 95	6.4	VTOP	2.42 .4	2.3 47	112 30	1182 0	1540 00	1540 00
4980 .0	3487 .0	TP 2 7/8"	2 7/8"	TRC- 95	6.4	VTOP	2.4	2.3 47	112 30	1182 0	1540 00	1540 00
3487 .0	3486 .8	Combi nación P) 2 7/8" VTOP C) 4 1/2 VTOP	3 1/2"	TRC- 95	12.6	VTOP	3.96	2.3 47	112 30	1182 0	1540 00	1540 00
3486 .8	18.9	N TP 4 1/2"	4 1/2"	TRC- 95	12.6	VTOP	2.75	3.8 33	100 10	8410	3420 00	3420 00
18.9	18.7	Combi nación P) 4 1/2" VTOP C) 3 1/2" Mvam	4.5	TRC- 95	12.6 - 12.7	VTOP/ Mvam	2.75	2.6 25	178 10	1818 0	3500 00	3500 00
18.7	9.7	Colado r 11" x 3 1/2"	3 1/2"	TRC- 95	12.7	Mvam	2.75	2.6 25	178 10	1818 0	3500 00	3500 00
9.7	9.5	EMR	11"			Mvam		2.6 25				
9.5	0.0											

Nota. Consultar anexo A: Diseño de aparejo de producción (WELLCAT) para ampliar la información.

### 3.9.1 Presiones críticas durante los tratamientos programados

Descripción	Presión en el aparejo de producción		Gasto	Observaciones
	Superficie	Fondo		
Deslazamiento	4000	4500	4	Lodo Fax por N2
Estimulación	4500	5000	5	Estimulación nitrogenada

Tabla 3. 12 Presiones críticas durante tratamientos programados.

### 3.10 Distribución del empacador y accesorios

Sección (m)		Descripción	Conexión	D.E. (Pg)	D.I. (Pg)	Drift (Pg)	Grado	Peso (lb/pie)
De	A							
5345	5344.8	Zapata guía	8 h.r.r	2 7/8"	1.9			4.6
5345	5343.6	Emp. Perm. Con soltador hidráulico J	8 h.r.r	3.968	1.8			18
5344	5343.0	Ancla de sellos	8 h.r.r	2 3/8"	1.9			
5131	5129.8	Emp. Perm. Con soltador hidráulico J	8 h.r.r	3.968	1.8			18
5130	5129.2	Ancla de sellos	8 h.r.r	2 7/8"	1.9			

Tabla 3. 13 Distribución del empacador y accesorios.

### 3.11 Diseño de disparos por intervención

Nota. Consultar Anexo B: Diseño de disparos (WEM), para más información.

Interv alo (m)	Tipo y diáme tro de pisto- las (pg)	Densid ad de cargas (c/m)	Fase (grad os)	Penetrac ión (pg)	Diáme tro de orifici o (pg)	Tem p. De traba jo (°C)	Tipo de explosi vo	Técni ca de dispa ro	Observa ción
5525- 5577	3 3/8	20	60	12.26	0.4	157	HMX	TCP	

Tabla 3. 14 Diseño de disparos por intervención.

### 3.12 Programa de actividades y tiempos de intervención

Tabla 3. 15 Distribución de tiempos por intervención.

No.	Descripción de la operación	Tiempo																																											
		Tiempo (hrs.)	Tiempo (días.)	Acumulado (días)																																									
1	<p><b>Reconocer profundidad interior</b></p> <p>Con molino 4" TP 2 7/8" y 3 1/2" reconocer PI a 5602 m circular y sacar a superficie.</p> <p>(Procedimientos Operativos núm. 223-21100-PO-411- 107, 150, 159, 210, 211)</p>	24	1	1																																									
2	<p><b>Limpieza de pozo</b></p> <p>Meter niple de aguja 2 7/8", Water Melon para TR 5" 18 lb/pie y cepillos a reconocer PI y sacar a superficie.</p> <p>(Procedimientos Operativos núm. 223-21100-PO-411- 211)</p>	48	2	3																																									
3	<p><b>Registro rayos gama de correlación.</b></p> <p>Tomar registro rayos Gamma para corroborar profundidad interior</p>	12																																											
4	<p><b>Aislar intervalo 5595-5640 m.</b></p> <p>Meter retenedor 5" 18 lb/pie para anclar en ciego con marca radioactiva, meter a 5590 m, efectuar registró RG-CCL, con marca radioactiva ajustar profundidad de anclaje a 5590 m, anclar retenedor y sacar soldador a superficie.</p>	24	1	4																																									
5	<p><b>Disparar pozo</b></p> <p>Con pistolas TCP disparar el 5525-5577 m. Aparejo de pistolas TCP.</p>	72	3	7																																									
	<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Descripción</th> <th>OD</th> <th>ID</th> <th>LONG</th> <th colspan="2">Intervalo</th> </tr> <tr> <th>(pg)</th> <th>(pg)</th> <th>m</th> <th>(m.d.b.m.r.)</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Tapón guía</td> <td>3.38</td> <td>N/A</td> <td>0.26</td> <td>5577.26</td> <td>5577</td> </tr> <tr> <td>Cañón TCP 3 3/8" 20 c/m F-60° cargas PJ-3406 HMX</td> <td>3.38</td> <td>N/A</td> <td>52</td> <td>5577</td> <td>5525</td> </tr> <tr> <td>Espaciador de pistolas</td> <td>3.38</td> <td>N/A</td> <td>3</td> <td>5525</td> <td>5522</td> </tr> <tr> <td>Cabeza de disparo</td> <td>3.38</td> <td>2.4</td> <td>2.71</td> <td>5522</td> <td>5519.29</td> </tr> <tr> <td>1 TP 2 7/8" 8 hrr</td> <td>2.87</td> <td>2.4</td> <td>7.96</td> <td>5519.29</td> <td>5511.33</td> </tr> </tbody> </table>				Descripción	OD	ID	LONG	Intervalo		(pg)	(pg)	m	(m.d.b.m.r.)		Tapón guía	3.38	N/A	0.26	5577.26	5577	Cañón TCP 3 3/8" 20 c/m F-60° cargas PJ-3406 HMX	3.38	N/A	52	5577	5525	Espaciador de pistolas	3.38	N/A	3	5525	5522	Cabeza de disparo	3.38	2.4	2.71	5522	5519.29	1 TP 2 7/8" 8 hrr	2.87	2.4	7.96	5519.29	5511.33
	Descripción					OD	ID	LONG	Intervalo																																				
					(pg)	(pg)	m	(m.d.b.m.r.)																																					
	Tapón guía				3.38	N/A	0.26	5577.26	5577																																				
	Cañón TCP 3 3/8" 20 c/m F-60° cargas PJ-3406 HMX				3.38	N/A	52	5577	5525																																				
Espaciador de pistolas	3.38	N/A	3	5525	5522																																								
Cabeza de disparo	3.38	2.4	2.71	5522	5519.29																																								
1 TP 2 7/8" 8 hrr	2.87	2.4	7.96	5519.29	5511.33																																								

Válvula para generar presión diferencial	4	2.25	0.65	5511.33	5510.68
3 TP 2 7/8" 8 hrr	2.87	2.4	23.88	5510.68	5486.8
Niple con marca radioactiva	3.75	2.4	3.1	5486.8	5483.7
Comb 2 7/8" 8hrr x 2 7/8" WT-26	4.5	2.9	0.45	5483.7	5483.25
N TP 2 7/8" WT26 10.4 lb/pie	2.85	2.4	2000	5483.25	3483.25
Comb 2 7/8" WT 26 a 3 1/2"	4.5	2.4	0.45	3483.25	3482.8
N TTP 3 1/2"	3 1/2	2.4	3477.3	3482.8	5.5
2 TP CORTOS	3 1/2"	2.4	6.5	5.5	-1
ÁRBOL ALIJO	4.4	2.4		-1	-1

✓ Efectuar junta de seguridad con el personal involucrado, antes de armar pistolas, durante el disparo y al sacar pistolas a superficie.  
 ✓ Revisar que la tubería esté libre de cascarria para evitar problemas de taponamiento y falta de represionamiento para activar disparos.  
 ✓ En seno de fluido de polimérico de 1.02 gr/cm<sup>3</sup> meter aparejo a 5665 m, tomar registro RG-CCL con la finalidad de ajustar longitud entre pistolas y marcar radioactivas, con recomendaciones y supervisión Schlumberger.  
 ✓ Instalar árbol de alijo y líneas de control, probar con 8000 psi
 

- ✓ Efectuar registro RG para ajuste de disparo correlacionando registro inductivo y marca radioactivas.
- ✓ Lanzar barra activadora de disparo y esperar viaje.

**Nota:** en caso de no observar manifestación de los disparos con línea de acero pescar barra de disparo para analizar si el sello de bronce indica que se detono cabeza de disparo.

Al sacar cañones en superficie tomar medidas extremas de seguridad si se hubiese duda de haberse detonado pistolas.

(Procedimientos Operativos núm. 223-21100-PO-411- 102, 211 Cia de servicio.)

<b>Meter primer empacador.</b>						48	2	9
Armar y meter empacador permanente con tubería de trabajo calibrando asegurando el paso de 1 ½".								
Descripción	OD (pg)	ID (pg)	LONG m	Intervalo (m.d.b.m.r.)				
Zapata guía	2 7/8"	2.4	0.2	5345	5344.8			
Empacador permanente con soldador hidráulico J	3.968	2.39	1.2	5344.8	5343.6			
Combinación P) 2 3/8" 8 hrr C) 2 7/8" WT-26 10.4 lb/pie	3 ½"	2.4	0.67	5343.6	5342.93			
N TP 2 7/8" WT26 10.4 lb/pie.	2.85	2.4	1860	5342.93	3482.93			
Comb 2 7/8" WT 26 a 3 ½"	4.5	2.4	0.45	3482.93	3482.48			
N TTP 3 ½" de trabajo	3 ½	2.4	3483	3482.48	-0.52			
<p>Recomendaciones en la introducción.</p> <p>Colocar grasa en piñón de TP y no en caja.</p> <p>Tener siempre a la vista el conejo antes de conectar el tubo.</p> <p>Evitar cambios bruscos de velocidad de introducción.</p> <p>En BL pasar a mínima velocidad hasta asegurar que el empacador este dentro de TR de 5".</p> <p>En caso de resistencia no cargar más de 1.8 Ton, en caso de circular no exceder 500 psi de presión no rotar sarta, en caso de presentarse este caso sacar empacador a superficie para revisar.</p> <p><b>Anclaje:</b></p> <p>Lanzar canica de 1 7/16" y esperar viaje ( 6 min/305 m = 1.8 Hrs)</p> <p>Represionar TP a 2500 psi y tensionar sarta de 8 a 12 Ton para liberar empacador</p> <p>Anclar empacador con presión de 1800 psi y expulsar asiento con 3800 psi.</p> <p>Sacar soltar a superficie.</p>								
<b>Meter segundo empacador.</b>						48	2	11
Con mismas recomendaciones anteriores meter empacador permanente con la siguiente sarta.								
Descripción	OD (pg)	ID (pg)	LONG m	Intervalo (m.d.b.m.r.)				
Ancla de sellos	2 3/8"	1.99	1	5344	5343			
TP 2 3/8" N-80 8 hrr	2 3/8"	1.99	212	5343	5131			



	Empacador FAB 1 5" 18 lb/pie Empacador permanente con soltador hidráulico J	3.968	2.39	1.2	5131	5129.8					
	Combinación P) 2 3/8" 8 hrr C) 2 7/8" WT-26 10.4 lb/pie	3 1/2"	2.4	0.67	5129.8	5129.13					
	N TP 2 7/8" WT26 10.4 lb/pie	2.85	2.4	2593	5129.13	2536.13					
	Comb 2 7/8" WT 26 a 3 1/2"	4.5	2.4	0.45	2536.13	2535.68					
	N TTP 3 1/2"	3 1/2	2.4	2536	2535.68	-0.32					
	<p>Conectar ancla de sellos a primer empacador verificando con 5 Ton de peso y tensión  Lanzar canica y esperar viaje, anclar y soltar empacador como anterior.  Sacar soltador a superficie.</p>										
8	<p align="center"><b>Meter aparejo de producción.</b></p> <p align="center">Meter aparejo de producción como se describe</p>										
	<b>Descripción</b>		<b>OD (pg)</b>	<b>ID (pg)</b>	<b>LONG m</b>	<b>Intervalo (m.d.b.m.r.)</b>					
	Ancla de sellos		2 7/8"	2.4	0.2	5131	5130.8				
	Combinación P) 2 3/8" 8 h.r.r. C) 2 7/8" VTOP		2 7/8"	2.4	0.2	5130.8	5130.6				
	TP 2 7/8" VTOP 6.4 lb/pie		2 7/8"	2.4	140	5130.6	4990.8				
	1 TP 2 7/8" VTOP 6.4 lb/pie c/ orificio de 3/4"		2 7/8"	2.4	9	4990.8	4981.8				
	TP 2 7/8" VTOP 6.4 lb/pie		2 7/8"	2.4	1493	4981.8	3488.8				
	Combinación P) 2 7/8" VTOP C) 4 1/2" VTOP		3 1/2"	2.4	0.2	3488.8	3488.13				
	N TP 4 1/2" TRC-95 12.6 lb/pie		4 1/2"	3.958	3469.23	3488.13	18.9				
	Combinación P) 4 1/2" VTOP x C) 3 1/2" Mvam		4.5	2.75	0.2	18.9	18.7				
	2 Tramos cortos TP 3 1/2" TRC95 12.7 lb/pie Mvam		3 1/2	2.75	9	18.7	9.7				
Colador 11" x 3 1/2"		11"	2.75	0.2	9.7	9.5					
EMR				9.5	9.5	0.00					
							48	2		13	

	<p>Efectuar ajuste, enchufar Ancla de sellos a 2° emparador y probar con tensión, sentar bola colgadora y apretar yugos.  Nota: la TP 2 7/8" lleva orificio de 3/8" a la profundidad de 4950 m.</p>			
9	<p><b>Cambio de conexiones superficiales de control.</b></p> <p>a. Instalar válvula H  b. Eliminar campana, línea de flote, charola ecológica y conjunto de preventores  c. Instalar medio árbol de válvulas 9" x 3 1/8" x 2 9/16" 10M y líneas superficiales de control  d. Recuperar válvula "H"  e. Efectuar las pruebas de árbol de producción y C.S.C. con 8,000 psi.</p> <p>(Procedimientos Operativos núm. 223-21100-PO-411-097,156,097)</p>	48	2	15
10	<p><b>Desmantelar equipo</b></p>	192	8	23
11	<p><b>Inducción de pozo</b></p> <p>Con pozo alineado a presa de quemar, abrir estrangulado por 1/4" para desalojar lodo de control.  Instalar Tubería flexible de 1 1/4" y bajar con circulación de nitrógeno hasta reconocer a 5580 m, circular induciendo pozo</p> <p><b>En caso de no aportar el pozo</b></p> <p>a. Colocar 5 m3 de HCL al 15% frente a los intervalos y sacar TF a superficie.  b. Con inyección de nitrógeno efectuar prueba de admisión.</p>	96	4	27

	<p>c. Inducir pozo con bombeo de Nitrógeno por espacio anular.</p> <p>(Procedimientos Operativos núm. 223-21100-PO-411-010, 114, 219)</p>			
12	<p><b>Apertura del pozo y definición de intervalo 5670-5620 m</b></p> <p><b>Consideraciones:</b></p> <p><b>Al aportar aceite y gas:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Con pozo estrangulado por ¼” a batería observar respuesta y estabilización del aporte. <ul style="list-style-type: none"> <li>• Evaluar comportamiento del pozo</li> <li>• Recuperar muestras de aceite y/o agua en superficie para efectuar pruebas de compatibilidad con sistemas ácidos de tratamiento. <ul style="list-style-type: none"> <li>• Definir la producción de agua.</li> </ul> </li> </ul> </li> <li>2. Cerrar pozo y tomar registro de gradientes hasta 5645 m, (nivel medio de disparos) y tomar muestras de fondo.</li> </ol> <p>(Procedimiento Operativo núm. 223-21100-PO-411-218 y 219). (Procedimiento Operativo núm. 204-21500-PO105.7, 109.7, 108.7)</p>	192	8	35
	<p><b>Estimulación de limpia</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Bombear precolchón de Nitrógeno, seguido Acido, Divergentes y Soluciones no acidas cuyos volúmenes se definirán de pruebas de medición y muestras de superficie y fondo.</li> </ul> <p><b>Observaciones:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>a. Bombeando N2 por espacio anular ayudar al pozo a desalojar fluidos de tratamiento.</li> <li>b. De ser necesario bajar con TF 1 ½” con agua PH-11 atomizada con nitrógeno.</li> <li>c. Aforar pozo en medición de hidrocarburos y agua</li> </ol> <p>(Procedimiento Operativo núm. 223-21100-PO-411-213, 218).</p>	72	3	38
	<b><u>TOTAL, DÍAS</u></b>	<b>30</b>	<b>DÍAS</b>	

### 3.13 Estado mecánico programado

#### Objetivo de la intervención

Redisparar intervalo 5630-5665 m, anexas el intervalo 5585-5605m con pistolas TCP 3 3/8”, en caso de no reconocer P.I. disparar los intervalos 5585-5605 m y 5515-5545 m aislando entre empacadores los intervalos (actuales) 5152-5164 y 5188-5200 m, quedando aparejo de producción 2 3/8”- 2 7/8” y 4 1/2” con un orificio de 3/4” a la profundidad de 4950m.

Tabla 3. 16 Columna de Lodos.

Columna de lodos		
Profundidad	Tipo de lodo	Densidad
0-1010	BENT	1.08-1.31
1010-3084	LSE	1.30-1.55
3084-5015	DRILEX	1.55
5015-5800	LSE	1.28-1.30

Tabla 3. 17 Distribución de tuberías de revestimiento.

Distribución de tuberías de revestimiento			
Profundidad	Diámetro	Grado	Peso
50	24		
1004	16	K-55 8HRR	84
0-600	10 3/4	P 110, BCN	60.7
600-2050	10 3/4	P 110, BCN	55.5
2050-3068	10 3/4	P 110, 8HRR	60.7
0-910	7 5/8	C 75, VAM	39
910-2356	7 5/8	P 110, 8HRR	33.7
2356-2845	7 5/8	P 110, BCN	39
2844-5015	7 5/8	V-150, BCN	39
3492-4817	5	P-110, BCN	18
4817-5800	5	P-110, BCE	18

Tabla 3. 18 Intervalos Probados.

Intervalos Probados				
Intervalo	Formación	Pistolas Empleadas	Etapas	Estado Actual
5595-5640	J.S.T.4	EJ 1 11/16" 13 cm	Terminación	Aislado
5322-5297		SC 2" 13cm	Terminación	ABTO.
5285-5335	J.S.K	SC 2" 13cm	Terminación	ABTO.
5166-5200	K.I	SC 2" 13cm	Terminación	OBT.
5148-5162		SC 2" 13cm	RMA 1 S/EQ	OBT
5175-5166	KSAN K.I	UJ 2 1/8" 13 c/m F-60	RMA 2 S/EQ	OBT.
5150-5142		UJ 2 1/8" 13 c/m F-60	RMA 2 S/EQ	OBT
5150-5142		UJ 2 1/8" 13 c/m F-60	RMA 2 S/EQ	
5525 - 5577		TCP 3 3/8" 20 c/m F-60°	RMA3	PROG.

Tabla 3. 19 Diámetros de las tuberías.

Descripción	OD (pg)	ID (pg)	Long (m)	Intervalo (m.d.b.m.r.)	
Zapata guía	2 7/8"	1.9	0.2	5345	5344.8
Emp. Perm. Con soltador hidráulico J	3.968	1.8	1.2	5344.8	5343.6
Ancla de sellos	2 3/8"	1.99	0.6	5343.6	5343.0
T.P 2 3/8" N-80 8 hrr	2 3/8"	1.99	212	5343.0	5131.0
Emp. Perm. Con soltador hidráulico J	3.968	1.8	1.2	5131.0	5129.8
Ancla de sellos	2 7/8"	1.9	0.6	5129.8	5129.2
Comb. P) 2 3/8" 8 h.r.r. x C) 2 7/8" Mvam	2 3/8"	1.9	0.2	5129.2	5129.0
TP 2 7/8" MVAM 6.4 LB/PIE	2 7/8"	2.4	140	5129.0	4989.0
TP 2 7/8" MVAM 6.4 LB/PIE c/ orificio de 3/4"	2 7/8"	2.4	9	4989.0	4980.0
TP 2 7/8" MVAM 6.4 lb/pie	2 7/8"	2.4	1493	4980.0	3487.0
Combinación P) 2 7/8" MVAM C) 4 1/2" MVA	3 1/2"	2.4	0.2	3487.0	3486.8
N TP 4 1/2" TRC-95 12.6 lb/pie	4 1/2"	3.96	3468	3486.8	18.9
combinación P) 4 1/2" Mvam C) 3 1/2" Mvam 9.2 lb/pie , TRC-95	4.5	2.75	0.2	18.9	18.7
2 tramos cortos TP 3 1/2" Mvam 9.2 LB/PIE TRC-95	3 1/2	2.75	9	18.7	9.7

Colador 11" x 3 1/2"	11"	2.75	0.2	9.7	9.5
EMR			9.5	9.5	0.0

Tabla 3. 20 Columna Geológica.

Columna Geológica	
Formación	Prof.
Paraje solo	Aflora
Filísola	887
Concepción Sup.	1100
Concepción Inf.	1205
Depósito	1482
Oligoceno	3560
Eoceno	3855
Paleoceno	4450
KSMZ	4744
KSSF	4966
KSAN	5108
KI	5155
JST 1	5244
JST 2	5372
JST 3	5469
JST 4	5563
JST 5	5646
JST 6	5739
PT	5800

Tabla 3. 21 Fechas programadas

para el desarrollo del mantenimiento del pozo.

Fechas	Inicio	Termino	Días
Perforación	2/feb/82	5/dic/82	307
Terminación	6/dic/82	2/abr/83	118
RMA 1	15/may/92	15/may/92	1
RMA 2	3/jun/99	9/jun/99	7
RMA 3	27/may/07	17/ago/07	83

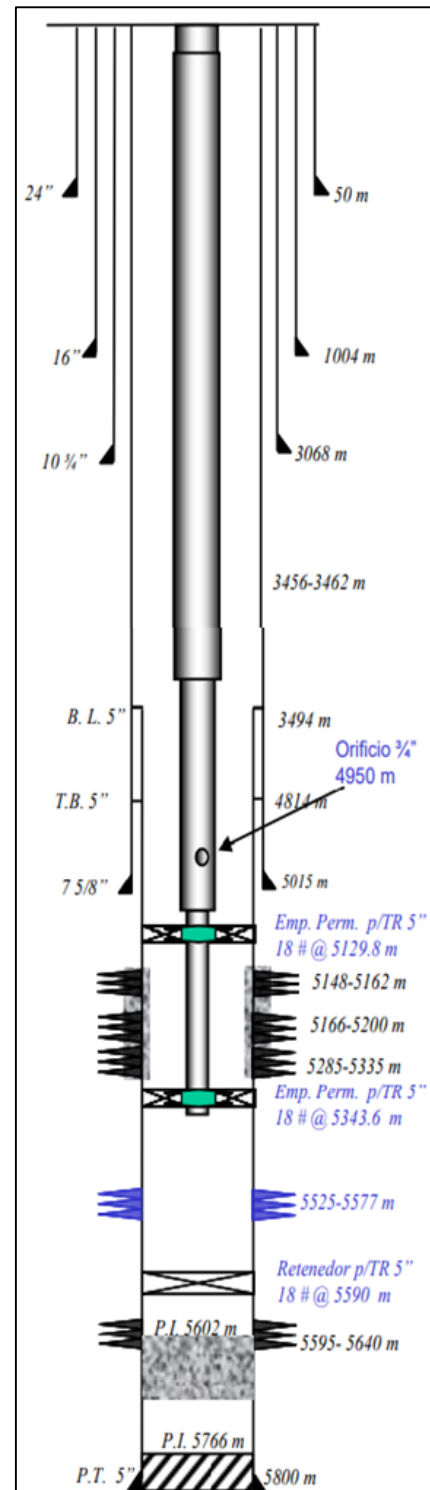


Figura 3. 2 Estado Mecánico Programado.

### 3.14 Requerimiento de equipos, materiales y servicios

Tabla 3. 22 Requerimientos de equipos, materiales y servicios.

Descripción	Observaciones
Equipo 527 Cia IPC	Meter y sacar tubería
Unidad de alta presión	Bombos diversa estimulación, cementación.
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 prueba	Prueba de líneas y conexiones superficiales de control
Línea acerada	Registros de presión de fondo, calibraciones de aparejo

### 3.15 Características del equipo de intervención

Tabla 3. 23 Características del equipo de intervención.

Unidad	Marca	Modelo	Cant.	Capacidad
Mástil	INDECO	FULL VIEW	1	293182 lb Altura 139 pies
Corona	INDECO		1	300 Ton
Polea viajera	CONTINENT AL EMSCO	RA-44-5-350 TB	1	350 Ton
Gancho	B.J. UNIMATIC	5350	1	350 Ton
Unión giratoria	NATIONAL	P-400	1	400 Ton
Mesa rotaria	INDECO		1	500 Ton
Malacate	INDECO	HYDRAIR H7-11	1	1000 HP
Motores del malacate	CATERPILLAR	D-346	3	390 HP C/U
Malacate de maniobras	I RAND	CONTROL LOCAL	2	2500 y 4000 lb
Bombas de lodo	GARDNER DENVER	PZ-8	2	750 HP c/u
Generadores c.a.	FAB BURGOS		2	
Bomba para operar preventores	KOOMEY	160-115	1	3000 psi
Montacargas para preventores				
Agitadores de lodo				

Árbol estrangulación				
----------------------	--	--	--	--

Nota. Consultar anexo C y C1, para conocer los requerimientos de la sarta de trabajo y de disparos TCP. La sarta es la combinación de la columna de perforación, el arreglo de fondo de pozo y cualquier otra herramienta utilizada para que la barrena gire en el fondo del pozo.

### 3.16 Seguridad ecológica

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 PEP. Asimismo, deberá cumplir con los términos y condicionantes establecidos en el resolutivo emitido por SEMARNAT.

Tabla 3. 24 Matriz para identificar los requerimientos específicos que obligadamente deben cumplirse.

<b>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”</b>	
<b>III. REQUERIMIENTOS ESPECÍFICOS</b>	<b>CASOS EN LOS QUE DEBEN SOLICITARSE Y VERIFICARSE CADA REQUERIMIENTO ESPECIFICO DEL ANEXO “S”, DEPENDIENDO DEL ALCANCE O ACTIVIDAD INCLUIDA EN EL CONTRATO</b>
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
<b>III.1.13. Trabajos con riesgo</b>	
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
<b>III.1.14. Dispositivos de seguridad para vehículos y equipos de trabajo</b>	



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
<b>III.1.15 Señalización e identificación de productos y equipos</b>	
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
<b>III.1.16 Respuesta a emergencias</b>	
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
<b>III.1.17 MANUALES</b>	
III.1.17.1	Cuando se suministren equipos a PEP
<b>III.2.SALUD OCUPACIONAL</b>	
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
<b>III.2.3 Ruido en el ambiente laboral</b>	
III.2.3.1	Cuando se utilice maquinaria o equipos
<b>III.2.4 Atlas de riesgo</b>	
III.2.4.1	Cuando se le arrienden u operen instalaciones petroleras a PEP
<b>III.2.5 Iluminación</b>	
III.2.5.1	Cuando se instalen dispositivos de iluminación
<b>III.2.6 Alimentación, hospedaje y control de plagas</b>	
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
<b>III.2.7 Servicio Médico</b>	
III.2.7.1	Cuando se cuente con servicio médico propio en las instalaciones petroleras
<b>III.3 PROTECCIÓN AMBIENTAL</b>	
<b>III.3.1 Estudios de riesgo ambiental</b>	
III.3.1.1	Cuando se especifiquen en los anexos del contrato
<b>III.3.2 Reporte de cumplimiento ambiental</b>	
III.3.2.1	

III.3.2.2	Cuando la autoridad emita términos y condicionantes para las actividades incluidas en el alcance del proyecto
<b>III.3.3 Agua</b>	
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
<b>III.3.4 Atmósfera</b>	
III.3.4.1	Cuando se utilicen equipos que funcionen con combustibles sólidos
<b>III.3.5 Residuos</b>	
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
<b>III.3.6 Ruido</b>	
III.3.6.1	Cuando se utilice maquinaria o equipo que emita ruido
<b>III.3.7 Seguros contra daños ambientales</b>	
III.3.7.1	Cuando se realicen actividades altamente riesgosas en instalaciones petroleras
<b>III.3.8 Planes de contingencia ambiental</b>	
III.3.8.1	Cuando se especifiquen en los anexos del contrato
<b>III.3.9 Auditorias ambientales</b>	
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. 25 Relación de los procedimientos básicos y críticos.

Numero de Procedimiento	Descripción
223-21100-PO-411-001	Procedimiento de inspección tubular
223-21100-PO-411-008	Procedimiento para despegar tubería
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-411-013	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-411-024	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 hidráulica.
223-21100-PO-411-091	Procedimiento para la instalación de conexiones superficiales de control.
223-21100-PO-411-092	Procedimiento para prueba hidráulica de cabezal y conjunto de preventores.
223-21100-PO-411-093	Procedimiento para pruebas hidráulicas de múltiple de estrangulación.

223-21100-PO-411-094	Procedimiento para prueba hidráulica 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-411-102	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 T.R.
223-21100-PO-411-112	Procedimiento para reconocer boca de T.R 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 toberas de revestimiento corridas.
223-21100-PO-411-201	Procedimiento para realizar cementaciones de tuberías de revestimiento superficiales con niple de sellos.
223-21100-PO-411-204	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 cimentación 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 bombeos 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.

## Capítulo IV: Resultados

En este capítulo se presenta el análisis e interpretación de resultados del Pozo terrestre Jujo 16, localizado en Huimanguillo Tabasco en el campo Jujo, el cual se intervino con el objetivo de obturar una zona productora de gas en el intervalo 5142-5162 m y redisparar los intervalos 5525-5560 m y 5325-5360 m siendo este último efectuado una estimulación ácida-no ácida. A través de los datos obtenidos en la reparación del pozo Jujo 16 se puede analizar mediante gráficas y tablas diferentes aspectos de dicha reparación los cuales muestran el desempeño del fluido utilizado, sus propiedades fisicoquímicas, los tiempos de operación y los tiempos no productivos. Estos datos serán de gran utilidad para realizar una comparativa de los datos programados vs los reales. Donde se desarrollará un análisis profundo de los problemas que surgieron durante la intervención del pozo y se le dará solución.

### 4.1 Resultados de la reparación mayor N°.3 del pozo Jujo 16

#### 4.1.1 Desempeño del fluido de control FAPX

##### Propiedades físico-químicas del fluido.

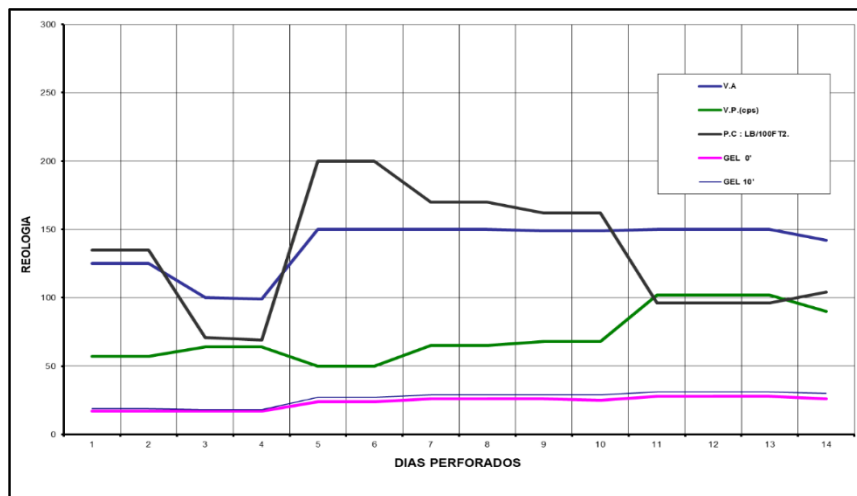


Figura 4. 1 Comportamiento reológico del fluido: FAPX durante la reparación del pozo: Jujo 16, equipo IPC-600.

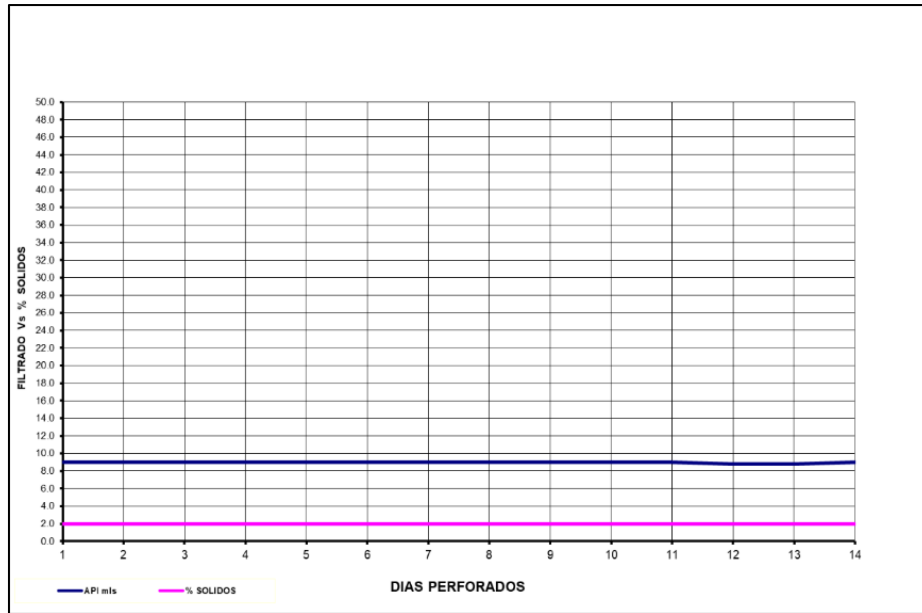


Figura 4. 3 Filtrado API y porcentaje de solidos del fluido: FAPX, durante la reparación.

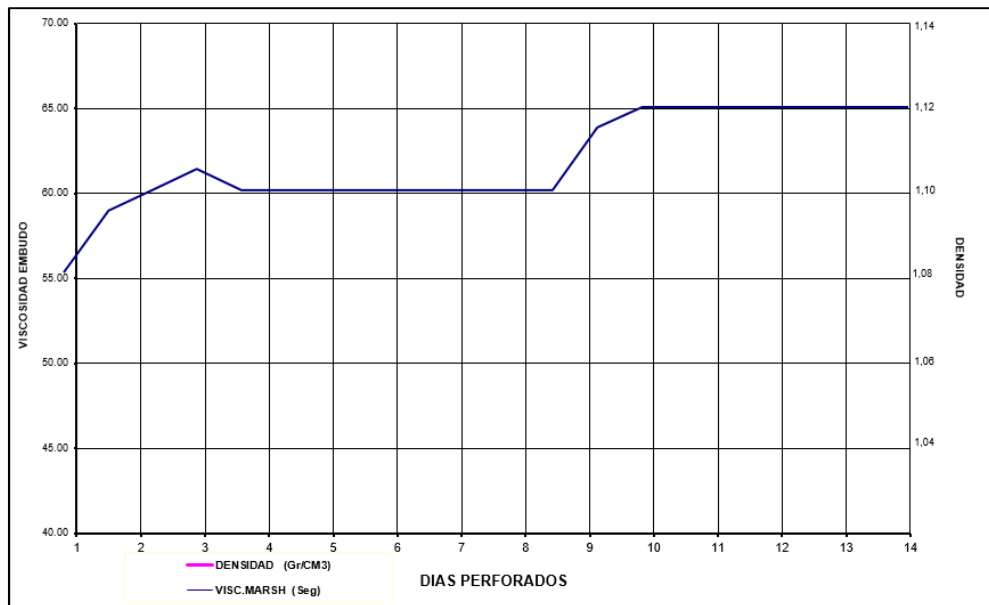


Figura 4. 2 Comportamiento de la Viscosidad Marsh y densidades del fluido: FAPX durante la reparación del pozo: Jujo 16, equipo IPC-600.

#### 4.1.2 Consumo de materiales químicos para mantenimiento del fluido

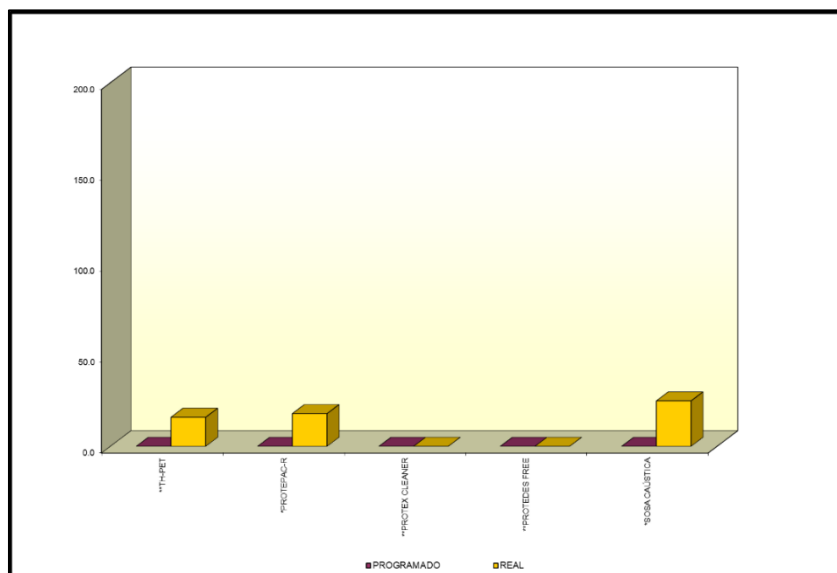


Figura 4. 4 Consumo de material químico utilizado en el fluido FAPX, en la intervención.

Tabla 4. 1 Consumo de materiales químicos para mantenimiento del fluido.

MATERIALES	PROGRAMADO	REAL
**TH-PET	0.0	16.00
*PROTEPAC-R	0.0	18.00
**PROTEX CLEANER	0.0	0.00
**PROTEDES FREE	0.0	0.00
*SOSA CAÚSTICA	0.0	25.00



#### 4.1.3 Balance de volúmenes del FAPX. Manejados, generados y perdidos durante la reparación del pozo.

Tabla 4. 2 Balance de volúmenes del fluido FAPX (primera sección de tabla).

No.	FECHA	PROF.	VOL. INIC. (M3)	VOL. APORT. X EL POZO	RECIBIDO		VOL. GENERADO POR					
					M3	DENS.	AGUA	DIESEL	BARITA	MAT. QUIM.	SALM.	TOTAL
1	01-jul-07	5766	177.00	0	0	0.86	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00	1.00
2	02-jul-07	5766	178.00	0	0	0.86	0.00	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00
3	03-jul-07	5766	178.00	0	0	0.86	0.00	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00
4	04-jul-07	5766	178.00	0	0	0.86	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00	1.00
5	05-jul-07	5766	179.00	0	0	0.86	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	06-jul-07	5766	179.00	0	0	0.86	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7	07-jul-07	5766	178.00	0	0	0.86	0.78	0.00	0.00	0.22	0.00	1.00
8	08-jul-07	5766	177.00	0	0	0.86	0.92	0.00	0.00	0.08	0.00	1.00
9	09-jul-07	5766	178.00	0	0	0.86	0.80	0.00	0.00	0.20	0.00	1.00
10	10-jul-07	5766	179.00	0	0	0.86	6.73	0.00	0.00	0.28	0.00	7.00
11	11-jul-07	5766	184.00	0	0	0.86	5.84	0.00	0.00	0.16	0.00	6.00
12	12-jul-07	5766	188.00	0	0	0.88	0.89	0.00	0.00	0.11	0.00	1.00
13	13-jul-07	5766	188.00	0	0	0.88	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
14	14-jul-07	5766	188.00	0	0	0.88	0.93	0.00	0.00	0.07	0.00	1.00
15	15-jul-07	5766	187.00	0	0	0.88	0.79	0.00	0.00	0.21	0.00	1.00
16	16-jul-07	5766	186.00	0	0	0.88	0.87	0.00	0.00	0.13	0.00	1.00
17	17-jul-07	5766	185.00	0	0	0.88	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
18	18-jul-07	5766	185.00	0	0	0.88	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
19	19-jul-07	5766	182.00	0	0	0.88	0.00	0.00	0.00	0.02	0.00	0.00
20	20-jul-07	5766	182.00	0	0	0.88	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
21	21-07-07	5766	182.00	0	0	0.88	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22	22-jul-07	5766	182.00	0	0	0.88	3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.00
23	23-jul-07	5766	184.00	0	0	0.88	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24	24-jul-07	5766	180.00	0	0	0.88	0.00	0.00	0.00	0.12	0.00	0.12
25	25-jul-07	5766	177.00	0	34	0.86	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
26	26-jul-07	5766	210.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
27	27-jul-07	5766	210.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
28	28-jul-07	5766	210.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.58	0.00	0.58
29	29-jul-07	5766	207.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.00	0.02
30	30-jul-08	5766	207.00	0	0		0.00	0.00	0.00	0.53	0.00	0.53
31	31-jul-08	5766	202.00	0	0		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 4. 3 Balance de volúmenes del fluido FAPX, continuación segunda sección.

No.	VOL. CONSUMIDO POR							ENVIADO PTA. Lodos		TOTAL	VOL. FINAL
	PRESA ECOLÓGICA	E.C.S.	PERD. FORM.	EVAP. BOMBAS SUPERF. MANTTO.	CONS. IMPREG	ENTRAM.	COMO ASENT.	M3	DENS.		
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	178.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	178.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	178.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	179.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	179.00
6	0.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	178.00
7	0.00	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.00	177.00
8	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	178.00
9	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	179.00
10	0.00	1.00	0.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.00	184.00
11	0.00	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.00	188.00
12	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	188.00
13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	188.00
14	0.00	1.00	0.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	187.00
15	0.00	0.00	0.00	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.00	186.00
16	0.00	1.00	0.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.00	185.00
17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	185.00
18	0.00	1.00	0.00	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.00	182.00
19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	182.00
20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	182.00
21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	182.00
22	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	184.00
23	0.00	2.00	0.00	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.00	180.00
24	0.00	2.00	0.00	1.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.12	177.00
25	0.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	210.00
26	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	210.00
27	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00	210.00
28	0.00	1.00	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	0.00	2.00	2.00	207.00
29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.00	0.00	207.00
30	0.00	1.00	0.00	4.53	0.00	0.00	0.00	0.00		5.53	202.00
31	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		0.00	202.00

Tabla 4. 4 Balance de volúmenes del fluido FAPX , continuación tercera sección

No.	FECHA	PROF.	VOL. INIC. (M3)	VOL. APORT. X EL POZO	RECIBIDO		VOL. GENERADO POR						
					M3	DENS.	AGUA	DIESEL	BARITA	MAT. QUIM.	SALM.	TOTAL	
30	30-jul-08	5766	207.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.53	0.00	0.53
31	31-jul-08	5766	202.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
32	01-ago-08	5766	202.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
33	02-ago-08	5766	202.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
34	03-ago-08	5766	202.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
35	04-ago-08	5766	202.00	0	0	0.00	4.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.00
36	05-ago-08	5766	206.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
37	06-ago-08	5766	189.00	0	0	0.00	57.00	0.00	0.00	0.00	0.21	0.00	57.21
38	07-ago-08	5766	193.00	0	20	0.86	0.00	0.00	0.00	0.00	1.04	0.00	1.04
39	08-ago-08	5766	198.00	0	18	0.86	0.00	0.00	0.00	0.00	0.10	0.00	0.10
40	09-ago-08	5766	200.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
41	10-ago-08	5766	190.00	0	20	0.86	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
42	11-ago-08	5766	185.00	0	18	0.86	0.00	0.00	0.00	0.00	0.17	0.00	0.17
43	12-ago-08	5766	194.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.28	0.00	0.28
44	13-ago-08	5766	193.00	0	17	0.86	0.00	0.00	0.00	0.00	0.45	0.00	0.45
45	14-ago-08	5766	208.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.33	0.00	0.33
46	15-ago-08	5766	207.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.12	0.00	0.12
47	16-ago-08	5766	207.00	0	0	0.00	4.00	0.00	0.00	0.00	0.45	0.00	4.45
48	17-ago-08	5766	202.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
49	18-ago-08	5766	202.00	0	18	0.86	0.00	0.00	0.00	0.00	0.39	0.00	0.39
50	19-ago-08	5766	192.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.31	0.00	0.31
51	20-ago-08	5766	191.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
52	21-ago-08	5766	187.00	0	18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
53	22-ago-08	5766	205.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
54	23-ago-08	5766	205.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.43	0.00	0.43
55	24-ago-08	5766	201.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.62	0.00	0.62
56	25-ago-08	5766	200.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
57	26-ago-08	5766	200.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
58	27-ago-08	5766	200.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
59	28-ago-08	5766	100.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
60	29-ago-08	5766	100.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
61	30-ago-08	5766	100.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
62	31-ago-08	5766	100.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
63	01-sep-07	5766	100.00	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
64	02-sep-07	5766	100.00	0	0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
65	03-sep-07	5766	100.00	0	36	0.86	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
66	04-sep-07	5766	136.00	0	58	0.9	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	58.00
67	05-sep-07	5766	188.00	0	0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
68	06-sep-07	5766	185.00	0	0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
69	07-sep-07	5766	179.00	0	1	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00
70	08-sep-07	5766	179.00	0	0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
71	09-sep-07	5766	179.00	0	0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
72	10-sep-07	5766	177.00	0	0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
73	11-sep-07	5766	177.00	0	0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
74	12-sep-07	5766	177.00	0	0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
75	13-sep-07	5766	177.00	0	0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
76	14-sep-07	5766	177.00	0	0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
77	15-sep-07	5766	97.00	0	20	1.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	20.00
78	16-sep-07	5766	117.00	0	20	1.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	20.00
79	17-sep-07	5766	137.00	0	0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
80	18-sep-07	5766	137.00	0	0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
81	19-sep-07	5766	137.00	0	0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
82	20-sep-07	5766	137.00	0	0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
83	21-sep-07	5766	137.00	0	0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
84	22-sep-07	5766	92.00	0	0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 4. 5 Balance de volúmenes del fluido FAPX , continuación cuarta sección.

No.	VOL. CONSUMIDO POR							ENVIADO PTA. Lodos		TOTAL	VOL. FINAL
	RECOR.	E.C.S.	PERD. FORM.	EVAP. BOMBAS SUPERF. MANTTO.	CONS. IMPREG	ENTRAM.	COMO ASENT.	M3	DENS.		
30	0.00	1.00	0.00	4.53	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.53	202.00
31	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	202.00
32	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	202.00
33	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	202.00
34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	202.00
35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	206.00
36	0.00	0.00	17.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	17.00	189.00
37	0.00	0.21	53.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	53.21	193.00
38	0.00	1.04	15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	16.04	198.00
39	0.00	1.10	15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	16.10	200.00
40	0.00	0.00	8.00	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.00	190.00
41	0.00	1.00	21.00	3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	25.00	185.00
42	0.00	1.17	7.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.17	194.00
43	0.00	1.28	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.28	193.00
44	0.00	2.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.45	208.00
45	0.00	1.33	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.33	207.00
46	0.00	0.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.12	207.00
47	0.00	0.45	9.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.45	202.00
48	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	202.00
49	0.00	0.39	28.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	28.39	192.00
50	0.31	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.31	191.00
51	0.00	1.00	3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.00	187.00
52	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	205.00
53	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	205.00
54	0.00	2.00	0.00	2.43	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.43	201.00
55	0.00	0.00	0.00	1.62	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.62	200.00
56	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	200.00
57	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	200.00
58	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	0.90	100.00	100.00
59	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00
60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00
61	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00
62	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00
63	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00
64	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00
65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	136.00
66	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.00	188.0
67	0.00	0.00	0.00	3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.00	185.0
68	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.00	179.0
69	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	179.0
70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	179.0
71	0.00	0.00	0.00	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.00	177.0
72	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	177.0
73	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	177.0
74	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	177.0
75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	177.0
76	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	80.00	0.89	80.00	97.0
77	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	117.0
78	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	137.0
79	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	137.0
80	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	137.0
81	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	137.0
82	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	137.0
83	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7	38	0.95	45.00	92.0
84	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0	0	0	92.0

#### 4.1.4 Distribución con problemas de espera

Tabla 4. 6 Distribución de tiempos normales, con problemas y espera Julio-Agosto.

DÍAS DE OPERACIÓN	30-07-07	31-07-07	01-08-07	02-08-07	03-08-07	04-08-07	05-08-07	06-08-07	07-08-07	08-08-07	09-08-07	10-08-07
<b>OPERACIONES NORMALES</b>												
OPERACIONES DE PISO			1.00	1.00				2.00	1.00	6.00	1.00	
PERFORA												
CEMENTA												
VIAJES	14.00	24.00	23.00	23.00	21.00	11.00	15.00	19.00	5.00	15.00	23.00	5.00
CIRCULA	8.00				3.00	2.00	7.00	3.00	18.00	1.00		1.00
REBAJA CEMENTO/ESPERA FRAGUADO												
GENERA / ACONDICIONA/DENSIFICA												
REGISTROS ELECTRICOS												
OPERA MOLINO	2.00					11.00	2.00					
DESPLAZA LODO												
REPASA Y AMPLIA AGUJERO												
PREPARA Y DESPLAZA BACHES												
<b>OPERACIONES CON PROBLEMATICA</b>												
SARTA ATRAPADA												
PESCA												
SIDE TRACK												
<b>ESPERAS</b>												
ESPERA MATERIALES/HERRAMIENTAS												
REPARACIONES (GENERAL)												
LOGISTICA												
CONDICIONES CLIMATOLOGICAS												
<b>TOTAL</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>	<b>22.00</b>	<b>24.00</b>	<b>6.00</b>

Tabla 4. 7 Distribución de tiempos normales, con problemas y espera agosto.

DÍAS DE OPERACIÓN	11/08/07	12/08/07	13/08/07	14-ago-06	15-ago-07	16-ago-07	17-ago-07	18-ago-07	19-ago-07	20-ago-07	21-ago-07
<b>OPERACIONES NORMALES</b>											
OPERACIONES DE PISO	1.00				2.00						
PERFORA											
CEMENTA											
VIAJES	19.00	3.00		5.00	1.00	11.00	24.00	19.00	24.00	1.00	5.00
CIRCULA						3.00		5.00			3.00
REBAJA CEMENTO/ESPERA FRAGUADO											
GENERA / ACONDICIONA/DENSIFICA LODO											
REGISTROS											
OPERA MOLINO	4.00	16.00	24.00	15.00		10.00				23.00	
DESPLAZA LODO											
REPASA Y AMPLIA AGUJERO											10.00
PLATICA SEGURIDAD											
<b>OPERACIONES CON PROBLEMATICA</b>											
SARTA ATRAPADA											
PESCA											
SIDE TRACK											
<b>ESPERAS</b>											
ESPERA MATERIALES/HERRAMIENTAS		5.00		4.00	21.00						6.00
REPARACIONES (GENERAL)											
EQUIPO SUSPENDIDO											
CONDICIONES CLIMATOLOGICAS											
<b>TOTAL</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>

Tabla 4. 8 Distribución de tiempos normales, con problemas y espera agosto.

DÍAS DE OPERACIÓN	22-ago-07	23-ago-07	24-ago-07	25-ago-07	26-ago-07	27-ago-07	28-ago-07	29-ago-07	30-ago-07	31-ago-07
<b>OPERACIONES NORMALES</b>										
OPERACIONES DE PISO										6.00
PERFORA										
CEMENTA										
VIAJES	15.00	20.00	19.00	17.00	12.00	1.00	21.00	23.00	18.00	18.00
CIRCULA		4.00	5.00			5.00				
REBAJA CEMENTO/ESPERA FRAGUADO										
GENERA / ACONDICIONA/DENSIFICA										
REGISTROS ELECTRICOS				6.00		7.00	1.00		5.00	
OPERA MOLINO										
DESPLAZA LODO						11.00	2.00			
REPASA Y AMPLIA AGUJERO										
PREPARA Y DESPLAZA BACHES				1.00				1.00	1.00	
<b>OPERACIONES CON PROBLEMATICA</b>										
SARTA ATRAPADA										
PESCA										
SIDE TRACK										
<b>ESPERAS</b>										
ESPERA MATERIALES/HERRAMIENTAS	9.00									
REPARACIONES (GENERAL)										
LOGISTICA						12.00				
CONDICIONES CLIMATOLOGICAS										
<b>TOTAL</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>

Tabla 4. 9 Distribución de tiempos normales, con problemas y espera septiembre.

DÍAS DE OPERACIÓN	01/09/07	02/09/07	03/09/07	04/09/07	05/09/07	06/09/07	07/09/07	08/09/07	09/09/07	10/09/07	11/09/07	12/09/07
<b>OPERACIONES NORMALES</b>												
OPERACIONES DE PISO				2.00				1.00	3.00	5.00	4.00	14.00
SACO HTA DE R.E												
METIO HTA DE R.E												
VIAJES	24.00	19.00	24.00	13.00	7.00	24.00	21.00	23.00	20.00	13.00	20.00	10.00
CIRCULA					4.00		3.00					
ORDEN Y LIMPIEZA												
TRABAJA SARTA		5.00										
INST U. REG. ELECTRICOS												
OPERA MOLINO				3.00	13.00							
DESPLAZA LODO				6.00								
DESMANTELA U.A.P								1.00				
ESPERA										6.00		
<b>OPERACIONES CON</b>												
SARTA ATRAPADA												
PESCA												
SIDE TRACK												
<b>ESPERAS</b>												
ESPERA												
REPARACIONES												
LOGISTICA												
CONDICIONES												
<b>TOTAL</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>

Tabla 4. 10 Distribución de tiempos normales, con problemas y espera agosto.

DIAS DE OPERACIÓN	13/09/07	14/09/07	15/09/07	16/09/07	17/09/07	18/09/07	19/09/07	20/09/07	21/09/07	22/09/07
<b>OPERACIONES NORMALES</b>										
OPERACIONES DE PISO	6.00			7.00	23.00	1.00	1.00	6.00	9.00	16.00
SACOMTA DE R.E			6.00							
METIOMTA DE R.E			7.00	7.00			1.00	10.00		
VIAJES	18.00	24.00	8.00	6.00		23.00	14.00			
CIRCULA										
ORDEN Y LIMPIEZA					1.00					
TRABAJA SARTA										
INST U. REG. ELECTRICOS			3.00				2.00	2.00		
OPERA MOLINO										
DESPLAZA LODO				4.00						
DESMANTELA U.A.P										
ESPERA							6.00	6.00	15.00	8.00
<b>OPERACIONES CON</b>										
SARTA ATRAPADA										
PESCA										
SIDE TRACK										
<b>ESPERAS</b>										
ESPERA										
REPARACIONES										
LOGISTICA										
CONDICIONES										
<b>TOTAL</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>	<b>24.00</b>



Figura 4. 5 Distribución de tiempos de operaciones normales, con problemas y espera. Durante la intervención del pozo: Jujo 16 equipo: IPC-600, etapa: reparación.

No. Reporte	Fecha	Prof.	Densidad	Resumen
1	01-Jul-07	5766	0.86	Se iniciaron los trabajos de mantenimiento de fluidos de control y lavado de pozos, salmuera y filtración en pozos de la región sur. Se metió zapata lavadora de 6 <sup>3/8</sup> " y corona de 6 <sup>1/2</sup> ". Se levantó zapata y canastas a la profundidad de 1800m.
2	02-Jul-07	5766	0.86	Se sacó Zapata lavadora 6 <sup>3/8</sup> " con corona de 6 <sup>1/2</sup> " y canastas colectoras de 5" a la superficie, llenando por E.A C/5 lingadas. Armó, midió y calibró tarraja derecha, lavó boca de pez. Levanta tarraja a la profundidad de 300m.
3	03-Jul-07	5766	0.86	Sacó tarraja de 5 3/4" a la superficie llenado por E.A. El volumen del acero extraído C/5 lingada. Total, recuperado 12.04 m. Diámetro mayor 6 <sup>3/8</sup> " y diámetro menor 5". Operó molino con PSM= 1/2 Ton, 90 RPM, torque relativo de 100-150 AMP. A la profundidad de 3488.34m.
4	04-Jul-07	5766	0.86	Saco molino cónico de 6 <sup>1/2</sup> " superficie, llenando por espacio anular el volumen de acero extraído C/5 lingadas. Circulo ciclo completo, en el inter preparo 3m <sup>3</sup> de bache viscoso, F/E, circulo hasta desplazar misma a superficie.
5	05-Jul-07	5766	0.86	Levanto niple aguja 2 <sup>7/8</sup> " y canasta de 5" a la superficie. Mete molino de 4 <sup>1/8</sup> " armando TXT TP 2 <sup>7/8</sup> WT-26 a 700ml. Midiendo y calibrando C/Z.
6	06-Jul-07	5766	0.86	Baja molino de 4 <sup>1/8</sup> " y calibrando con 1 3/4 a la profundidad de 2312.12m. Se continua hasta la profundidad de 5350m.
7	07-Jul-07	5766	0.86	Se metió molino de 4 <sup>1/8</sup> " y se encontró resistencia física a 3492m
8	08-Jul-07	5766	0.86	Opero molino 4 <sup>1/8</sup> rebajando cemento a 3791m. Venciendo resistencia con rotación y circulación. Circula tiempo de atraso, con 148 GPM, 100 EPM Y 2500 PSI.
9	09-Jul-07	5766	0.86	Levantó molino 4 <sup>1/8</sup> " a superficie, saliendo con 90% de desgaste. Se conectó molino de 4 <sup>1/8</sup> " Blade mil con 3 orificios de circulación de 1/2" metete a la profundidad de 3791 m. Donde toco fondo rebajo.
10	10-Jul-07	5766	0.86	Con molino 4 <sup>1/8</sup> " estacionado a 3790m. Circula limpiando agujero C/ 80 EPM/ 118 GPM/2700 PSI.



11	11-Jul-07	5766	0.86	Opera molino 4 <sup>1/8</sup> " a 3975m. Con mismas condiciones de operación.
12	12-Jul-07	5766	0.88	Con molino 4 <sup>1/8</sup> " estacionado a 4031m. Circulo ciclo completo limpiando agujero, con 91 EMP/142 GPM/ 2800 PSI. Se levantó molino.
13	13-Jul-07	5766	0.88	Se armó molino 4 <sup>1/8</sup> " y mete el mismo a 3600 m.
14	14-Jul-07	5766	0.88	Con molino 4 <sup>1/8</sup> " y HTAS rebaja cemento a 406 m.
15	15-Jul-07	5766	0.86	Se suspende operación con molino por fuga en la manguera de 55" levanto a 400m. Se reparó fuga y se bajó molino a 4070m. Para seguir rebajando cemento. Con molino a 4116m. Circulo por fuerte lluvia y tormenta eléctrica mojándose las balatas del malacate principal y cambiar la reología del lodo por incorporación de agua pluvial al sistema.
16	16-Jul-07	5766	0.86	Con molino rebajando cemento a 4032m. Se suspende por falla en la cadena de transmisión del malacate principal.
17	17-Jul-07	5766	0.88	Continúa operando molino de 4 <sup>1/8</sup> " rebajando cemento compacto a 4318m.
18	18-Jul-07	5766	0.88	Con molino de 4 <sup>1/8</sup> " y herramientas continúa operando molino rebajando cemento hasta 4406m.
19	19-Jul-07	5766	0.88	Con molino de 4 <sup>1/8</sup> " estacionado a 4505m circula tiempo de atraso.
20	20-Jul-07	5766	0.88	Levanto molino de 1/8" a superficie de desgaste de 100% en la zona de ataque con dos orificios tapados de 4 de 1/2". Se instaló equipo de preventores, descargo cabezal, elimino andamio y levanto conjunto de preventores.
21	21-Jul-07	5766	0.86	Se instaló cabezal y apretó tornillería de cabezal, instalo línea primaria y secundaria línea de T.R a 100%, instalo campana, línea llenadora y línea de flote, instalo buje de desgaste, conecta BNA PDC de 4 <sup>1/8</sup> " y mete a la profundidad de 1100 m.
22	22-Jul-07	5766	0.86	Mete BNA PDC de 4 <sup>1/8</sup> " a 4392 m. Rompiendo circulación cada 500 m. Se encontró resistencia a 4372 m. Y se venció a los 4402 m.
23	23-Jul-07	5766	0.88	Con BNA PDC de 4 <sup>1/8</sup> " rebaja cemento a la profundidad de 4681 m.
24	24-Jul-07	5766	0.88	Rebaja de cemento a 4786m donde se suspende por incrementar la presión a

				3500 psi. A 4826m. Se suspende por incrementar la presión a 3700 psi. Rebaja a 4856 m. Se suspende por incrementar la presión a 3700 psi.
25	25-Jul-07	5766	0.88	A la profundidad de 4875m. Se suspendió por falla en la BBA 1. Se metió BNA 4 <sup>1/8</sup> " rompiendo circulación cada 100mts a 4738m intento circular sin éxito por incremento de presión a 4000 PSI.
26	26-Jul-07	5766	0.88	Sacan BNA a superficie 100% desconectando tramo por tramo. Arma BNA PDC de 4 <sup>1/8</sup> " tramo a tramo midiendo y calibrando a la profundidad de 60 m.
27	27-Jul-07	5766	0.86	Continúan bajando barrena PDC a 3494 m. B.L. rompiendo circulación cada 500m. A 3494 m. Circulo un tiempo de atraso con 80 EPM PBBA. Se continuó bajando a 4850 rompiendo circulación cada 200m. Con 80 EPM desalojando cemento acumulado 170 kg y 800 gramos de rebaba fina.
28	28-Jul-07	5766	0.86	Baja barrena PDC de 4 <sup>1/8</sup> a 4856m. Con BNA PDC de 4 <sup>1/8</sup> " rotando y circulando baja a la profundidad de 4875 m fondo rebajado circula tiempo de atrasado, opera BNA PDC 4 <sup>1/8</sup> " m a 5010 m.
29	29-Jul-07	5766	0.88	Opera BNA PDC de 4 <sup>1/8</sup> " a la profundidad de 5150 m.
30	30-Jul-07	5766	0.88	Continúo operando BNA PDC de 4 <sup>1/8</sup> " a la profundidad 5160m. Bajo BNA PDC de 4 <sup>1/8</sup> " a la Profundidad de 4136 m rompiendo circulación cada 3 lingadas.
31	31-Jul-07	5766	0.88	Circulo tiempo de atraso. Levanto BNA PDC de 4 <sup>1/8</sup> " a 4673 m llenando el pozo cada 10 lingadas.
32	01-Ago-07	5766	0.88	Saca BNA a la superficie llenando el pozo cada 5 lingadas. Se armó el niple Aguja 2 <sup>7/8</sup> " y metió a la Prof. de 1000 m donde rompió circulación. Avance 50%.
33	02-Ago-07	5766	0.88	Mete niple aguja de 2 <sup>7/8</sup> " a 4440 m. Rompiendo circulación cada 500 m. Y de 4440m. Rompe circulación cada 5 lingadas con U.A.P. Con niple aguja de 2 <sup>7/8</sup> " estacionado a la prof. de 5163m bombeo 570 bls de fluido FAPX. Y gasto final de 5 bpm de 5500psi.
34	03-Ago-07	5766	0.88	Saca niple aguja a la superficie 100%. Conecta BNA PDC 4 <sup>1/8</sup> " con orificios de circulación de 1/2" y 6 vías de circulación y mete a la profundidad de 2311m.

<b>35</b>	04-Ago-07	5766	0.90	Homogenizo fluido de control a 0.89* 160 seg. Baja BNA PDC de 4 <sup>1/8</sup> " a 4944 m rompiendo circulación cada 5 lingadas con 80EPM Q=133GPM PBBA 3300 Psi.
<b>36</b>	05-Ago-07	5766	0.90	Mete BNA PDC de 4 <sup>1/8</sup> " a 5164m, circulando cada 5 lingada con 80EPM Q= 134, Rebaja cemento de 5154 m a 5233m record de la BNA 726m.
<b>37</b>	06-Ago-07	5766	0.92	Rebaja cemento a la prof. de 5242m observando muy poca presencia de cemento en temblorinas. Intento sacar 2 tubos sin éxito por observar tensión de 15 a 20 toneladas. Metió BNA 4 <sup>1/8</sup> " de 5017 a 5230m, donde se encontró resistencia conectando la flecha con rotación y circulación.
<b>38</b>	07-Ago-07	5766	0.92	Con BNA estacionada a 5242m, circulo y acondiciono el fluido de control y homogenizo la columna con 135EPM Q=225 GPM PBBA 3000psi, conecto la flecha y con circulación levanto 24 lingada T X T estacionada a 5002m.
<b>39</b>	08-Ago-07	5766	0.92	Levanta BNA PDC 4 <sup>1/8</sup> " a superficie llenando pozo C/5 lingada por volumen de acero extraído. Repara cadena de transmisión del malacate 100%.
<b>40</b>	09-Ago-07	5766	0.92	Desconecto BNA 4 <sup>1/8</sup> " al 100%. Metió aparejo de limpieza con niple aguja de 2 <sup>7/8</sup> " y canasta de 5" hasta 2300m. Continúo metiendo dentro del Leiner hasta 5125m rompiendo circulación cada 300m.
<b>41</b>	10-Ago-07	5766	0.91	Aparejo de limpieza circulo dos ciclos completos para la limpieza del agujero prepara y bombea 10m <sup>3</sup> de bache iscoso de 400seg. Opero canasta de 5263-5238m, saco aparejo de limpieza de 5263m a superficie a 100%. Se observó salir la canasta limpia. Metió molino a 4 <sup>1/8</sup> " t THA 3 1/2" a 60m.
<b>42</b>	11-Ago-07	5766	0.90	Continúo bajando molino 5263m, rompiendo circulación cada 200m. Opero molino de 5263-5293m, un avance de 30m.
<b>43</b>	12-Ago-07	5766	0.89	Continúo operando molino 4 <sup>1/8</sup> " rebajando cemento de 5295m-5343m promedio 5.4min/m. Suspende operación de molienda a la profundidad de 5343m por falla en bombas de lodo 1 y 2 levantando molino 4 <sup>1/8</sup> " a 5063m llenando por espacio anular con fluido FAPX cada 5 lingadas.

				Continúo operando molino hasta la profundidad de 5407m.
44	13-Ago-07	5766	0.90	Continúo operando molino 4 <sup>1/8</sup> " a 5536m.
45	14-Ago-07	5766	0.90	Con molino a 5558 rotando y circulando, operación suspendida por cierre de acceso. Continúo operando molino a 5594m. con molino a 5594m. circulo tiempo de atraso por observar presión máxima de 4300psi. Continúo operando sin éxito por falla de bomba 1 y 2. Levanto molino a 5454m.
46	15-Ago-07	5766	0.90	Reparo Bomba 1 al 100%. Deslizo y corto cable al tambor principal del malacate 25m. Metió molino 4 <sup>1/8</sup> " de 5454 a 5482m. Rompiendo circulación cada lingada con una presión 4000psi.
47	16-Ago-07	5766	0.91	Continúo metiendo molino 4 <sup>1/8</sup> " fondo perforado 5595m. Opero molino a 5597 a 5602m circulo limpiando pozo. Levanto molino a 2935m.
48	17-Ago-07	5766	0.91	Levanto molino a la superficie al 100%. Metió Aparejo de limpieza, Niple aguja con cepillo para TR de 5" y cepillo para TR 7". Hasta 2800m.
49	18-Ago-07	5766	0.90	Bajo aparejo de limpieza a 5295.35m. Donde encontró resistencia intento vencer resistencia sin éxito con bombeo. Levanto aparejo de limpieza a 1200m.
50	19-Ago-07	5766	0.90	Levanto aparejo de limpieza a la superficie 100%. Observando salir los cepillos con cerdas desgastadas. Conecto molino plano 4 <sup>1/8</sup> " y metió mismo con sarta combinada de 2 <sup>7/8</sup> " y 3 1/2" a la profundidad de 5000m. Rompiendo circulación cada 250m.
51	20-Ago-07	5766	0.90	Metió molino 4 <sup>1/8</sup> " a 5263m. donde encontró resistencia franca. Opero molino a 5434m.
52	21-Ago-07	5766	0.90	Bajo molino con rotación libre de 5299 a 5600m por lingadas. Levanto molino a 4945m. Equipo suspendido por condiciones atmosféricas inestables.
53	22-Ago-07	5766	0.90	Equipo suspendido por contingencia climatológica. Levanto molino a 250m.
54	23-Ago-07	5766	0.90	Levanto molino a la superficie 100%. Conecto niple aguja 2 <sup>7/8</sup> " + cepillo para TR 5" + TP combinada y baja 5300m.
55	24-Ago-07	5766	0.90	Baja niple aguja 2 <sup>7/8</sup> " y cepillo para TR 5" a 5600m, tubería por tubería circulando

				por observar incremento de presión de 3500-4000psi. Levanto aparejo de limpieza a 150m. Llenando el pozo lento por fuertes lluvias.
56	25-Ago-07	5766	0.90	Saco aparejo de limpieza a superficie 100%. Instalo U.R.E Tomo registros RGA y CCL de 5625-4710m. Desinstalo U.R.E. Conecto retenedor de cemento para TR 5". Equipado con soldador mecánico y baja 1910m calibrando interior de TP con 1 <sup>5/8"</sup> .
57	26-Ago-07	5766	0.90	Con retenedor de cemento para TR 5 "estacionado a 1910m. Operación suspendida por falta de personal sindicalizado. Continúa bajando retenedor a 4700m, calibrando TP con 1 <sup>5/8"</sup> rompiendo circulación cada 1000m.
58	27-Ago-07	5766	0.90	Baja Retenedor de cemento para TR a 5590m. Con U.R.E tomo registros RG y CCL de 5590-5110m. Saco HTA a superficie a 100%. Levanto retenedor 12.08m por correlación con marca radiactiva con retenedor a 5590m circulo con 80 EPM, Q=134 GPM, PMAX=3950 Psi. A 5580m retiro 100m <sup>3</sup> de fluido FAPX de presas de trabajo a planta castaño y se reciben 60m <sup>3</sup> de agua dulce, en inter instalo U.A.P 100%.
59	28-Ago-07	5766	0.90	Con soldador mecánico a 5580m, probar línea de TP con U.A.P con 4000psi bien. Desplaza fluido FAPX 0.90 gr/cm <sup>3</sup> por 585 bls de agua con Q =2-4 BPM, Pmax= 3900Psi. Desmantelo U.A.P y observa nivel de pozo normal. Levanta soldador mecánico a 710m, llenando pozo por cada 5 lingadas con agua dulce.
60	29-Ago-07	5766	0.90	Saco soldador mecánico a superficie llenando pozo por E.A con cada 5 lingadas con agua. Realizo preparativos para armar pistolas TCP y efectuó reunión seguridad. Y OPN a realizar. Baja pistolas TCP 3 <sup>3/8"</sup> 20 cargas por metro calibrando TP con 1 <sup>5/8"</sup> a 2350m, llenando TP con 5 lingadas. Obstrucción pérdida parcial de fluido.
61	30-Ago-07	5766	0.90	Metió pistolas TCP 3 <sup>3/8"</sup> 20 cargas por metro calibrando TP 2 <sup>7/8"</sup> con 1 <sup>5/8"</sup> y TP 3 1/2" con 2" a 5200m. Llenando TP con agua cada 5 por llevar válvula de presión diferencial a 5577m obstrucción ligero desplazamiento. Efectuó junta de seguridad. Realizo registros de rayos

				gamma CCL de 5505-5170m. desmantelo equipo superficial al 100%.
62	31-Ago-07	5766	0.90	Levanto extremo de pistolas 11.74m por correlación con marca radiactiva. Instalo ½" árbol de alijo 3 <sup>1/16</sup> " x 2 <sup>1/16</sup> " 5m. Halliburton probo línea y ½" árbol con 4000psi durante 30min. Activo pistolas represionando TP a 3300psi con 4bls de agua mantuvo presión durante 10min. Levanto extremo de cañones de 3 <sup>3/8</sup> " a superficie 100% disparados y desmantelado. Conecto empacador permanente por TR 5" de 15 a 21 lbs 7pie con tope localizador.
63	01-Sep-07	5766	0.90	Con intervalos disparados 5525-5577m mete primer empacador FB-1 para TR 5" 15-21 a 3689m sin obstáculos. Desplazamiento, donde suspende por obstrucción calibrador de 2" en TP 3 ½". Levanto empacador a 2430m donde recupero calibrador 2". Baja empacador permanente a 2750m.
64	02-Sep-07	5766	0.90	Con intervalos disparados 5525-5577. Mete empacador permanente modelo FB-1 a 5350m. intento romper circulación al llevar 14 bls de agua bombeados observo incremento de p=3000psi. Levanto empacador para TR 5" a 5300.94m donde obstruyo anclaje del mismo con tensión de 5 toneladas du peso 105 toneladas. Quedando entre el tercer intervalo por aislar 5283-53335m.
65	03-Sep-07	5766	0.90	Con intervalos disparados 5525-5577 MT y EMP. P/TR 5" Anclado a 5300.94 m. Levanto soltador hidráulico a superficie 100% saliendo activado llenando con agua vol. Acero extraído. Conecto molino balde mil de 4" más TP 2 <sup>7/8</sup> " a 2100 m.
66	04-Sep-07	5766	0.88	Con intervalos disparados 5525-5577m. Y empacador P/TR 5" anclado a 5300.94 m. Mete molino Blade mil 4" a 5000 m. Rompiendo circulación C/500 m. Donde suspendió P/Deslizar cable principal del malacate.
67	05-Sep-07	5766	0.88	Continúo operando molino sobre EMP de 5301.34 a 5301.74 m. donde OBS deslizamiento de este récord. Levanto molino a 3300 m BBEANDO por E.A. C/5 lingadas vol. De acero extraído.
68	06-Sep-07	5766	0.87	Se levató molino 4" a la superficie observando desgaste del 30% y huellas

				circulares en el área de ataque de 1 <sup>7/8</sup> " a 3 <sup>7/8</sup> ". Conecto molino de 3 <sup>3/3</sup> " más cepillo para TR 5" 18lib/pie CIA "BJ" y BAJA a 4800 m rompiendo circulación cada 1000m y después rompe circulación cada 500 m.
69	07-Sep-07	5766	0.87	Levanto aparejo de limpia a 2500 m llenando pozo cada 5 lingada. Por E.A. y se efectuó simulacro de cierre de pozo por manifestación al estar sacando, tiempo de cierre 2.10 min.
70	08-Sep-07	5766	0.87	Mete empacador permanente FB-1 a 3425m. Desplazamiento normal.
71	09-Sep-07	5766	0.87	Desmantelo UAP 100%, levanta soldador hidráulico 1917 llenando pozo C/5 lingada. EA
72	10-Sep-07	5766	0.87	Se instala llave HDCA P/TR 5" con vacop s/número y apriete computarizado CIA. Procedimiento para la introducción de empacador permanente.
73	11-Sep-07	5766	0.89	Se metió segundo empacador y se checo cima del primer empacador, checo peso de sarta hacia arriba y hacia abajo, se instaló UAP CIA, se levantó soldador a 5121 libre, abatirse la presión de 2600 a 1000 psi. Desmantelo UAP 100%. Levanta soldador de 5118 a 4200 m, desconectando TP 3 1/2 ".
74	12-Sep-07	5766	0.89	Levanta soldador y estaciona la misma medida de seguridad, instalo llave FARM #246, arma el aux. 36. Desconecto llave far y torque compuesto. De matyep con soldador hidráulico CIA BAKER.
75	13-Sep-07	5766	0.89	Con soldador hidráulico de cia beaker estacionado a 1000m instalo. llave T-W60 saco soldador a superficie recupera buje de desgaste 100% baja aparejo de producción combinado con 2 <sup>7/8</sup> " y 4 1/2 "armando y calibrando tramo por tramo a 1761 m.
76	14-Sep-07	5766	0.89	Baja aparejo de producción combinado con 2 <sup>7/8</sup> ", 4 1/2 ", 3 1/2 a 4441 m, calibrando con 3.833".
77	15-Sep-07	5766	0.89	Metió aparejo de producción a 5119.23 m armando TP 4 1/2" tramo a tramo calibrando con 3.833" y tres tramos de TP 3 <sup>1/2</sup> " calibrando con 2.625". Se encontró resistencia a los 5118. Levanto 2 tramos de TP 3 1/2 M.V 12.7 LB/FT desconecto y efectuó ajuste combinado.

<b>78</b>	16-Sep-07	5766	0.92	Se levantó HTA a superficie 100% saliendo con impresión circular de 1 <sup>5/8</sup> ". Con grúa CIA seriosa despejo frente lado derecho frente lado derecho avance 80%.
<b>79</b>	17-Sep-07	5766	0.92	Se despejo frente lado derecho al 100%, efectuó orden y limpieza de piso de trabajo, instalo llave hidráulica FARR de CIA MAYYEP al 100%.
<b>80</b>	18-Sep-07	5766	0.95	Levanto aparejo de producción por lingadas a superficie 100%, llenando pozo por E.A C/5 lingadas, desconecto tope localizador de 2 <sup>7/8</sup> " y unidades selladoras, armo HTA de 2 11/16 x 3" aparejo de producción calibre con 2.347" con apriete computarizado de 1990 lb/ft y mete a 1248 por lingada.
<b>81</b>	19-Sep-07	5766	0.95	Mete aparejo de producción TP 4 <sup>1/2</sup> ", con aparejo de producción combinado con TP 2 <sup>7/8</sup> "- 3 1/2" a 5115 m. Espero arreglo de conflicto campesino tiempo de espera 9 horas. Instalo bola envolvente de 9 x 3 1/2" y niple colgador de 3 1/2", instalo U.R.E Pemex, armo HTA calibradora C/CCL y sello de plomo de 1 <sup>3/4</sup> " y baja a 2000 m.
<b>82</b>	20-Sep-07	5766	0.95	Con HTA. Calibradora y sello de plomo de 1 <sup>3/4</sup> "+ CCL calibre hasta 5118.5 m. Donde toco resistencia franca. PNAL de IPC elimina llenadora, línea de flote, campana y charola ecología, y conjunto de preventores 70%.
<b>83</b>	21-Sep-07	5766	0.95	Personal instalo 1/2" árbol de producción 9" por 3 <sup>1/16</sup> " 10m y sentó cabezal de producción, y apretó tornillería del medio árbol. Proba hermeticidad de elementos de sellos del bonete colgador envolvente con 8000 psi. Provo medio árbol de producción válvula por válvula con 8000 psi espero grúa operación suspendida por falta de personal sindicalizado.
<b>84</b>	22-Sep-07	5766	0.95	Con personal de operación y apoyo de grúa seriosa estibo tubería por lingadas al changuero 167 lingadas. Operación suspendida por falta de personal sindicalizada. Se da por terminado los trabajos de mantenimiento de fluidos de control lavado de pozos, salmuera y filtración en pozos de la región sur de acuerdo al contrato No. 4214978



#### **4.1.5 Resumen operativo, problemas durante la intervención del pozo y acciones tomadas para solucionar dichos problemas.**

Día 7 de operación con fecha del 7 de julio de 2007

Se metió molino 4 1/8" y se encontró resistencia física a 3492m, se continuó operando molino y se venció resistencia a los 5538m. Día 8 circulo tiempo de atraso, con 148 GMP, 100 EMP y 2500 psi. Día 15 se suspendió operación con molino por fuga en la manguera de 55" levanto a 400m. Se reparó y se bajó molino a 4070m para seguir rebajando cemento. Con molino a 4116m. Circulo por fuerte lluvia y tormenta eléctrica mojándose las balatas del malacate principal y cambiar la reología del lodo por incorporación de agua pluvial del mismo.

Día 16 de operación con fecha del 16 julio de 2007

Con molino rebajando cemento a 4032m. Se suspende por fallo en la cadena de transmisión del malacate principal el personal de IPC repara cadena del malacate principal al 100%, se probó equipo (cadena del malacate principal) y continuó rebajando cemento a 4185m.

Día 22 de operación con fecha del 22 julio de 2007

Se incrementó de presión a 4000 psi, se levantó BNA PDC 4 1/8" a 3422m, se homogenizo columnas y se encontró resistencia franca, circulo levantando fondo con BNA PDC de 4 1/8" vence resistencia de 4372 a 4402m.

Día 24 de operación con fecha del 24 de julio del 2 Se suspende operación por incrementar la presión a 3500psi, con BNA descrita estacionado a 4786m circula T.A y homogeneiza columna limpiando recortes, se rebaja a 4826m donde se suspende por incrementar la presión a 3700 psi. Se circuló para limpiar y homogeneizar columna, rebaja de cemento a 4856m se suspende por incrementar la presión a 3700 psi. Se estaciono a 4656m, circula limpiando y homogeneizando columna.

Día 25 de operación con fecha del 25 julio del 2007

A la profundidad de 4875m, se suspendió por falla en la BNA 1, se desmantelo BNA 1, con cargo a IPC y con BNA a 3780m espero tensor de banda, simultáneamente circulo con BNA 2 limpiando fluido de control, se metió BNA PDC 4 1/8" rompiendo circulación cada 100m a 4738m se intentó circular sin éxito por incremento de presión a 4000 psi. El día 26 se sacó BNA a la profundidad de 700m y se sacó a la superficie al 100% desconectando tramo a

tramo y se armó midiendo y calibrando a la profundidad de 60m. Día 27 se circuló con tiempo de atraso con 80 EMP PBNA también en el día 28 se circuló con tiempo de atraso, así como el día 31 de operación.

Día 30 Fecha 30 julio del 2007

Con barrena PDC de 4 1/8" a la profundidad de 5020m circulo con tiempo de atraso, se baja BNA a 5164m, se operó sarta e intento circular sin éxito. Se levantó BNA a 3494m, llenando el pozo cada 5 lingadas. Se agregó 4 tambores de TH PET y 4 sacos de protepac para mantener en condiciones las propiedades reológicas.

Día 33 de operación con fecha del 2 de agosto del 2007

No se tiene perdida de circulación del fluido de control, Se deslizo cable de operación de 1 1/4" 35.5m al tambor principal del malacate por encontrarse dañado y corto a 37.5m calibrando frenos de corona. Se bombeo 570BLS de fluido FAPX.

Día 35 de operación con fecha del 4 de agosto del 2007

Se homogenizo el fluido de control a 0.89gr/cm<sup>3</sup>, se agregaron al sistema circulante 4 m<sup>3</sup> de agua para bajar la viscosidad. Se deslizo y corto 70m de cable al tambor del malacate principal por encontrar daño.

Día 36 de operación con fecha del 5 de agosto del 2007

Se pierde 17m<sup>3</sup> de lodo FAPX de densidad 0.90gr/cm<sup>3</sup> por 130seg, en la formación. Se rebaja cemento de 5154m a 5233m, record de la BNA 726m. en 41 horas en promedio de 3.4 min por metro.

Día 37 de operación con fecha del 6 de agosto 2007

Se reciben 60m<sup>3</sup> de agua de perforación Pemex, Se genera un volumen por agua y material químico cara equilibrar las pérdidas sufridas por la formación al finalizar el día se tiene un volumen consumido por la formación de 53m<sup>3</sup> y 0.21m<sup>3</sup> por fluido consumido por el quipo de control de sólidos. Para así llegar al fluido actual de 193m<sup>3</sup>. Esta pérdida se dio por llegar a la profundidad del intervalo abierto que va desde 5242m a 5017m. Por lo cual fue necesario homogenizar el fluido de control FAPX y circularlo a 80EPM a un Q=134 Gal/min. Se

encontró resistencia franca T x T conectando flecha con rotación y circulación. Se operó BNA a 5230m a 5242m de fondo rebajando con 136EPM a un  $Q=228$  gal/min.

Día 38 de operación con fecha del 7 de agosto 2007

Acondiciono el fluido de control, se consumen 7 sacos de protepac-r para preparar 4 baches viscosos con volúmenes de  $4m^3$  cada uno con lodo de densidad  $0.90$  gr/cm<sup>3</sup> x 39 con concentraciones de  $7$  kg/m<sup>3</sup> logrando viscosidad de 100seg. Al bombearse. Se recibieron  $20m^3$  de lodo FAPX procedentes de la planta castaño.

Día 39 de operación con fecha del 8 de agosto del 2007

Se suspende operación por romperse cadena de alta y baja de la transmisión del malacate. El cual el personal repara y se continúa levantando BNA a superficie, llenando el pozo cada 5 lingadas por volumen de acero extraído. Se consume material químico para restituir las propiedades fisicoquímicas del fluido circulante. Durante el día se perdió en formación un volumen de  $15m^3$ . Con el cual se acumula un volumen perdido de  $100m^3$ .

Día 42 de operación con fecha del 11 de agosto del 2007

Se realizó un simulacro de cierre de pozo. Se agregó material químico al fluido de control para mantener sus propiedades fisicoquímicas. Se recibieron  $18m^3$  de fluido de control FAPX de densidad de  $0.86$  gr/cm<sup>3</sup> de la planta castaño. Posterior se continuó metiendo molino de 4000m a 5263m.

Día 43 de operación con fecha del 12 de agosto del 2007

Se suspende operación de molienda a la profundidad de 5343m debido a una falla en bombas de lodo 1 y 2. Se levantó molino a 5063m y lleno por espacio anular con fluido FAPX de densidad de  $0.90$  gr/cm<sup>3</sup> x 186 segundos cada 5 lingadas. A las 11 horas del día 12 de agosto se reparó la bomba número 2 y se probó la misma dando visto bueno el operador se continuó metiendo el molino a una profundidad de 5407m con lado de entrada de  $0.90$  gr/cm<sup>3</sup>, recuperando cemento en superficie de (30 kg). Se agregó material químico al fluido de control para mantener las propiedades físico- químicas. Ya que se le incorporo agua fluvial.

Día 45 de operación con fecha del 14 de agosto del 2007

Se suspende operación por cierre de acceso por 6 horas, posteriormente al liberarse el acceso se continuó operando el molino a 5594m. Circulo tiempo de atraso por observar una presión máxima de 4300psi y estabilizándose a 4100psi. Se recuperaron 20kg de cemento y 10 kg de asfáltenos. Se continuó operando el molino sin éxito debido a falla de bomba 1 y 2 las cuales quedan fuera de servicio se levantó molino a 5454m. En espera de reparación de bombas.

Día 46 de operación con fecha del 15 de agosto del 2007

Se reparó bomba número 1. Se agregó  $0.12m^3$  de material químico para restaurar propiedades físico- químicas del fluido de control. Para así terminar el día con un volumen de  $207m^3$  ya que el 0.12 fue consumido por el equipo de control de solidos retirándolo así del sistema.

Día 49 de operación con fecha del 18 de agosto del 2007

Se bajó el aparejo de limpieza a 5295.35m, donde encontró resistencia la cual se intentó vencer con bombeo sin éxito. Por lo cual se levantó el aparejo de limpieza a 1200m. Llenando por espacio anular a cada 5 lingadas volumen de acero extraído. Donde se recomienda aumentar la viscosidad de embudo de 200seg hasta 300 segundos para contrarrestar las pérdidas a formación y generar modelos reológicos a fines a la limpieza del agujero y de esta manera minimizar las fricciones y/o arrates del pozo. Observando con esto la recuperación de 5 kilogramos de sedimentos.

Día 52 de operación 21 de agosto del 2007

Se detuvo operación a las 6 de la tarde debido a condiciones atmosféricas inestables.

Día 53 de operación 22 de agosto del 2007

Operación suspendida por contingencia climatológica. Reanudando operación al día siguiente.

Día 55 de operación 24 de agosto del 2007

Lleno el pozo a un ritmo lento debido a fuertes lluvias.

Día 57 de operación 26 de agosto del 2007

Con retenedor de cemento de P'NAL P/TR 5" estacionado a 1910 m se suspendió operaciones por falta de personal sindicalizado al medio día se reanudaron operaciones y se continuó bajando retenedor a 4700m.

Día 61 de operación 30 agosto del 2007

hubo obstrucción ligero desplazamiento a 5577m se efectuó junta de seguridad y se realizaron registros de rayos gamma CCL de 5505-5170m, se desmantelo equipo superficial al 100%.

Día 63 de operación 1 de septiembre del 2007

El desplazamiento se suspendió por obstrucción del calibrador de 2" TP 3 ½" para esto se levantó el empacador a 2430m donde se recuperó calibrador de 2" y se bajó empacador permanente a 2750m.

Día 64 de operación 2 de septiembre del 2007

Se levantó empacador para TR 5" a 5300.94m donde obstruyo anclaje de este con tensión de 5 toneladas de peso quedando entre el tercer intervalo por aislar, con UAP BBEO, 1.4 BLS, de agua con presión de 4000 psi y con 8-12 y 20 TONS. S/P sin liberar soltador depresionado a cero y tensiono sarta 12-20-30 toneladas S/P sin liberar soltador hidráulico como segunda alternativa de CIA. BAKER desconecto soltador con tensión de 4 toneladas S/P y 16 vueltas a la derecha liberando soltador y se levantó soltador hidráulico a 3370 m.

Día 66 de operación 4 septiembre del 2007

Se rompió circulación C/500 m, donde se suspendió para deslizar cable principal del malacate de 1 ¼". Día 67 continuó operando molino sobre EMP de 5301.34 a 50301.74 m. Donde OBS deslizamiento de este en tiempo récord.

Día 68 de operación 6 de septiembre del 2007

Se levantó molino 4" a la superficie observando desgaste del 30% y huellas circulares en el área de ataque de 1 7/8", se conectó molino de 3 ¾ más cepillo para TR 5" 18lib/pie CIA "BJ" y baja a 4800 m rompiendo circulación cada 100m y después rompe circulación a 500m.

Día 69 de operación 7 de septiembre de 2007

Se efectuó un simulacro de cierre de pozo por manifestación al estar sacando, tiempo de cierre 2.10min.

Día 77 de operación 15 de septiembre del 2007

A la profundidad 5118 m se encontró resistencia franca, se levantó HTA de 1 11/16" y calibrador de 1 3/4" a la superficie 100%, levanto sarta de aparejo de producción 3.5m giro 5 vueltas a la derecha metiendo los 3.5 m cargando 3 toneladas, se metió HTA CCL de 1 11/16" con calibrador de 1 11/16" a 5118 donde se encontró la resistencia franca, saco HTA CCL de 1 11/16" con calibrador de 1 11/16" a superficie 100% lento por observar arrastre, levanto dos tramos de TP 3 1/2" M.V 12.7 lb/ft desconecto y efectuó ajuste combinado.

Día 83 de operación 21 de septiembre del 2007

Se probó medio árbol de producción, válvula por válvula con 8000 psi y se esperó grúa. Operación suspendida por falta de personal sindicalizado.

## **Capítulo V: Conclusiones y recomendaciones**

### **5.1 Conclusiones**

En esta tesis se realizó una investigación y análisis de información sobre las generalidades de la terminación y mantenimiento del pozo Jujo 16, con el fin de desarrollar competencias que nos permitieran realizar dichas operaciones. El cual fue intervenido en junio de 2007 por Pemex, realizando primero la planificación si era viable o no la reparación del pozo. Donde analizamos la planificación, desarrollo y tiempos propuestos por Pemex para realizar el mantenimiento del pozo Jujo 16 vs las operaciones reales las cuales difieren de las propuestas ya que hubo tiempos de atraso. Lo cual nos permitió indagar sobre los problemas y como pueden ser solucionados de la manera más eficiente y rápida posible para generar menores costos.

A fin de que tengamos los conocimientos de conceptos y aptitudes para desarrollar los trabajos de reparación y mantenimiento de pozos así igual ampliar nuestros conocimientos y que puedan ser aplicados en un futuro, lo aprendido como es el manejo de fluidos de control, herramientas y tecnología las cuales se utilizan en una reparación mayor como son las operaciones de cambio de intervalo productor y todo lo que lleva consigo. Ya que este tipo de intervención se realizó en el pozo Jujo 16.

Así como también tener la capacidad de interpretar los reportes diarios, y así tener una visión clara de lo que se está realizando el pozo. Con el fin de que las operaciones seas lo más certeras posibles y a menor costo ya que estos reportes nos permiten tener una observación de datos claros y concisos de todo lo que está sucediendo como son pérdidas de circulación, homogenización del fluido de control, problemas, demoras de herramienta, profundidad y etapa del proyecto. Todo esto con el objetivo de obtener una producción optima de hidrocarburos en tiempos programados y a menor costo.

Esta investigación y análisis nos permitió tener una visión clara de lo que representa un proceso tan importante como son las reparaciones a pozos ya que este tipo de procesos tienen gran relevancia porque actualmente una gran parte de los pozos necesitan dichas reparaciones para continuar su vida productiva. Es por ello necesario tener la capacidad de afrontar dichos retos.

## 5.2 Recomendaciones

Las recordaciones que podemos aportar se combinan con las reportadas en el Informe Final del Pozo Jujo 16, derivadas del análisis de la información presentada como por ejemplo de los reportes diarios de operación, tablas y graficas que muestran el desempeño del fluido y los tiempos operativos. Dichas recomendaciones son las siguientes:

A causa de los tiempos de espera que se presentaron como consecuencia de condiciones atmosféricas inestables se recomienda que al intervenir un pozo o intervalo se desvíe cualquier flujo invasor a una presa ecológica para evitar contaminaciones en el fluido de control, así como en el medio ambiente. Además, también se observó que sugirieron cambios en la reología del lodo por ingreso de agua pluvial al sistema, por lo que se recomienda desviar la línea proveniente de la presa ecológica a fin de evitar la incorporación del flujo pluvial al fluido de control lo que ocasiona disminución en las propiedades reológicas del sistema, y en casos más extremos una posible separación de fase.

Asimismo, se sugiere una supervisión continua en los niveles de presas de lodo, de igual forma, cuando se realizan las moliendas es indispensable contar con un buen equipo de control de sólidos, así como adecuadas mallas, mantener las propiedades fisicoquímicas del fluido, recomendar en casos necesarios baches de limpieza o en su momento meter herramientas para limpiar el pozo. Cabe mencionar que es indispensable la circulación constante para el acarreo de los recortes. También se debe de contar con materiales de contingencia, suficiente fluido en caso de presentarse pérdidas y una adecuada logística.

Es necesario resaltar que para la estructuración y complementación de este proyecto se contó con la ayuda y orientación de un asesor con amplios conocimientos, el cual de manera generosa enriqueció nuestros conocimientos previos en cuanto al tema de terminación y mantenimiento de pozos petroleros, así como también nos permitió conocer y comprender terminologías aplicadas en campo que nos eran desconocidas.



## Glosario

**Aditivos orgánicos.** Son coloides orgánicos de cadena larga que se originan mediante un proceso de polimerización.

**Aparejo de producción:** Es el medio por el cual se transportan los fluidos del yacimiento a la superficie y pueden clasificarse dependiendo de las condiciones del yacimiento como: fluyente, de bombeo neumático, bombeo mecánico, bombeo electro-centrífugo y bombeo hidráulico.

**API:** a gravedad API, o grados API, de sus siglas en inglés American Petroleum Institute, es una medida de densidad que, en comparación con el agua a temperaturas iguales, precisa cuán pesado o liviano es el petróleo.

**Bombeo Artificial:** Técnicas aplicadas a los Pozos para que continúen produciendo económicamente cuando ya no tienen energía suficiente para hacerlo por surgencia natural.

**Bombeo mecánico:** Es un procedimiento de succión y transferencia casi continua del petróleo hasta la superficie. La unidad de superficie imparte el movimiento de sube y baja a la sarta de varillas de succión que mueve el pistón de la bomba, colocada en la sarta de producción, a cierta profundidad del fondo del pozo.

**Bombeo neumático:** Es un medio de levantamiento de fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie, el cual se hace por medio de inyección de gas a una presión relativamente alta (250 psi como mínimo) a través del espacio anular. El gas pasa a la tubería de producción a través de válvulas conectadas en uno o más puntos de inyección.

**Brote:** Un brote es la entrada de fluidos provenientes de la formación al pozo, tales como el aceite, gas, agua o mezcla de estos.

**Cedencia:** que es aquella propiedad o condición del material para soportar la deformación elástica, o bien, la resistencia que opone el material a la deformación ante la exposición de una carga.

**Cementación:** La cementación de pozos es el proceso mediante el cual se coloca una lechada de cemento en el espacio anular formado entre las formaciones que se han perforado y la tubería de revestimiento de producción “casing”.

**Circulación:** Un proceso en el cual el gas producido es reinyectado al yacimiento después de haberle quitado el condensado. Esto es para mantener la presión del yacimiento y para impedir que el condensado se "condense" dentro del yacimiento y después se dificulte recuperarlo. Esta es llamada condensación retrógrada.

**Columna estratigráfica:** Es una representación utilizada en geología y sus subcampos de estratigrafía para describir la ubicación vertical de unidades de roca en un área específica.

**Columna hidrostática:** Presión ejercida por una columna de fluido, dependiente de su altura y de su densidad.

**Compresión:** Cuando la tubería se encuentra a compresión la capacidad mecánica de la tubería de revestimiento al colapso se incrementa, mientras que la presión interna disminuye.

**Control de pozos:** El control de pozo consiste en observar un pozo con las bombas detenidas para determinar si es que está fluyendo.

**Corrosión:** puede ser definida como alteración y degradación del material por su medio ambiente y los principales agentes que afectan a las tuberías son los gases disueltos (el oxígeno, dióxido de carbono e hidrógeno sulfuroso), sales disueltas (cloros, carbonatos y sulfatos) y ácidos.

**Daño a la formación:** Alteración de las características originales o de campo lejano de una formación productiva, generalmente como resultado de la exposición a los fluidos de perforación.

**Densidad:** Dimensión de la materia según su masa por unidad de volumen, se expresa en libras por galón (lb/gal) o kilogramos por metro cúbico (kg/m<sup>3</sup>).

**Disparos:** Se efectúan con pistolas tubulares que se posicionan en el pozo frente a los intervalos de interés para generar orificios a través de la tubería, cemento y yacimiento en la vecindad del pozo.

**Estado mecánico:** Es definido como la estructura geométrica del pozo en cada una de las diferentes etapas de perforación; el estado mecánico es realizado una vez concluido el análisis de los datos obtenidos en la geología de superficie y sísmica, así como en los pozos de correlación.

**Estimulación de pozos:** Se define como el proceso mediante el cual se restituye o se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento que sirve para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo, o de éste a la formación.

**Estimulación matricial:** Se caracteriza por gastos y presiones de inyección por debajo de la presión de fractura, esto permite una penetración del fluido a la matriz en forma radial para la remoción del daño en las inmediaciones del pozo.

**Estimulación no acida:** Es aquella en la cual los fluidos de tratamiento no reaccionan químicamente con los materiales de la roca, utilizándose para la remoción de daños por bloqueos de agua, aceite o emulsión, pérdidas de fluido de control o depósitos orgánicos, daños por tensión interfacial y por mojabilidad.

**Falla:** Superficie de ruptura de las capas geológicas a lo largo de la cual ha habido movimiento diferencial.

**Fluido:** Sustancia que fluye y que se deforma ante cualquier fuerza que tienda a cambiar su forma. Los líquidos y gases son fluidos.

**Lodo de perforación:** Una mezcla de arcillas, agua y productos químicos utilizada en las operaciones de perforación para lubricar y enfriar la barrena, para elevar hasta la superficie el material que va cortando la barrena, para evitar el colapso de las paredes del pozo y para mantener bajo control el flujo ascendente del petróleo o del gas. Es circulado en forma continua hacia abajo por la tubería de perforación y hacia arriba hasta la superficie por el espacio entre la tubería de perforación y la pared del pozo.

**Migración:** Término utilizado en exploración para denominar al movimiento que sufre el aceite, del lugar donde se formó hasta la roca almacenadora o trampa.

**Perforación:** Actividad específica para la realización de un pozo petrolero, que cubre las etapas de descubrimiento, delimitación y desarrollo de reservorios.

**Permeabilidad:** Es la capacidad de un medio poroso de transmitir fluidos. La unidad de permeabilidad es de Darcy, siendo éste una unidad muy grande, en la práctica se usa el milidarcy (mD), la milésima de darcy.

**Petróleo:** Mezcla de carburos de hidrógeno que existe en fase líquida en los yacimientos y permanece así en condiciones originales de presión y temperatura. Puede incluir pequeñas cantidades de sustancias que no son carburos de hidrógeno.

**Porosidad:** El espacio entre los granos que constituyen la roca o el yacimiento.

**Pozo:** Perforación para el proceso de búsqueda o producción de petróleo crudo gas natural o para proporcionar servicios relacionados con los mismos. Los pozos se clasifican de acuerdo con su objetivo y resultado como: pozos de aceite y gas asociado, pozos de gas seco y pozos inyectoros.

**Presión:** El esfuerzo ejercido por un cuerpo sobre otro cuerpo, ya sea por peso (gravedad) o mediante el uso de fuerza.

**Presión de fractura:** Es la presión que resiste la formación antes de abrirse o fracturarse en un punto dado del hoyo

**Presión hidrostática:** La presión hidrostática (PH) es la presión total del fluido en un punto dado del pozo.

**Presión interna:** También conocida como estallamiento, se genera por la acción de cargas de presión actuando por el interior de la tubería. La resistencia que opone el cuerpo del tubo se denomina resistencia al estallamiento.

**Presión osmótica.** Presión desarrollada a través de una membrana semipermeable, cuando la salinidad del fluido es mayor a la de la formación o viceversa.

**Presión de yacimiento:** Es la presión con la cual aportara la formación productora los hidrocarburos a través del sistema de producción, y es necesaria conocer para identificar el tipo de aparejo a utilizar.

**Producción:** Todo tipo de actividades en el área de Contrato cuya finalidad sea el flujo de Hidrocarburos, y que incluye la operación de Pozos, equipos, tuberías, tratamiento y

medición de Hidrocarburos y todo tipo de operaciones de recuperación primaria, secundaria y mejorada hasta el o los puntos de Fiscalización.

**Profundizaciones:** Este proceso consiste en romper la zapata y perforar hasta la profundidad programada. Este tipo de intervención se realiza cuando; los pozos son terminados en la cima de la formación productora o cuando se tienen antecedentes de acumulaciones de hidrocarburos a mayores profundidades.

**Reparación mayor:** Es la intervención al pozo que implica la modificación sustancial y definitiva de las condiciones y/o características de la zona productora o de inyección.

**Reparación menor:** Es aquella intervención cuyo objetivo es corregir fallas en el estado mecánico del pozo y restaurar u optimizar las condiciones de flujo del yacimiento, pero sin modificar sustancial o definitivamente las propiedades petrofísicas de la zona productora o de inyección.

**Resistencia al colapso:** consiste de cuatro regímenes de colapso, que se determina con base en la resistencia a la cedencia del material y a la relación  $D/t$ , y son definidos según el tipo de falla.

**Roca:** Mineral o compuesto de minerales que forman parte esencial de la corteza terrestre.

**Roca Sello:** Cada capa de roca impermeable que forma parte esencial de la corteza terrestre.

**Terminación de pozos:** Un término genérico utilizado para describir el arreglo de tubulares y equipos de fondo de pozo requeridos para posibilitar la producción segura y eficiente de un pozo de petróleo o gas. El punto en el cual comienza el proceso de terminación de un pozo puede depender del tipo y el diseño del pozo.

**Tensión:** Cuando la tubería se encuentra a tensión la capacidad mecánica de la tubería de revestimiento a la presión interna se incrementa, mientras que en el colapso disminuye.

**Tuberías de perforación:** Las tuberías de perforación son los elementos tubulares utilizados para llevar a cabo los trabajos durante la operación de la perforación. Generalmente se les conoce como tuberías de trabajo, porque están expuestas a múltiples esfuerzos durante las operaciones de perforación del pozo.

**Tuberías de producción:** Las tuberías de producción son el elemento tubular a través del cual se conducen hasta la superficie los fluidos producidos en un pozo, o bien, los fluidos inyectados de la superficie hasta el yacimiento.

**Tubería de revestimiento:** Una tubería de gran diámetro que se baja en un agujero descubierto y se cementa en el lugar. La tubería de revestimiento se baja para proteger formaciones de agua dulce, aislar zonas de pérdida de circulación o aislar formaciones con gradientes de presión significativamente diferentes.

**Viscosidad:** Se refiere a la resistencia que poseen algunos líquidos durante su fluidez y deformación.

**Yacimiento:** Unidad del subsuelo constituida por roca permeable que contiene petróleo, gas y agua, las cuales conforman un solo sistema.

**Zapata:** El extremo inferior de la sarta de revestimiento, incluido el cemento que la rodea, o el equipo que funciona en dicho extremo.

## Glosario de abreviaturas

**API**= (American Petroleum Institute). Medida de densidad que precisa si el aceite es ligero o pesado.

**BBEANDO**= Bombeando.

**BNA**= Barrena

**CCL**= (Casing collar locator). Localizador de los collares de la tubería de revestimiento.

*d* = densidad del lodo.

**D**= Diámetro externo.

**DRILEX**= Fluido de Control con estimulación acida.

*E* = módulo de Young ( $30 \times 10^6 psi$ ).

**E.A** = Espacio anular.

**EPM**= Gasto reducido.

**FAPX**= Fluido de control.

**Fsc** = Factor de seguridad al colapso (1.125).

*I* = momento de inercia.

*L* = longitud de la tubería, (*pies*).

**LINER**= Tubería de revestimiento corta.

**LWD**= (Logging While Drilling) está más relacionado al proceso de obtención de información sobre la roca que se está perforando, mientras que el MWD (Measurement While Drilling) está más relacionado a la operación de perforación como tal.

**m.d.b.m.r.** = metros desviados bajo mesa rotatoria.

**Mop** = Margen de seguridad por tensión.

**MWD**= Herramientas que miden los parámetros de una formación (resistividad, porosidad, velocidad sónica, rayos gamma) se conocen como herramientas de adquisición de registros durante la perforación (LWD).

**P**= Presión.

$p_a$  = Presión en el espacio anular a la profundidad del empacador.

**PBOS**= Fluido de Control con estimulación acida.

**Pcp** = Punto de cedencia promedio.

**PCTR**= Precisión de cierre de la tubería de revestimiento.

**PCTP**=Presión de cierre estabilizada de la T.P.

**PEP**= Pemex Exploración y Producción

**PFC**= Presión final de circulación.

**Pt** = Resistencia a la tensión.

**PRC**= Presión reducida de circulación.

**P. I**= Profundidad interior.

**PIC**= Presión inicial de circulación.

$P_s$  =Presión en superficie.

**Q** = Gasto (STB/D).

**QR**= Gasto reducido.

$r$  = distancia radial entre la TP y TR.

$R^2$ = Relación del diámetro exterior al diámetro interior de la tubería.

**Rc** = Resistencia al colapso.

**Rct** = Resistencia al colapso bajo tensión.

**Rcst** = Resistencia al colapso sin tensión.



**RG**= Registros gama.

**RGA**= Relación Gas- Aceite.

**S.C** = Sarta Corta.

**S.L** = Sarta Larga.

**SSPA**= Sistema de seguridad, salud y protección ambiental

**t**= Espesor de pared.

**TCP**= (Tubing-Conveyed Perforating) Operaciones de disparo con herramientas transportadas con la tubería de producción

**TP**= Tubería de producción.

**TR**=Tubería de revestimiento.

$w_{fa}$  = Peso del fluido en el espacio anular.

$Wn$  = peso nominal de la T.P.

**YP**= Esfuerzo de cedencia de grado de la tubería.

$\Delta L_A$  = cambio de longitud por efecto de aglobamiento.

$\Delta p_a$  = cambio de presión en el espacio anular a la profundidad del empacador.

$\Delta p_i$  = cambio de la presión en el interior de la tubería a la profundidad del empacador.

$\Delta T$  = cambio promedio de la temperatura

$\Delta L_T$  = cambio de longitud de la tubería por temperatura.

## Bibliografía

- Alvarado Peralta, A. D. (2014). *Reparación de pozos: Reparación mayor al pozo Mora 24 ubicado en el municipio de Cárdenas, en el estado de Tabasco*. D.F.: Instituto Politécnico Nacional.
- Ariel Arnez, E. Y. (2018). *Metodos de control de pozos*. Obtenido de <https://es.scribd.com/document/424672631/c1b7ea8edec7c25b52d66277817cfe24ec0c0ab2d3cade448594a9178bd89805>
- Badillo, F. V. (Marzo de 2014). *Diseño, Terminación, Reparación de pozos y su ejecución*. Obtenido de <https://tesis.ipn.mx/jspui/bitstream/123456789/15401/1/Dise%C3%B1o%20terminaci%C3%B3n%20reparaci%C3%B3n%20de%20pozos%20y%20su%20ejecuci%C3%B3n.pdf>
- Baker, R. O., Jensen, J., & Yarranton, H. W. (2015). *Practical Reservoir Engineering and Characterization*. Elsevier Inc.
- Barberii E., E. (1998). Producción. En E. Barberii E., *El pozo ilustrado* (Cuarta ed., págs. 149-163). Caracas, Venezuela: Fondo Editorial del Centro Internacional de Educación y Desarrollo.
- Barragán González, J. C., Ortega Hernández, R., Ortiz Ortiz, O., Ramírez Rosete, E., & Toledo Mejía, J. (2014). *Terminación de pozos en aguas profundas*. D.F, México: Instituto Politécnico Nacional.
- Bellarby, J. (2009). *Well Completion Design*. Amsterdam: Elsevier.
- Bermudez Serrano, E. (2013). *Terminación de pozos inteligentes*. Ciudad Universitaria: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Bermúdez Serrano, E. (2013). *Terminación de pozos inteligentes*. Ciudad Universitaria, México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Boyun, G., Xinghui, L., & Xuehao, T. (2017). Well Workover. En G. Boyun, L. Xinghui, & T. Xuehao, *Petroleum Production Engineering* (Second Edition ed.). Elsevier Inc.

- BRAVO VALLEJO CRISTIAN ALEJANDRO, G. D. (2013). *Instituto Politecnico Nacional*. Obtenido de Capacidad de resistencia de las tuberías petroleras: <http://oilproduction.net/files/OilProduction%20-%20capacidad-de-resistencia-de-tuberias.pdf>
- Carballo, A. D., & Granados, A. E. (2014). *Reparaciones Mayores y Menores en Pozos Petroleros*. Ciudad Universitaria, D.F., México: UNAM.
- Carlos, F., Guzmán, J., Gonzalez, L., & Malave, K. (2012). *Aplicación de cementación remedial para solucionar problemas de producción en pozos petroleros*. Ecuador: Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- Chávez, E. F., & Meraz, A. J. (2015). *Operaciones críticas de perforación de pozos petroleros*. México: UNAM.
- Cisneros, R. M. (Agosto de 2013). *Técnicas de disparo para optimizar la producción en la condición de operación bajo balance*. Obtenido de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/7616/1/T%C3%89CNICAS%20DISPAROS%20PARA%20OPTIMIZAR%20LA%20PRODUCCI%C3%93N%20EN%20LA%20CONDICI%C3%93N%20DE%20OPERACI%C3%93N%20BAJO%20BALANCE.pdf>
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (14 de Octubre de 2016). *GUÍA PARA REALIZAR ACTIVIDADES DE SEGUIMIENTO DE LA INTEGRIDAD DE POZOS*. Obtenido de <https://cnh.gob.mx/media/2557/pozos-anexo-v.pdf>
- Cruz, R. J. (2019). *EPMEX*. Obtenido de EPMEX: <https://epmex.org/news/2019/09/18/ques-la-reparacion-de-pozos/>
- Cruz, R. J. (2019). *EPMEX*. Obtenido de EPMEX: <https://epmex.org/news/2019/10/11/pesca-y-molienda-en-pozos-petroleros/>
- Desarrollo de la perforación de Pozos en México. (s.f.). En *Origen del Petróleo e Historia de la Perforación en México*.
- DIAZ, P. E. (AGOSTO de 2018). *TESIS*. Obtenido de DISEÑO DE SOFTWARE DE SIMULACIÓN DE CONTROL DE POZOS PETROLEROS DIDACTICO:

<https://ciateq.repositorioinstitucional.mx/jspui/bitstream/1020/263/1/GonzalezDiazPabloE%20MMANAV%202018.pdf>

*Drilling Formulas*. (03 de Julio de 2016). Obtenido de Tubing Length Change due to Ballooning: <https://www.drillingformulas.com/tubing-length-change-due-to-ballooning/>

*Drilling Formulas*. (Julio de 09 de 2016). *Wellbore diagram with tubing due compression force*. Obtenido de Tubing Length change due to compression force: <https://www.drillingformulas.com/tubing-length-change-due-to-buckling/>

Francisco Aaron Lopez Escobar, I. A. (2013). *Ingeniera de producciòn de pozos*. Obtenido de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/7737/1/TESIS%20INGENIERIA%20DE%20PRODUCCION%20Y%20PRODUCTIVIDAD%20DE%20POZOS.pdf>

Gonzalez Dominguez Alejandro, I. A. (Septiembre de 2017). *Operaciòn de disparos*. Obtenido de <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/24936/Perforaci%C3%B3n%20de%20terminaci%C3%B3n%20y%20reparaci%C3%B3n%20de%20pozos%20petroleros%20operaci%C3%B3n%20de%20disparos.pdf?sequence=5&isAllowed=y>

Gryphon Oilfield Solutions. (2021). *Gryphon Oilfield Solutions*. Recuperado el 9 de Abril de 2021, de Gryphon Oilfield Solutions: <https://www.gryphonoilfield.com/open-hole-completion-vs-cased-hole-completion/>

Guerrero, H. J. (2014). *Opciones de taponamiento para abandono de pozos petroleros*. México: UNAM.

Guía de Diseño de Aparejos de Producción. (s.f.).

Guillermo, P. A. (2014). *Comparaciòn de las diferentes alternativas en la terminaciòn de pozos verticales y diseño de aparejos de producciòn por cargas axiales*. Obtenido de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/3076/Tesis.pdf?sequence=1>

Huiyun M, C. Y. (2020). *Architectural diagram of intelligent well technology*. Obtenido de Review of intelligent well technology: <http://www.keaipublishing.com/en/journals/petroleum>

Ibarra González, H. (2016). *La importancia de la terminación en la productividad del pozo*. D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México .

Ingeniería de cementaciones . (s.f).

JHON ALEXANDER GARCIA VACCA, P. A. (10 de julio de 2013). *MANUAL BASICO DE CONTROL DE POZO PETROLERO* . Obtenido de [https://issuu.com/biliovirtual/docs/manual\\_control\\_de\\_pozo/304](https://issuu.com/biliovirtual/docs/manual_control_de_pozo/304)

Juarez, P. R. (S.f). *Diseño de sarta de perforación*. Obtenido de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/7502/TESIS%20DISE%C3%91O%20DE%20SARTA%20DE%20PERFORACION.pdf?sequence=1>

Kool, T. (28 de Diciembre de 2019). *OilPrice.com*. Recuperado el 7 de Abril de 2021, de OilPrice.com: <https://oilprice.com/Energy/Energy-General/The-Complete-Guide-To-Oil-Gas-Well-Completions.html>

Ma, H., Yu , C., Dong, L., Fu , Y., Shuai , C., Sun , H., & Zhu, X. (2020). Review of intelligent well technology. *Petroleum*, 6, 226-233.

Ma, H., Yu , C., Dong, L., Fu , Y., Shuai , C., Sun , H., & Zhu, X. (2020). Review of intelligent well technology. *Petroleum*, 6, 226-233.

*Open-Hole Well Completion whithout Tubing*. (S.f). Obtenido de Adaptada de Example of Barefoot: <https://www.e-education.psu.edu/png301/node/690>

Perforación y terminación de pozos . (s.f).

Perforación y terminación de pozos. (s.f).

Perforación y terminación de pozos. (s.f).

Ramos, J. H. (s.f). *Manual de capacitación y desarrollo de habilidades en actividades de perforación y mantenimiento de pozos*. Comalcalco.

- Rangel, M. I., & Torres, S. A. (2001). *Mantenimiento de Pozos Petroleros*. México, D.F.: UNAM.
- Schlumberger. (2013). Cómo optimizar el arte de la pesca. *Oilfield Review*, XXIV(4).  
Obtenido de <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/3-fish-art-spanish>
- Schlumberger. (2021). *Oilfield Glossary*. Recuperado el 1 de Abril de 2021, de Oilfield Glossary: <https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/c/completion>
- Schlumberger. (2021). *Oilfield Glossary*. Obtenido de Oilfield Glossary: [https://glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/cased\\_hole.aspx](https://glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/cased_hole.aspx)
- Schlumberger. (2021). *Oilfield Glossary*. Obtenido de Oilfield Glossary: [https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/h/high-pressure\\_squeeze](https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/h/high-pressure_squeeze)
- Schlumberger. (2021). *Oilfield Glossary en Español*. Obtenido de Oilfield Glossary en Español: [https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/p/plug\\_and\\_abandon](https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/p/plug_and_abandon)
- Schlumberger. (s.f.). *Oilfield Glossary*. Recuperado el Abril de 12 de 2021, de Oilfield Glossary: [https://glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/b/barefoot\\_completion.aspx](https://glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/b/barefoot_completion.aspx)
- Simancas, S. F. (2005). *Manual teórico-práctico de ingeniería de completación y rehabilitación de pozos escuela de petróleo de la U.C.V.* Caracas : Universidad Central de Venezuela.
- Tao C, K. B. (24 de Febrero de 2020). *Schematic of an oil well cementing operation*. Obtenido de Review of Rheological Modeling of Cement Slurry in Oil Well: <https://doi.org/10.3390/en13030570>
- Terminación y mantenimiento de pozos*. (S.f). Obtenido de [http://oilproduction.net/files/manual\\_terminacion\\_de\\_pozos.pdf](http://oilproduction.net/files/manual_terminacion_de_pozos.pdf)
- Terminación y Mantenimiento de Pozos. (s.f.). En *Terminación y Mantenimiento de Pozos, PDF*.
- UNAM. (s.f.). *Fundamentos de los sistemas artificiales de producción*. Obtenido de S.f: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/3605/4/A4.pdf>

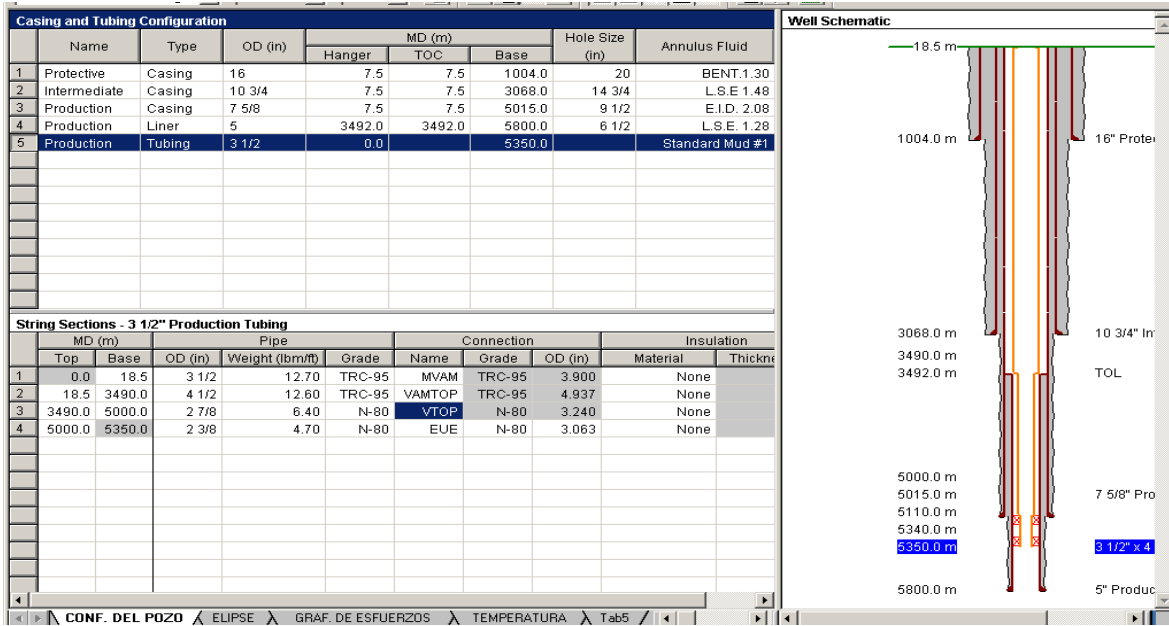
Vega, A. (11 de Marzo de 2015). *Capacidad de resistencia de las tuberías de revestimiento*.  
Obtenido de <https://www.clubensayos.com/Ciencia/Capacidad-De-Tuberias/2383790.html>

Verduguéz, P., & Mamani, Q. R. (2017). *REHABILITACIÓN DE LOS POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO GEOTÉRMICO SOL DE MAÑANA EN POTOSÍ – BOLIVIA*. El Salvador: Universidad de El Salvador .

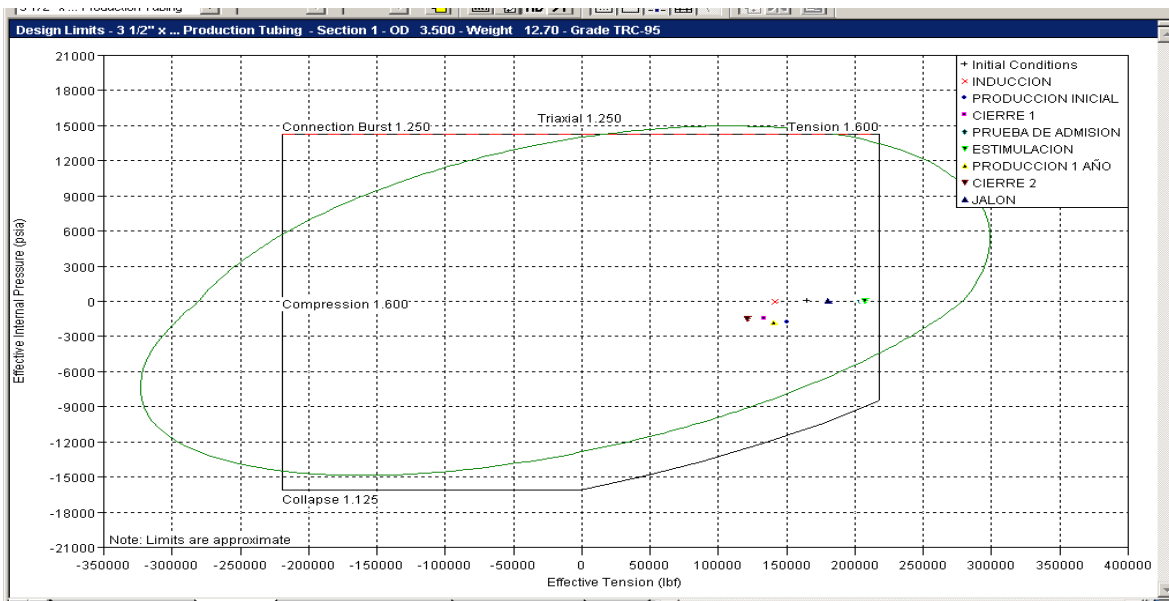
Vidal, M. (07 de junio de 2017). *Historico de producción escalón y presión vs tiempo, del pozo A de aceite*. Obtenido de Deconvolution applied in the accumulated production (Np), considering the constant pressure and variable rate.: [https://www.researchgate.net/figure/Historico-de-produccion-escalon-y-presion-vs-tiempo-del-pozo-A-de-aceite\\_fig1\\_319325552](https://www.researchgate.net/figure/Historico-de-produccion-escalon-y-presion-vs-tiempo-del-pozo-A-de-aceite_fig1_319325552)

# Anexos

## Anexo A: Diseño de aparato de producción (WELLCAT)

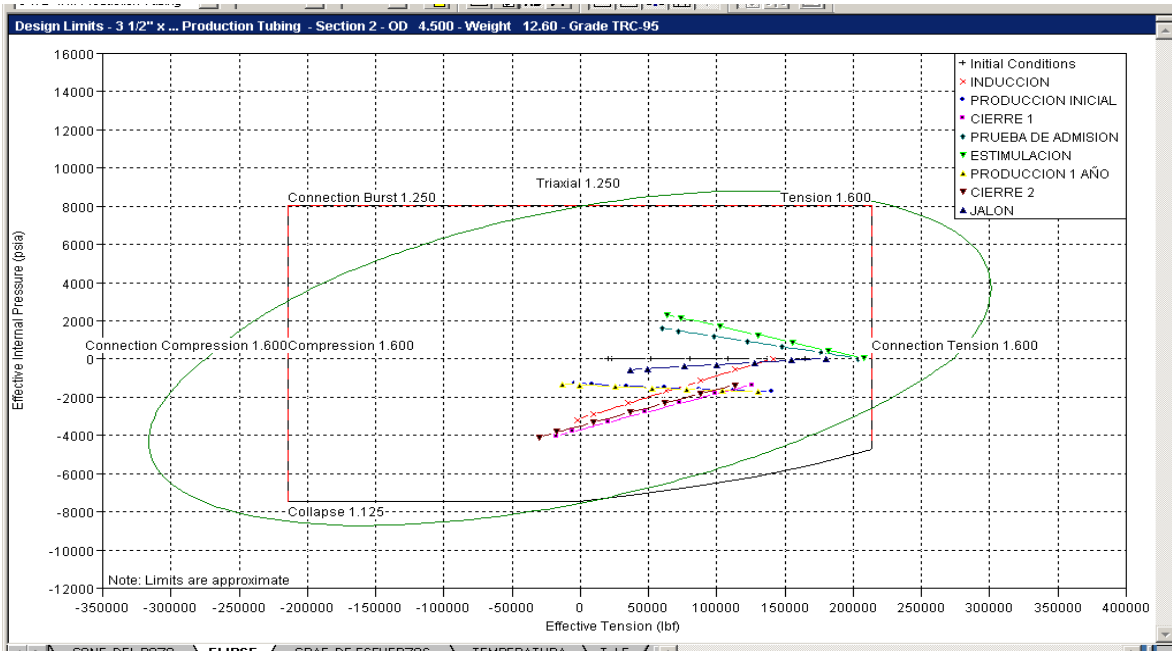


## Sección de TP TP 3 1/2" TRC-95, 12.7 lb/ft, Mvam

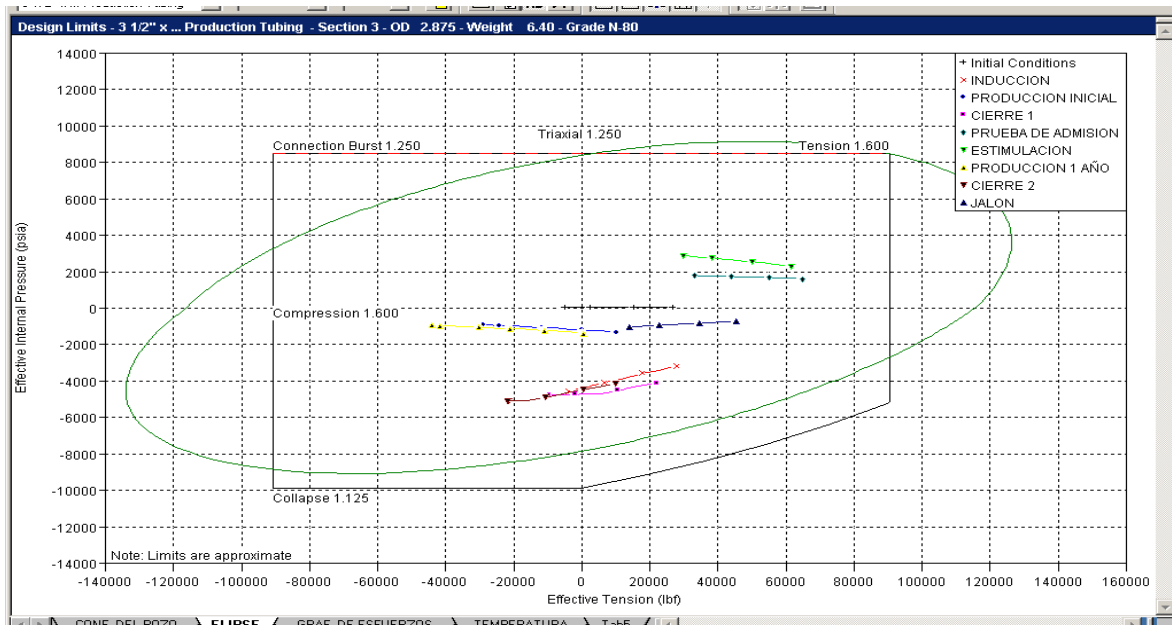




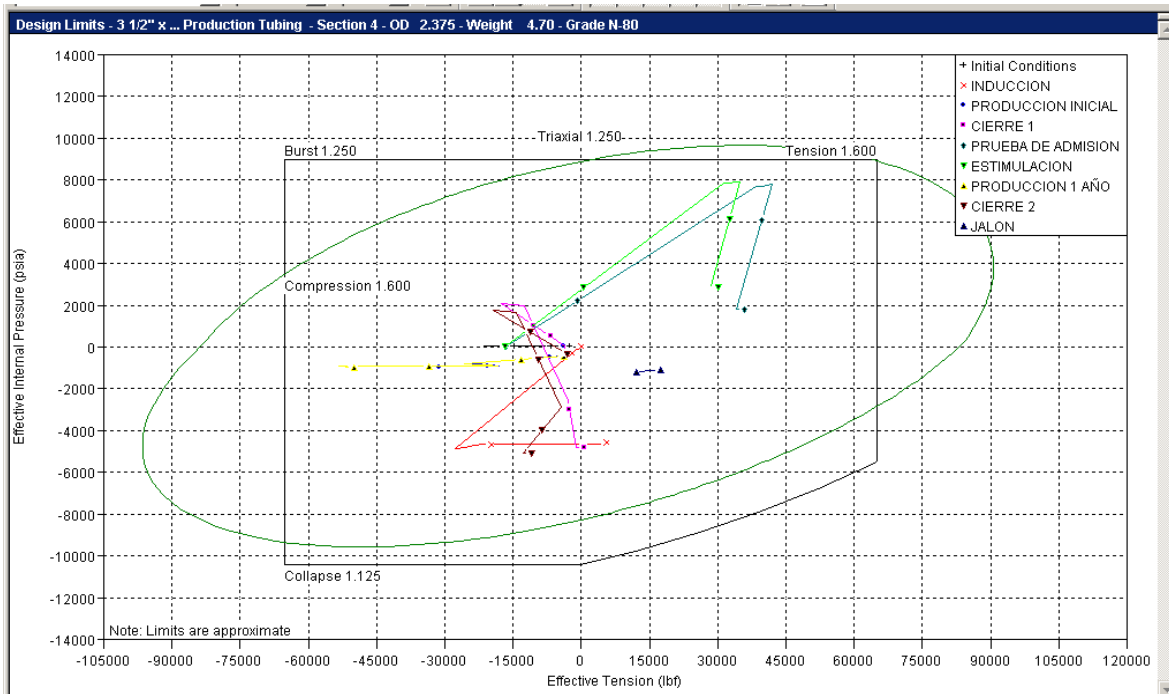
Sección de TP 4 1/2" TRC-95, 12.6 lb/ft, VTOP



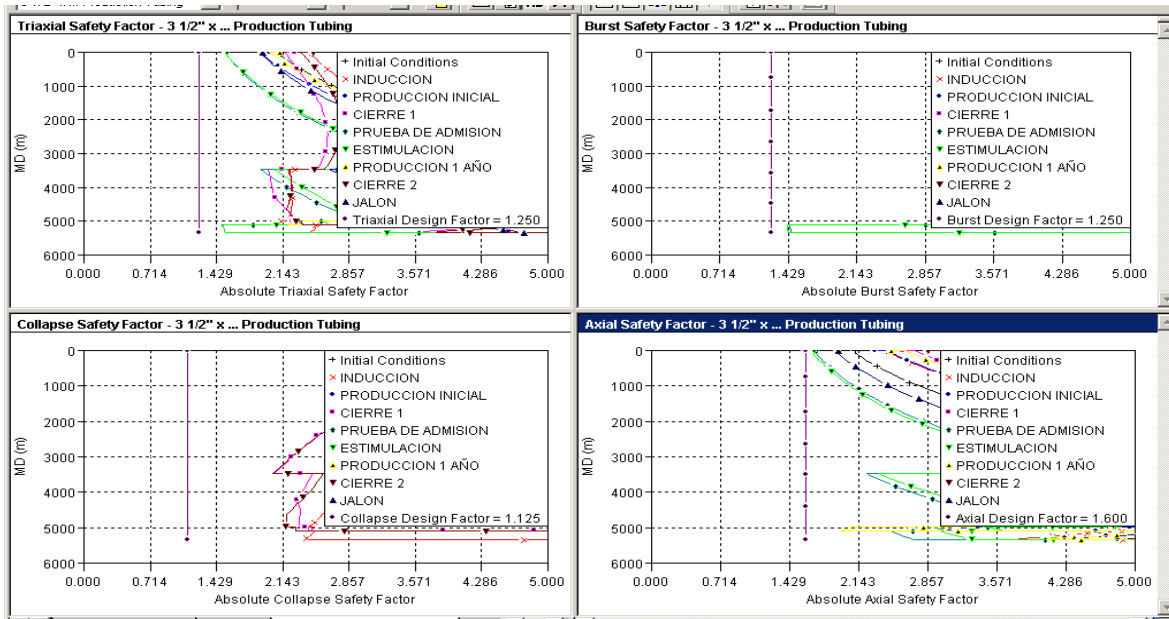
Sección de TP 2 7/8" N-80, 6.4 lb/ft, VTOP



Sección de TP 2 3/8" N-80, 4.6 lb/ft, 8 h.r.r.



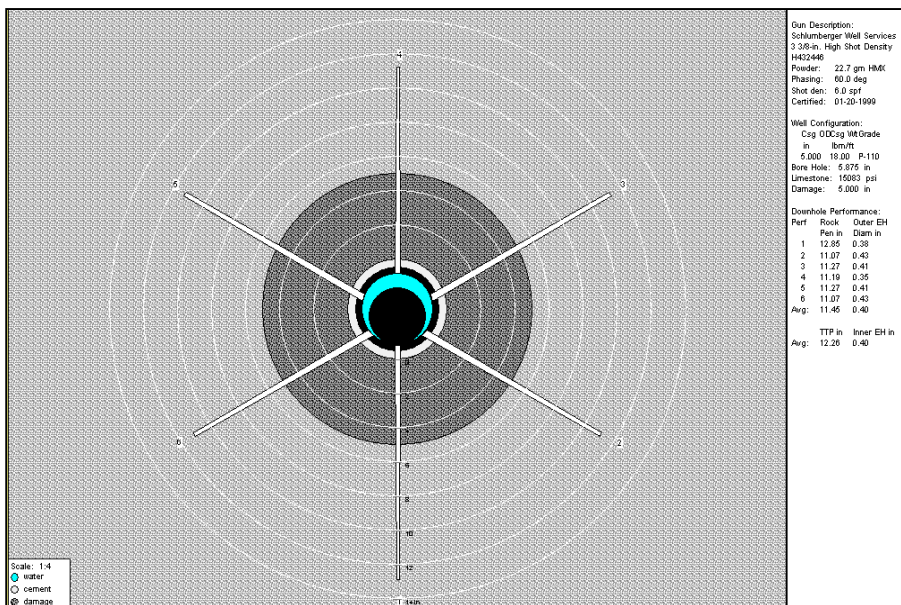
Gráficos de esfuerzos a los que se somete el aparejo de producción.



## Anexo B: Diseño de disparos (WEM).

### Pistolas programadas para disparar intervalos programados

5525-5577 m. Pistolas Power Jet 3 3/8", 20 c/m, f-60°, dp=12.26", bh=0.40" entubadas, expanden a 3.66".



## Anexo C: Diseño de sarta de trabajo

TP pg	CLASE	GRADO	PE SO NO M. Lb/p	LONG SECC IÓN m	FACTOR FLOT	P: ACUM FLOT ADO Kg	RESIS T. TENS IÓN Kg	MAR GEN P/JALAR Tons.	DIA M. INT . pg	DIA M. EXT . COP LE pg
3 1/2	NC-38	S-135	13.3	804	0.890	15,664	15622 0	141	2 68/8 9	4 13/1 6
3 1/2	NC-38	G-105	13.3	2300	0.890	59,881	12150 4	62	2 68/8 9	4 21/3 2
2 7/8	WT-26	S-135	10.4	2606	0.890	84,246	15783 5	74	2 8/53	3 3/8
				5710	M	84,246	KG			

## Anexo C1: Diseño de sarta de disparos TCP

Descripción	OD	ID	LONG	Intervalo	
	(pg)	(pg)	m	(m.d.b.m.r.)	
Tapón guía	3.38	N/A	0.26	5577.26	5577
Cañón TCP 3 3/8" 20 c/m F-60° cargas PJ-3406 HMX	3.38	N/A	52	5577	5525
Espaciador de pistolas	3.38	N/A	3	5525	5522
Cabeza de disparo	3.38	2.4	2.71	5522	5519.29
1 TP 2 7/8" 8 hrr	2.87	2.4	7.96	5519.29	5511.33
Válvula para generar presión diferencial	4	2.25	0.65	5511.33	5510.68
3 TP 2 7/8" 8 hrr	2.87	2.4	23.88	5510.68	5486.8
Niple con marca radioactiva	3.75	2.4	3.1	5486.8	5483.7
Comb 2 7/8" 8hrr x 2 7/8" WT-26	4.5	2.9	0.45	5483.7	5483.25
N TP 2 7/8" WT26 10.4 lb/pie	2.85	2.4	2000	5483.25	3483.25
Comb 2 7/8" WT 26 a 3 1/2"	4.5	2.4	0.45	3483.25	3482.8
N TTP 3 1/2"	3 1/2	2.4	3477.3	3482.8	5.5
2 TP CORTOS	3 1/2"	2.4	6.5	5.5	-1
ÁRBOL ALIJO	4.4	2.4		-1	-1

Recomendaciones a la introducción de pistolas TCP.

- ✓ Efectuar junta de seguridad con el personal involucrado, antes de armar pistolas, durante el disparo y al sacar pistolas a superficie.
- ✓ Revisar que la tubería esté libre de cascarria para evitar problemas de taponamiento y falta de represionamiento para activar disparos.
- ✓ En seno de fluido de polimérico de 1.02 gr/cm<sup>3</sup> meter aparejo a 5665 m, tomar registro RG-CCL con la finalidad de ajustar longitud entre pistolas y marcar radioactivas, con recomendaciones y supervisión Schlumberger.
- ✓ Instalar árbol de alijo y líneas de control, probar con 8000 psi
- ✓ Efectuar registro RG para ajuste de disparo correlacionando registro inductivo y marca radioactivas.
- ✓ Lanzar barra activadora de disparo y esperar viaje.

**Nota: en caso de no observar manifestación de los disparos con línea de acero pescar barra de disparo para analizar si el sello de bronce indica que se detono cabeza de disparo.**

Al sacar cañones en superficie tomar medidas extremas de seguridad si se hubiese duda de haberse detonado pistolas.