



INSTITUTO TECNOLÓGICO SUPERIOR DE TANTOYUCA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

“INTERVENCIÓN CON UNIDAD DE LÍNEA DE ACERO AL POZO ESCOBAL 197 A CARGO DE EQUIPO DE BOMBEO HIDRÁULICO PARA EFECTUAR OPERACIONES MECÁNICAS Y TOMA DE INFORMACIÓN DE PRESIÓN DE FONDO Y TEMPERATURA PARA MANTENIMIENTO Y PRODUCTIVIDAD DEL POZO”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

NUBIA MARITZA ALEJANDRO HERNÁNDEZ

No. de Control: **143S0175**

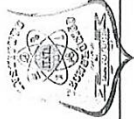
ASESOR INTERNO
ING. DAVID ANTONIO BAUTISTA GUTIÉRREZ

ASESORES EXTERNOS
M.C. FÉLIX HERNÁNDEZ SANTIAGO
I. F. CIPRIANO ALEJANDRO DEL ÁNGEL VICENTE

I. T. S. T. A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

II. FORMATOS DE ACEPTACIÓN DE TESIS PROFESIONAL

Solicitud de inscripción al programa de residencia profesional

 INSTITUTO TECNOLÓGICO SUPERIOR DE TANTOYUCA SOLICITUD DE INSCRIPCIÓN AL PROGRAMA DE RESIDENCIAS PROFESIONALES	
Nombre: <u>NUBIA MARITZA ALEJANDRO HERNÁNDEZ</u>	No. De control: <u>143S0175</u>
Carrera: <u>INGENIERÍA PETROLERA</u>	Fecha: <u>06 DE AGOSTO DE 2018</u> Período Escolar: <u>AGOSTO*2018 - ENERO*2019</u>
Domicilio: <u>CALLE RÍO PANÚCO No. 207 COLONIA EL ABRA</u>	
Correo Electrónico: <u>maritza9677@hotmail.com</u> ;	
Teléfono con Clave Lada: <u>(+521) 01 789 121 66 13</u> ;	
Firma del alumno: 	
Al firmar la presente solicitud, acepto plena y conscientemente mi interés por realizar mi residencia profesional en el periodo arriba señalado, entendido que, en caso contrario, el Instituto se deslinda de la responsabilidad de brindarme un espacio en periodos posteriores.	
Para uso exclusivo de Jefe de División de Carrera Constancia de situación académica: Si ☒ No ☐ Servicio social: Si ☒ No ☐ Actividades Complementarias: Si ☒ No ☐ Observaciones: _____	Fechas donde el alumno residente debe entregar: Carta de aceptación y anteproyecto*: <u>20 DE AGOSTO DEL 2018</u> Revisión de Control 1: <u>15 AL 19 DE OCTUBRE DE 2018</u> Revisión de Control 2: <u>12 AL 16 DE NOVIEMBRE DE 2018</u> Revisión Final: <u>10 AL 17 DE DICIEMBRE DE 2018 (Presencial)</u> Revisión de Forma del Reporte Técnico: <u>07 AL 11 DE ENERO (Presencial)</u> Fecha Límite de Entrega de Carta Liberación: <u>FECHA LIMITE DE ENTREGA DE CARTA 08 DE ENERO 2019</u> Fecha límite de entrega del Informe Técnico en CD y Formatos: <u>14 DE ENERO DE 2019</u> *Responsiva de entrega de Carta de Aceptación y Anteproyecto antes del día 17 de septiembre de 2018 como fecha límite, de lo contrario causará baja temporal sin responsabilidad para la institución.
Firma y sello de autorización de la Jefatura de División de	
 ING. YESICA GARCÉS AGUSTÍN Jefatura de División de Ingeniería Petrolera	
Sello 	
C.c.p.- Gestión Tecnológica y Vinculación. Para emisión de carta de presentación. Alumno Residente. R04/0216 F-EP-20	

Carta de presentación

Oficio No. DV/RP/ 097/2018.

ASUNTO: CARTA DE PRESENTACIÓN.
Tantoyuca, Ver., Julio 10 de 2018.

LIC. CARMEN ANDREA GUZMÁN DE LA MADRID.
JEFA DE RECURSOS HUMANOS
CONSORCIO PETROLERO INDUSTRIAL DE TABASCO
TIHUATLÁN, VER.

Apreciable Licenciada:

La Residencia Profesional surge como una estrategia educativa con carácter curricular, que le permite al estudiante, aun estando en proceso formativo, incorporarse profesionalmente a los sectores productivo de bienes y servicios, a través del desarrollo de un proyecto, asesorado por instancias académicas y externas. El sentido formativo se fortalece al propiciar que el residente estudie y resuelva situaciones complejas y reales, en las que se requiere simultáneamente el conocimiento de la ciencia y la tecnología, así como capacidad, intelecto y sensibilidad social.

En este sentido, a través de este medio, me permito presentar a sus finas atenciones a la **C: NUBIA MARITZA ALEJANDRO HERNÁNDEZ** con No. de Control **143S0175**, alumna de la Carrera de **INGENIERIA PETROLERA**, en la Especialidad de **EXPLORACIÓN Y DESARROLLO DE CAMPOS**, quien desea realizar sus Residencias Profesionales en esa prestigiada Organización.

El valor curricular de la Residencia Profesional es de 10 créditos y su duración queda determinada por un periodo de 4 meses, cubriendo mínimo 500 horas, el cual deberá ser liberado a través de una carta de terminación por parte de la empresa a mas tardar el 8 de Enero del 2019, es importante mencionar que nuestros estudiantes cuentan con la afiliación al IMSS por parte de la Institución por lo que ante algún eventual accidente del practicante será nuestra responsabilidad las atenciones para la solución de mismo.

Le agradezco las atenciones que brinden a la portadora de la presente, y me reitero a sus apreciables órdenes enviándole un cordial saludo.

Atentamente



M.I.I. Jesús Ortiz Martínez.
Director De Vinculación del ITSTA.

C.c.p. M.C. Perlina Reyes Zaleta.- Jefa del Depto. De Servicios Sociales y Residencias Profesionales.
Archivo de Cartas de Presentación / ITSTA.

JOM/prz*
Desv. Lindero Tametate S/r.
Col. "La Morita"
C.P. 92100, Tantoyuca, VZ.
T. 01 769 893 1680
<http://itsta.edu.mx>



I. T. S. T. A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

Carta de aceptación de proyecto de residencia profesional

M.I.I. JESÚS ORTIZ MARTÍNEZ
DIRECTOR DE VINCULACIÓN DEL ITSTA
TANTOYUCA, VERACRUZ.



ING. YESICA GARCÉS AGUSTÍN
JEFATURA DE DIVISIÓN DE INGENIERÍA PETROLERA

Por medio del presente hacemos de su conocimiento que el Alumno: NUBIA MARITZA ALEJANDRO HERNANDEZ, Con No. De Control: 143S0175 de la Carrera de INGENIERIA PETROLERA, ha sido aceptado en esta empresa para realizar sus RESIDENCIAS PROFESIONALES, mediante el proyecto de: INTERVENCIÓN CON UNIDAD DE LINEA DE ACERO AL POZO ESCOBAL 197 A CARGO DE EQUIPO DE BOMBEO HIDRÁULICO PARA EFECTUAR OPERACIONES MECÁNICAS Y TOMA DE INFORMACION DE PRESIÓN DE FONDO Y TEMPERATURA PARA MANTENIMIENTO Y OBSERVACIÓN DEL POZO, durante el periodo del 14 de AGOSTO al 14 de DICIEMBRE del 2018, con el cual cubrirá un total de 500 horas, teniendo como asesor del mismo al C. DAVID ANTONIO BAUTISTA GUTIERREZ.

Sin otro particular, quedamos a sus apreciables órdenes.

Atentamente
TIHUATLÁN, VERACRUZ. A 20 DE AGOSTO DE 2018


David Antonio Bautista Gutierrez
NOMBRE Y FIRMA DEL ASESOR DEL PROYECTO DE RESIDENCIAS.

R.F.C. CPI1308141Q4
ABELARDO REYES EDIFICIO B DEPTO 216 CENTRO VILLAHERMOSA, CENTRO, TABASCO 86000

I. T. S. T. A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

Convenio sobre la residencia profesional

     	
INSTITUTO TECNOLÓGICO SUPERIOR DE TANTOYUCA CONVENIO SOBRE EL PROGRAMA DE RESIDENCIAS PROFESIONALES	
INSTITUTO TECNOLÓGICO SUPERIOR DE TANTOYUCA	
NOMBRE DE LA INSTITUCIÓN	
DESVIACIÓN LINDERO TAMETATE S/N COL. LA MORITA, TANTOYUCA, VERACRUZ, C.P. 92100	
DIRECCIÓN	7898931675 TELÉFONO
DATOS DEL PRACTICANTE	
SEMESTRE Y CARRERA <u>9vo. SEMESTRE INGENIERÍA PETROLERA</u>	
NUBIA MARITZA NOMBRE(S)	ALEJANDRO APELLIDO PATERNO
HERNÁNDEZ APELLIDO MATERNO	
No. CONTROL	143S0175
ESPECIALIDAD: <u>EXPLORACIÓN Y DESARROLLO DE CAMPOS</u>	
DOMICILIO:	RIO PANUCO 207 EL ABRA 92120
CALLE	No. COLONIA C.P.
REALIZARÁ SU RESIDENCIA EN:	
CONSORCIO PETROLERO INDUSTRIAL DE TABASCO NOMBRE DE LA EMPRESA	
CTRA. MÉXICO-TUXPAN KM. 7 S/N CTRA. FEDERAL 180, EJIDO LÁZARO CÁRDENAS. TIHUATLÁN, VERACRUZ, MÉXICO.	
DOMICILIO SOCIAL	
FECHA DE INICIACIÓN:	14 DE AGOSTO
FECHA DE TÉRMINO:	14 DE DICIEMBRE
(SI ASÍ APLICA) POR CONCEPTO DE BECA, EL PRACTICANTE PERCIBIRÁ MENSUALMENTE LA CANTIDAD DE \$	
(CANTIDAD CON LETRA)	
ME COMPROMETO A CUMPLIR ESTA RESIDENCIA PROFESIONAL EN LA FORMA AQUÍ MANIFESTADA Y DE ACUERDO CON LAS POLÍTICAS Y LINEAMIENTOS VIGENTES DEL ITSTA	
CONFORME	
NUBIA MARITZA ALEJANDRO HERNANDEZ FIRMA DEL PRACTICANTE	
 Consorcio Petrolero Industrial de Tabasco S de RL de CV CPT130014104 ABELARDO REYES EDIFICIO B DEPTO 102 CENTRO VILLAHERMOSA, CENTRO TABASCO 86000	
SELLO DE LA EMPRESA, DEPENDENCIA GUBERNAMENTAL O UNIVERSITARIA NOMBRE Y FIRMA DEL RESPONSABLE	
M.C. JESÚS ORTIZ MARTÍNEZ DIRECTOR DE VINCULACIÓN DEL ITSTA	
14 DE AGOSTO DE 2018 FECHA	
	
Desv. Lindero Tametate S/n. Col. "La Morita" C.P. 92100, Tantoyuca, VZ. T. 01 789 893 1680 http://itsta.edu.mx	

II. DEDICATORIAS

A MI PADRE, AQUILES ALEJANDRO VICENTE.

Por todo el inmenso amor que siempre me ha profesado, pero aún más importante, por su apoyo incondicional en cada una de las etapas de mi vida. Por guiar siempre mi formación personal y profesional con rectitud y valores morales. Por aplaudir con orgullo cada uno de mis logros por más pequeños que sean. Por demostrarme como claro ejemplo de que puedo forjar mi propio nombre por la vida sembrando esfuerzo, dedicación y arduo trabajo, y cosechando grandes cosas; por mostrarme que en la vida siempre se puede empezar de nuevo.

A MI MADRE, MARTHA ELVIRA HERNÁNDEZ FLORES.

Por darme la vida junto al inmenso amor que siempre me ha profesado. Por guiar siempre mi camino a través de anécdotas de su experiencia propia con el fin de mostrarme las buenas decisiones y el camino correcto a seguir, lleno de buenos valores y principios morales, para hacerme una persona de bien. Por su apoyo incondicional a lo largo de mi vida y aplaudir mis logros por más pequeños que fueran. Por demostrarme en carne propia que Dios y la vida siempre nos dan una segunda oportunidad de comenzar de nuevo.

II. AGRADECIMIENTOS

A MIS PADRES Y HERMANO.

Sabiendo que nunca alcanzarán las palabras para agradecerles todo, les doy las gracias por darme el mayor de los regalos: la vida, junto a su inmenso amor, guiando mi ser con luz y amor a través del sendero de la vida, cuidando de mí en la salud y la enfermedad. Por su apoyo incondicional permaneciendo junto a mí durante todas las puertas que la vida me ha abierto. Por aplaudir mis logros a nivel personal y profesional, y por no dejarme caer ante cualquier fracaso. Gracias por demostrarme siempre que soy una persona con el potencial de lograr grandes cosas. *No importa que tan lejos me vaya, siempre estaré en su mente y su corazón, esperando por mí. Los amo.*

A MI HERMANO.

Por permanecer a mi lado desde el momento en que naciste, por llenar mi vida de gratos recuerdos llenos de risas y aprendizajes. Aplaudiendo junto a mis padres mis logros. Por darme la oportunidad de ser una hermana y amiga.

A MI FAMILIA MATERNA.

Por aplaudir mis logros y por acompañarme durante mis fallas, por sus enseñanzas sobre la vida y amor incondicional. Por estar presentes en todos los instantes de mi vida. Por mostrarme que no importa que tan lejos vaya, siempre me recibirán con los brazos abiertos.

A MI FAMILIA PATERNA.

Por su apoyo incondicional en las etapas de mi vida, permaneciendo junto a mí aplaudiendo mis logros. Sus enseñanzas y anécdotas que me dejaron aprendizajes durante mi infancia hasta la vida adulta. Por

I. T. S. T A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

cuidar de mí, aunque estuvieran lejos y por recibirme con los brazos abiertos a pesar del tiempo y distancia.

A MIS AMIGOS.

Por acompañarme a lo largo de mi carrera profesional. Por ayudarme en situaciones difíciles con sus palabras de aliento o sus buenos deseos en mis logros. Por crear juntos experiencias y aprendizajes dentro y fuera del salón de clases y por crear junto a mí recuerdos gratos llenos de bromas, risas y anécdotas que nos permitieron crecer como personas y aprender cosas nuevas.

AL INSTITUTO TECNOLÓGICO SUPERIOR DE TANTOYUCA.

Mi alma mater que miró desde sus aulas como crecí como profesional a lo largo de mi carrera. Por brindarme las bases y conocimientos necesarios para hacer frente a la vida laboral mediante las enseñanzas y anécdotas de mis profesores quienes elogiaron mi potencial y conocimientos. Por brindarme oportunidades de vivir nuevas experiencias para mi crecimiento personal y profesional, poniendo en alto el nombre de mi institución..

III. INDICE

Resumen	Pág. 15
Abstract	Pág. 16
Introducción	Pág. 17
CAPÍTULO 1.	
INTRODUCCIÓN	Pág. 18
1.1 Antecedentes del problema	Pág. 18
1.2 Definición del problema	Pág. 20
1.3 Hipótesis o supuestos	Pág. 21
1.4 Objetivos	Pág. 22
1.4.1 Objetivo general	Pág. 22
1.4.2 Objetivos específicos	Pág. 22
1.5 Problemas a resolver, priorizándolos	Pág. 23
1.6 Justificación	Pág. 24
1.7 Delimitación	Pág. 25
1.7.1 Alcances	Pág. 25
1.7.2 Limitaciones	Pág. 25
CAPÍTULO 2.	
GENERALIDADES DE LA EMPRESA DONDE SE REALIZÓ EL PROYECTO	Pág. 26
2.1 Breve reseña sobre la empresa	Pág. 26
2.2 Política SSPA	Pág. 27
2.2.1 Política de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SSPA)	Pág. 27
2.2.2 Objetivos en relación con la política SSPA	Pág. 27
2.3 Política de calidad	Pág. 28
2.3.1 Objetivos de calidad	Pág. 28
2.4 Datos de la empresa	Pág. 29
2.5 Descripción del área y puesto de trabajo	Pág. 30
2.5.1 Descripción del área de trabajo	Pág. 30
2.5.2 Descripción del puesto de trabajo	Pág. 31
2.6 Descripción del área del proyecto	Pág. 32
2.6.1 Campo Escobal	Pág. 32
TESIS NUBIA MARITZA ALEJANDRO HERNÁNDEZ	Pág. 9

I. T. S. T. A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

2.6.2 Descripción del pozo	Pág. 33
CAPÍTULO 3.	
MARCO TEÓRICO	Pág. 34
3.1. Conceptos básicos y antecedentes	Pág. 34
3.1.1 Antecedentes sobre la línea de acero	Pág. 34
3.1.2 Operaciones de mantenimiento y reparación	Pág. 36
3.1.3 Unidad de línea de acero	Pág. 37
3.1.4 Operaciones más comunes efectuadas en los Pozos	Pág. 39
3.1.5 Equipo de control de presión	Pág. 42
3.1.6 Equipo de unidad de línea de acero	Pág. 59
CAPÍTULO 4.	
PROCEDIMIENTO Y DESCRIPCIÓN DE LAS ACTIVIDADES REALIZADAS	Pág. 70
4.1 Flujograma de actividades	Pág. 70
4.2 Procedimiento operativo	Pág. 71
4.2.1 Orden de servicio	Pág. 71
4.2.2 Traslado de ULA a locación	Pág. 72
4.2.3 Llegada a locación	Pág. 72
4.2.4 Instalación de unidad de ULA	Pág. 72
4.3 Calibración de tuberías de producción	Pág. 73
4.4 Procedimiento para colocar y recuperar bombas Hidráulicas	Pág. 75
4.5 Procedimiento para colocar y recuperar accesorios en tubería de producción	Pág. 78
4.6 Apertura o cierre de camisa deslizable	Pág. 86
4.7 Toma de información con sensor de memoria	Pág. 87
CAPÍTULO 5.	
RESULTADOS	Pág. 88
5.1 Análisis de resultados	Pág. 98
CAPÍTULO 6.	
CONCLUSIONES	Pág. 100
TESIS NUBIA MARITZA ALEJANDRO HERNÁNDEZ	Pág. 10

I. T. S. T. A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	Pág. 101
Referencias bibliográficas	Pág. 101
Referencias virtuales	Pág. 103
ANEXOS	Pág. 104
Anexo 1. Formato de anteproyecto de residencia profesional	Pág. 104
Anexo 2. Glosario.	Pág. 105
Anexo 3. Gráfica de producción	Pág. 108

IV. INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Localización geográfica de la empresa

Figura 2. Organigrama conformado por las áreas y departamentos de Grupo SEPEC

Figura 3. Localización del campo Escobal y del campo de estudio.

Figura 4. Árbol de válvulas perteneciente al pozo Escobal 197

Figura 5. Montaje básico de línea de acero o del cable conductor

Figura 6. Componentes del estopero para alta presión.

Figura 7. Componentes que conforman el estopero Otis tipo "D".

Figura 8. Componentes del estopero Bowen.

Figura 9. Trampa.

Figura 10. Lubricador convencional.

Figura 11. Componentes principales de una brida.

Figura 12. Adaptadores para bridas comúnmente usados en las operaciones de línea de acero

Figura 13. Diámetros y espesores que conforman a la brida, y anillos para brida.

Figura 14. Preventores manuales.

Figura 15. Método alternativo de una conexión a tope donde las roscas del piñón y la caja son ahusadas.

Figura 16. Deformación severa.

Figura 17. Solución a la deformación.

Figura 18. Sistema de tres anillos (izquierda) y sistema de tres anillos sellado contra presión (derecha).

Figura 19. Sello de O-Ring externo.

Figura 20. Sello con O-Ring interno.

I. T. S. T A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

Figura 21. Unidad de línea de acero empleada en Grupo SEPEC

Figura 22. Circuito hidráulico para unidades "CAMCO".

Figura 23. Circuito hidráulico para unidades "OTIS".

Figura 24. Esquema de una válvula de regulación de velocidad.

Figura 25. Componentes que conforman a la polea libre.

Figura 26. Contador de profundidad que va en la mesa de operaciones.

Figura 27. Indicador de tensión (derecha) y esquema de cómo está constituido (izquierda)

Figura 28. Flujograma de actividades del proyecto de residencias

Figura 29. Acceso al pozo Escobal 197 antes de instalar la unidad pesada

Figura 30. Unidad de línea de acero instalada en locación

Figura 31. Block de impresión con huella de cuello de pesca

Figura 32. Bomba jet

Figura 33. Válvula de pie recuperada a la superficie

Figura 34. Accesorios de la válvula de pie antes de realizar mantenimiento

Figura 35. Válvula de pie después de haberse sometido a mantenimiento

Figura 36. Gráfica de presión de fondo y temperatura correspondiente al registro con sonda de memoria en el pozo Escobal 197

Figura 37. Sonda de memoria con housing y punta de bala antes del procedimiento de toma de información

Figura 38. Sonda de memoria después de haber finalizado la toma de información. A su lado interfaz que se conecta a computadora para registrar los datos obtenidos.

Figura 39. Apertura del housing

V. INDICE DE TABLAS

Tabla 1. *Coordenadas de ubicación del pozo Escobal 197.*

Tabla 2. *Especificaciones sobre bridas de perforación.*

Tabla 3. *Adaptadores para brida.*

Tabla 3. *Viscosidad de fluidos.*

Tabla 4. *Tipos de malacates empleados en línea de acero.*

RESUMEN

En la actualidad, los campos petroleros del "Activo Integral de Producción Bloque Norte 02" representan uno de los mayores volúmenes de reservas más importantes de nuestro país, y constituyen cerca del 40% de la reserva nacional de hidrocarburos probados. Sin embargo, el desarrollo de proyectos en servicio a pozos representa un reto debido a la complejidad a nivel petrolífero y tecnológico.

Se expone el proceso de intervención al pozo Escobal 197, que está ubicado al noroeste del estado de Puebla, operando bajo un sistema artificial de producción. Asimismo, se explican a detalle los procedimientos de las operaciones que consisten en operaciones mecánicas como el procedimiento de toma de información con el propósito de llevar a cabo el mantenimiento y observación del pozo.

Teniendo en consideración los criterios y condiciones del pozo, se emplea línea de acero como parte del servicio a pozos. Utilizando un carrete devanador con alambre acerado de uso especial a través de la fuerza que le imprime un motor Diesel, posee un sistema contador que permite medir la longitud del mismo que sale del interior del carrete que se introduce al pozo; cuenta con un sistema indicador de peso que muestra el comportamiento del peso de las herramientas al bajar por el interior del pozo y durante la extracción de estas hacia la superficie.

Lo anterior ha permitido mantener la producción mediante el incremento de los barriles de hidrocarburos. Otro beneficio resultante será la remuneración a nivel económico que obtendrá la empresa, lo cual, como resultado final engloba a la optimización de la producción para futuras intervenciones en el pozo.

Palabras clave: Reservas, well services, bombeo hidráulico, línea de acero, operación mecánica.

ABSTRACT

At present, "Activo Integral de Producción Bloque Norte 02", oil fields represent one of the largest volumes of the most important reserves in the north part of our country, and account for about 40% of the national reserve of proven hydrocarbons. However, the development of projects in service to wells represents a challenge due to the complexity level petroleum and geological.

The intervention process is exposed to the Escobal 197 well located to the Northwest of the State of Puebla, which operates by means of a hydraulic pumping system. Likewise, are explained in detail procedures of operations which consist of mechanical operations and information fund, and temperature to pressure is to carry out the maintenance and productivity of the well.

Taking into consideration the criterial and conditions of the chosen well, used slickline as part of the well services. Using a reel winder with steel wire special use through the force that prints you a Diesel engine, has a system timer that allows you to measure the length of the same coming from the inside of the reel that is inserted into the well; It has an indicator system of weight that shows the behavior of the weight of the tools down well inside and during the extraction of these towards the surface.

This has allowed to maintain production through the increase of barrels of hydrocarbons. Other resulting benefits will be compensation to economic level that gets the company, which, as a final result encompasses the optimization of production for future well services.

Keywords: reservations, well services, hydraulic pump system, slickline, mechanical operation.

INTRODUCCIÓN

Hablar de ingeniería petrolera significa exponer una rama de la ingeniería que se ocupa del estudio y la aplicación de los conocimientos resultantes a través las experiencias en campo; con el uso de fórmulas, metodología aplicada y diseños puedan ser resueltos las diferentes problemáticas que afectan a la industria petrolífera y en general, al sector de hidrocarburos.

En la última década, la producción de barriles de hidrocarburos ha presentado una declinación considerable debido a que la mayoría de los campos existentes están constituidos principalmente por campos maduros. Sin mencionar los procesos de mantenimiento de la producción de petróleo que en muchos de los casos no son ejecutados de acuerdo con los planes de perforación, normas de seguridad o simplemente debido a los altos costos que conlleva desarrollarlo.

Volviendo al tema que nos ocupa, es como surge el interés de presentar un método que permitirá levantar la producción de petróleo que consiste en realizar una serie intervenciones como operaciones mecánicas empleando línea de acero en el pozo Escobal 197, teniendo como principales ventajas la rentabilidad económica, fácil instalación y menor tiempo de operación.

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES DEL PROBLEMA

El servicio a pozos son intervenciones de gran importancia para cambiar las perspectivas aprovechando al máximo la energía propia del yacimiento, mejorar la recuperación de hidrocarburos y mantener o aumentar su producción.

Las operaciones con slickline se han realizado en pozos de petróleo y gas durante más de 75 años y hasta hace poco, las prácticas no han cambiado. Los técnicos e ingenieros de campo ejecutan las operaciones básicas dentro del pozo a través de la manipulación de las herramientas de pozo fijadas al extremo de un alambre delgado con un único filamento; este alambre se conoce como línea de acero.

Las técnicas en intervención a pozos han dependido mucho tiempo de sistemas mecánicos e hidráulicos para la activación y medición. Como consecuencia de ello, los resultados de muchas operaciones dentro de los pozos, cuyas profundidades eran frecuentemente aproximadas, dependían tanto de las habilidades de los operadores como del diseño de las herramientas. Para un método de intervención, estas limitaciones se eliminaron cuando se desarrolló la línea de acero.

El pozo Escobal 197, ubicado en el campo Escobal fue descubierto en el año de 1977, iniciando operaciones de exploración con la finalidad de encontrar la existencia de reservas de hidrocarburos dentro de dicho campo. Desde entonces se han perforado alrededor de 50 pozos en esta área.

Anteriormente, durante la perforación del pozo Escobal 197 se realizaron 16 actividades de fracturamiento. La ejecución se realizó en 4 días, tiempo récord. El resultado final fue una producción inicial de 4,886 bpd para Escobal 197. A finales de 2011 la producción descendió a 1,300 para este pozo como se muestra en la gráfica de comportamiento (Anexo 3. Gráfica de producción).

I. T. S. T A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

La implementación de nuevas técnicas de explotación y el mejoramiento de los métodos de servicio a pozos, el incremento en el número de reparaciones mayores, las actividades de refracturamiento y terminaciones múltiples, son una buena forma de aplicar la tecnología que permite aumentar la productividad de los yacimientos.

Un ejemplo de ello es el Proyecto Piloto Hectárea Fracturada, donde mediante la perforación de varios pozos horizontales paralelos desde una macropera y con varias etapas de fracturamiento transversal por pozo, se obtuvo un aumento de producción importante, en el caso del Pozo Escobal 197 que aumentó su producción de 1000 bpd hasta 4800 bpd de gasto inicial.

A partir de entonces, en el campo Escobal continuó con la explotación desmedida de barriles de hidrocarburos debido a que este campo junto al campo Agua Fría, Furbero, Coyula y Coapechaca constituyen parte importante de la reserva a nivel nacional.

El pozo Escobal 197 inicio un comportamiento de declinación de su producción y finalmente se decidió implementar un sistema artificial de producción de bombeo hidráulico. Aunado a esto, la falta de mantenimiento del equipo subsuperficial del pozo como lo es el aparejo de producción, la bomba jet y la válvula de pie fueron una de las causas por las que el pozo representó baja rentabilidad. Llegando a producir poco más de 20 barriles de hidrocarburos.

1.2 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

La ingeniería petrolera combina métodos científicos y prácticos orientados al desarrollo de técnicas para descubrir, explotar, desarrollar, transportar, procesar y tratar los hidrocarburos desde su estado natural, en el yacimiento, hasta los productos finales o derivados mediante los procesos de refinación.

El mercado actual, la continua acumulación del número de pozos con baja presión de fondo, las producciones marginales y la vida rentable estimada para estos pozos, ofrecen retos y potencial para la industria y el desarrollo y mejora de tecnologías.

En nuestro país, la producción de hidrocarburos es un tema que ha tomado realce durante las últimas décadas. Aunado a esto, nuestro país enfrenta retos cada vez más grandes a nivel tecnológico y productivo, con el propósito de satisfacer la demanda anual de producción petrolífera.

Dicho de otra manera, las operaciones con línea de acero son operaciones auxiliares, pero que en determinado tiempo adquieren la importancia de ser operaciones básicas para desarrollar los programas de trabajo en los pozos.

El siguiente aspecto trata de demostrar el cumplimiento de los objetivos planteados en esta investigación a través de los procedimientos propuestos que consisten en operaciones mecánicas con el propósito de mejorar las técnicas de producción de los pozos ya existentes.

La rentabilidad económica y el tiempo de operación son puntos importantes que serán tratados en este proyecto, resolviendo las problemáticas planteadas que originaron esta investigación.

1.3 HIPÓTESIS O SUPUESTO

¿Es posible que mediante la intervención con línea de acero se pueda restablecer la producción de hidrocarburos en el pozo Escobal 197?

Ahora veamos la finalidad de una intervención a pozos que no es otra más que los procedimientos que se realizan dentro de pozos de petróleo o gas cuando ha terminado su vida productiva. Las actividades de servicio al pozo se realizan generalmente para mantener o mejorar su productividad para evaluar o monitorear el rendimiento del pozo o el yacimiento (Schlumberger Oilfield Glossary, 2009).

Consideremos ahora la caída de producción de barriles de petróleo que ha acontecido en los últimos años. Desde otro punto de vista, la declinación no siempre se debe a la baja productividad del pozo en cuestión, sino a las condiciones en que trabajan los equipos de perforación. De manera que, podría citarse al aparejo de producción como un medio importante para que los fluidos fluyan a superficie.

Avanzando en nuestra hipótesis, admitamos por el momento la importancia del párrafo anterior. Eliminar obstrucciones en el aparejo de producción como arenamientos, incrustaciones de parafinas y carbonatos o herramientas dejadas como pescados, a través del uso línea de acero representa una mejor inversión por ser menos costoso, sin tener que acondicionar caminos y puentes de acceso a los pozos para poder restablecer la producción.

En concreto, el servicio a pozos con línea de acero involucra las operaciones mecánicas para obtener resultados oportunos y eficientes, siendo el primero al evitar a toda costa tiempos de espera del pozo al equipo de línea de acero y eficiente al hacer las operaciones con la mejor técnica y calidad, tratando de ser cada día lo mejor posible.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 OBJETIVO GENERAL.

Elevar, mantener o reestablecer la productividad en los pozos dentro del pozo Escobal 197 ubicado en el Activo Integral de Producción Bloque Norte (anteriormente conocido como Activo Terciario del Golfo) y campos maduros utilizando operaciones con unidad de línea de acero mediante el equipo de bombeo hidráulico a través de operaciones mecánicas y procedimientos de toma de información.

1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

- Realizar un análisis en donde se muestren los niveles de productividad del pozo Escobal 197 mediante el registro de presión de fondo fluyente.
- Optimizar la productividad de hidrocarburos al pozo seleccionado
- Mantener en buenas condiciones los accesorios del aparejo de producción
- Realizar el correcto mantenimiento a la válvula de pie instalada dentro del pozo.

1.5 PROBLEMAS A RESOLVER, PRIORIZÁNDOLOS

Podemos condensar lo dicho hasta aquí exponiendo que, mediante las operaciones mecánicas con línea de acero será posible reacondicionar el equipo de aparejo de producción con el propósito de optimizar la comunicación con el yacimiento.

Mediante la calibración en la tubería de producción, se podrán detectar posibles anomalías en el interior del pozo como obstrucciones por sedimentos, parafinas, carbonatos o herramientas comúnmente llamadas pescados. En caso de obtener una calibración no exitosa, analizar las causas y tomar acciones que permitan solucionar las problemáticas.

Por otra parte, la toma de información con sensor de memoria obtendrá parámetros tales como presión, temperatura, gradientes de del fluido contenido, niveles y tipos de fluidos existentes en el pozo, lo cual ayudará a mantener la constante observación del yacimiento a través del conocimiento de estas aportaciones.

Al mismo tiempo, con esta información se podrá conocer y determinar el gasto de producción del pozo mediante el monitoreo continuo permitiendo un equilibrio que evite el daño a la formación, decaimiento de presión conforme se interviene el pozo. Con esto, se realizarán estudios de referencia entre pozos aledaños debido a la versatilidad del proyecto y así poder hacer una estimación de las reservas de los hidrocarburos.

Asumiendo que dicho pozo no presenta problemas como obstrucciones de ningún tipo o malas calibraciones con el fin de reestablecer o mantener su producción.

1.6 JUSTIFICACIÓN

El servicio a pozo con unidad de línea de acero en pozos fluyentes, bombeo neumático y bombeo hidráulico son requeridos para mantenimiento y observación de los mismos por parte de Petróleos Mexicanos y compañías afines, debido a la alta productividad de aceite procesado en baterías de separación durante el proceso de refinación de hidrocarburos.

La planeación de una intervención para un campo petrolero debe tomar en cuenta el uso adecuado de los recursos humanos, tecnológicos y financieros disponibles, con el fin de maximizar la rentabilidad económica de un pozo, minimizando costos de inversión y operación, así como maximizar ingresos con las consideraciones de seguridad industrial y protección ambiental necesarias.

Dentro de la industria petrolera, se conoce al aparejo de producción al conjunto de accesorios que se introducen al pozo mediante tuberías de producción, con el propósito de que los hidrocarburos producidos por los intervalos abiertos fluyan a la superficie.

Dicho esto, se ha planteado una idea mediante la utilización del sistema de bombeo hidráulico dentro del pozo Escobal 197 para realizar operaciones mecánicas, calibración de tuberías y toma de información de presión de fondo, con el fin de optimizar la producción con el incremento de barriles de hidrocarburos, empleando la unidad de línea de acero.

Siendo una línea de negocios del departamento de Servicios a Pozos, se efectúan operaciones mecánicas de línea de acero a pozos con equipo y sin equipo, siendo este último el que optimiza las intervenciones de un pozo. En base con lo descrito, se pretende mejorar el servicio a pozo de dos formas: de manera oportuna al evitar los tiempos de espera dentro de un pozo con equipo de línea de acero; y de manera eficiente al realizar las operaciones con mejores técnicas y calidad, tratando de hacerlo cada día de la forma más técnica posible.

1.7 DELIMITACIÓN

1.7.1 ALCANCES.

El impacto principal dentro de la empresa es la solución de problemas de caídas de presión y producción que enfrenta el pozo. Esto va dirigido directamente al departamento de línea de acero por lo que se convertirá en uno de los benefactores al obtener una metodología más rápida para toma de información y operaciones mecánicas tradicionales, lo cual representa una mejor inversión de tiempo y dinero.

Se expone a Petróleos Mexicanos como primer benefactor de este proyecto al tener el papel de empresa contratista, consiguiendo como principal ganancia una alta productividad en barriles de aceite y el mantenimiento de los accesorios del aparejo de producción descrito en el primer párrafo.

Se enlista a Grupo SEPEC como la compañía que llevó a cabo el servicio, convirtiéndose en segundo benefactor, obteniendo las retribuciones anteriormente mencionadas, pero en un menor porcentaje. Otro beneficio resultante será la remuneración a nivel económico que obtendrá la empresa, lo cual, como resultado final será la optimización de la producción para futuras intervenciones en el pozo.

1.7.2 LIMITACIONES.

La versatilidad de este proyecto permite que pueda ser ejecutado en todos los pozos contenidos en los campos a lo largo del país, debido a la rentabilidad económica y fácil instalación del sistema artificial que lo opera. Aunado a esto, el proyecto podrá ejecutarse siempre y cuando el pozo se encuentre operando con equipo de bombeo hidráulico.

Habrà que decir también que no podrá desarrollarse en pozos que tengan obstrucciones en la tubería de producción (TP) porque podrían causar daños al momento de intervenir el pozo.

CAPITULO 2. GENERALIDADES DE LA EMPRESA DONDE SE REALIZO EL PROYECTO

2.1 Breve reseña sobre la empresa

Grupo SEPEC es un corporativo empresarial 100% mexicana de la industria petrolera, líderes en la intervención a pozos terrestres en explotación para el mantenimiento y restitución de la producción. Fundado en 2004, hoy en día cuenta con más de 250 trabajadores realizando trabajos para PEMEX y la industria privada.

Los servicios que ofrece GRUPO SEPEC permiten la toma de información continua o periódica de los pozos productores, para alimentar los simuladores de yacimientos, requisito indispensable para llevar a cabo una explotación racional de los yacimientos.

Permiten también la intervención continua de los pozos para el manteniendo de la producción e incluso incrementarla a través de: inducciones mecánicas con unidades de sondeo, limpieza de los aparejos de producción con productos químicos con motores de fondo a través de tubería flexible, inducción con gas nitrógeno a través de tubería flexible, inducción con unidades de aceite caliente y colocación de estranguladores de fondo, tapones mecánicos, válvulas de pie, etc.

A través de estos servicios se evalúan los pozos cerrados con posibilidades de explotación, información que se obtiene por medio de calibraciones y registros de parámetros de presión y temperatura con sensores de fondo a través de unidades de línea de acero.

Con esta información básica, de ser necesario se pueden aplicar otros tratamientos que permitan restablecer su producción tales como, sondeo mecánico, sondeo hidráulico, inyección de aceite caliente, inyección de productos químicos, N₂, etc.

Es importante mencionar que en estos servicios se realizan operaciones

I. T. S. T A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

mecánicas tales como eliminación de obstrucciones en el aparejo de producción debido a arenamientos, incrustaciones de parafinas y carbonatos o de herramientas dejadas como pescado. Todos estos trabajos evitan usar equipos de reparación de pozos que son muchos más costosos y su movilización requiere el acondicionamiento de caminos y puentes de acceso a los pozos para poder restablecer su producción.

2.2 POLÍTICA SSPA

2.2.1 POLÍTICA DE SEGURIDAD, SALUD Y PROTECCIÓN AMBIENTAL (SSPA) .

En Grupo SEPEC nos dedicamos a la prestación de servicios petroleros especializados, mejorando continuamente nuestro sistema de SSPA, implementando las normas OHSAS 18001:2007 e ISO 14001:2015, con el compromiso de la dirección para la asignación de recursos, que contribuyan al fomento de buenas prácticas de trabajo, logrando el más alto nivel de eficiencia con la contribución de las partes interesadas, creando una cultura de seguridad, salud y protección ambiental, administrando los riesgos potenciales para prevenir impactos adversos en materia SSPA, siendo nuestra prioridad el bienestar de los trabajadores, la seguridad de las operaciones y el enfoque de un desarrollo sustentable, resguardando una relación con la comunidad.

2.2. 2 OBJETIVOS EN RELACIÓN CON LA POLÍTICA SSPA.

- **Cumplir** con los requisitos legales y otros requisitos aplicables a nuestra organización y a las partes interesadas.
- **Prevenir** accidentes de trabajo e impactos ambientales no deseados, evaluando y controlando los riesgos existentes.
- **Difundir y mantener** buenas prácticas de salud para el bienestar de los trabajadores.

2.3 POLÍTICA DE CALIDAD

En Grupo SEPEC estamos comprometidos a mantener el liderazgo ofreciendo servicios en intervención de pozos sin equipo con la más alta calidad bajo los siguientes principios:

- **Difundir** nuestra Política de Calidad a las partes interesadas
- **Incorporar** acciones de mejora continua en los procesos para generar confiabilidad en las operaciones
- **Cumplir** con la legislación vigente aplicable a nuestro giro
- **Mantener** la satisfacción del cliente, superando sus expectativas y necesidades
- **Asignar** recursos por parte de la alta dirección para cumplir con los requisitos de ISO 9001:2015
- **Promover** en nuestros colaboradores un pensamiento basado en riesgos que sea apropiado al contexto de la organización
- **Apoyar** a las comunidades logrando con ello el beneficio de un desarrollo sustentable en los campos a cargo de nuestra operación

OBJETIVOS DE CALIDAD

- **Cumplir** con los tiempos de entrega de los servicios que otorgamos a nuestros clientes, mejorando continuamente la efectividad de nuestras operaciones
- **Implantar** estrategias de formación al personal para incrementar continuamente sus competencias
- **Mantener y dar seguimiento** al SGS incorporando nuevas tecnologías de administración de los procesos

2.4 DATOS DE LA EMPRESA

- **Nombre o razón social:** Consorcio Petrolero Industrial de Tabasco.
- **RFC:** CPI1308141Q4
- **Ubicación de la organización:** Ctra. México-Tuxpan Km. 7 s/n Ctra. Federal 180, Ejido Lázaro Cárdenas. Tihuatlán, Veracruz, México.
- **Teléfono:** 01 782 825 4729
- **Giro de la organización:** Intervención a pozos sin equipo.

Delimitación geográfica en donde se encuentra la organización:

La base de operaciones se encuentra situada en la ciudad de Tihuatlán perteneciente al estado de Veracruz, en la Zona Norte del estado; colindando con la ciudad de Poza Rica de Hidalgo y Álamo Temapache, del mismo estado. En la Figura 1 se observa la ubicación geográfica donde fue desarrollado el proyecto de residencia profesional.

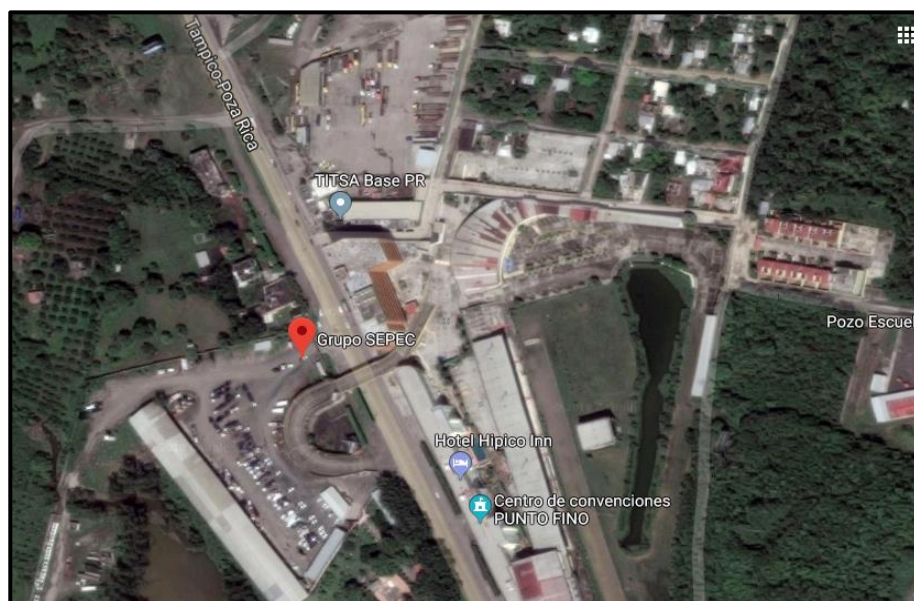


Figura 1. Localización geográfica de la empresa en donde fue desarrollado el proyecto de residencias.

2.5 Descripción del área y puesto de trabajo

Estructura organizacional de la empresa:

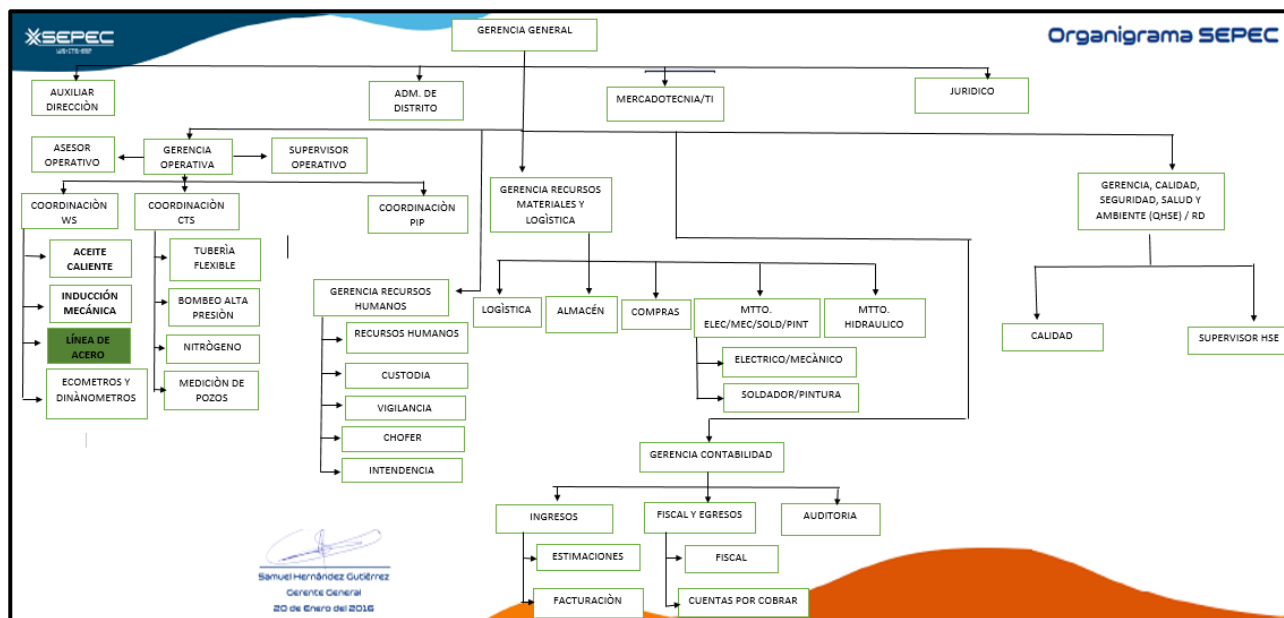


Figura 2. Organigrama conformado por las áreas y departamentos de Grupo SEPEC, resaltando el área donde se realizó el proyecto.

2.5.1 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE TRABAJO.

Tiene como objetivo general de línea de acero es mejorar el servicio que se presta a los departamentos de perforación, reparación de pozos, producción, yacimientos y en ocasiones al mismo departamento de servicio a pozos; Siendo una línea de negocios del departamento de servicios a pozos, efectúa operaciones mecánicas a pozos con equipo y sin equipo, optimizando estos últimos las intervenciones con equipo. Las actividades que se realizan utilizando equipos de ULA se clasifican por el tipo de operación en tres grupos:

- Operaciones mecánicas
- Toma de información
- Muestreo PVT

I. T. S. T. A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

También, los equipos de línea de acero realizan operaciones de forma específica, entre las cuales destacan la colocación de estranguladores de fondo, colocación de tapones mecánicos, punchers mecánicos y con herramienta electrónica, registros Rayos Gamma-CCL en modo memoria, así como operaciones tradicionales con línea de acero.

2.5.2 DESCRIPCIÓN DEL PUESTO DE TRABAJO.

Se enlistan las actividades y tareas realizadas por el residente durante la estancia de residencia profesional:

- Elaborar el programa diario de las salidas de las unidades de Swab (número de unidad, pozo, macropera y cuadrilla), y reportarlo al gerente operativo, supervisores de operaciones, personal administrativo, personal de operaciones y a PEMEX.
- Elaborar el cronograma de actividades de ULA (número de unidad, pozo, activo, programa a realizar, observaciones y cuadrilla), el cual es reportado al personal mencionado en el punto anterior.
- Anotaciones de avances de las operaciones dentro del pozo que realizan las unidades de inducción mecánica (SWAB) y unidad de línea de acero.
- Recopilación de documentación para elaborar carpetas de calidad de unidades pesadas de SWAB y ULA para respaldar toma la información que concierne a la unidad ante supervisores y auditorías.)
- Documentar vía electrónica las operaciones realizadas de cada unidad de inducción mecánica (recepción del pozo, viajes de inducción, barriles recuperados y apariencia del aceite, condiciones finales del pozo, como nivel y profundidad de la/s calibración/es).
- Realizar inventarios a las unidades de línea de acero para un posterior registro y control.
- Pruebas y calibraciones con sondas de memoria.
- Llenado de documentación controlada (responsivas de material, pase de autorización de salida de vehículos, hojas de descanso).

2.6 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DEL PROYECTO

2.6.1 CAMPO ESCOBAL.

Como se citó del "Informe de propuesta de reparaciones mayores en el campo Escobal, Pemex:2008" el campo Escobal se ubica en el estado de Puebla, así como una porción del estado de Veracruz. Cuenta con un área aproximada de 51 km², y una profundidad promedio de sus yacimientos de 1495 m. Este campo fue descubierto en el año de 1977 y actualmente se han perforado más de 50 pozos en el área.

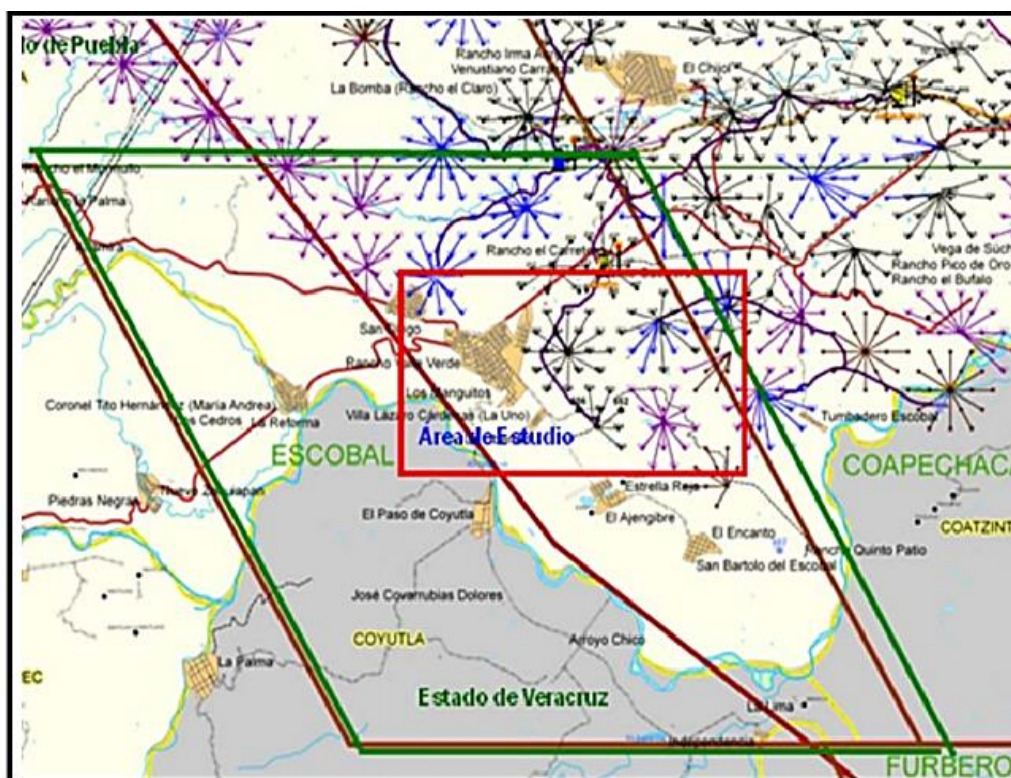


Figura 3. Localización del campo Escobal y del campo de estudio. Programa operativo de la Coord. de Diseño y Explotación, AIATG, Pemex:2009. Imagen tomada de Saavedra Castañeda, Masiel (2010). *Caracterización Petrofísica con determinación de unidades de flujo en el campo Escobal, Chicontepec* (Tesis de pregrado). UANL. Linares, Nuevo León.

Como siguiente punto, el pozo Escobal 197 que está ubicado en la porción sureste de la cuenca Tampico-Misantla en la región noreste del estado de Puebla y noroccidental del estado de Veracruz. Las coordenadas de localización del pozo son las siguientes:

I. T. S. T. A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

Tabla 1. Coordenadas de ubicación del pozo Escobal 197.

Coordenadas	UTM		Geográficas	
	X	Y	Longitud N	Longitud O
Pozo Escobal 197	290,067	193,045	-	-

2.6.2 Descripción del pozo.

El pozo Escobal 197 está integrado por un contrapozo que se encuentra conectado al árbol de válvulas en donde se instala el equipo de control de presión (ECP) al momento de realizar operaciones mecánicas como parte del servicio a pozos.

Actualmente este pozo se encuentra conectado a un sistema artificial de producción de un sistema de bombeo hidráulico debido a su rentabilidad económica y fácil instalación.



Figura 4. Árbol de válvulas perteneciente al pozo Escobal 197

CAPÍTULO 3. MARCO TEÓRICO

3.1 CONCEPTOS BÁSICOS Y ANTECEDENTES

3.1.1 ANTECEDENTES SOBRE LA LÍNEA DE ACERO.

Las operaciones con línea de acero¹ se han realizado en pozos de petróleo y gas durante más de 75 años, y hasta hace muy poco, las prácticas no han cambiado. Los técnicos e ingenieros de campo ejecutan las operaciones básicas dentro del pozo a través de la manipulación de las herramientas de pozo fijadas al extremo de un alambre delgado con un único filamento; este alambre se conoce como línea de acero.

Pueden ser tan simples como la obstrucción de un anillo de calibración hasta la profundidad total (TD) o procedimientos más complejos para el mantenimiento del pozo y optimización de la producción, tales como la colocación o extracción de válvulas o tapones. Recientemente se han introducido dispositivos con memoria electrónica en las líneas de acero para obtener datos con el fin de realizar levantamientos de presiones transitorias o adquirir registros de producción.

Para algunas operaciones, el conocimiento de la profundidad exacta de la herramienta es crítico, por ejemplo, la colocación de un cañón (pistola) a unos pocos pies por encima o por debajo de la profundidad objetivo, puede marcar una diferencia entre producir agua, petróleo, o gas, o nada en absoluto.

En los últimos años², los ingenieros han desarrollado numerosas mejoras al equipamiento tradicional de las líneas de acero. La mayoría de estos cambios graduales aplicados a herramientas que funcionan con línea de acero más que en la línea en sí. Las herramientas electrónicas alimentadas por baterías, las cuales adquieren datos y los almacenan en su memoria, han solucionado algunos inconvenientes de la línea de

¹ King J, Beagrie B y Billingham M (2003) "An Improved Method of Slickline Perforating" artículo SPE 81536, presentado en la XIII Muestra y Conferencia del Petróleo en el Medio Oriente de la SPE, Bahrain.

² King J, Beagrie y Billingham M; referencia 1.

I. T. S. T. A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

acero relacionados con la activación y la confirmación de las acciones en el fondo del pozo.

A pesar de muchos años de esfuerzo, los fabricantes no habían podido desarrollar una solución aceptable utilizando una línea de acero con equipamiento³. Los ingenieros de Geoservices, una empresa de Schlumberger, desarrollaron servicios de líneas de acero digitales. Históricamente, la precisión en la medición de la profundidad ha limitado de manera crítica el avance de las operaciones con líneas de acero que utilizan dispositivos de medición convencionales.

Los factores principales que afectan la precisión de la profundidad son la dilatación elástica, la temperatura, la flotabilidad, la fricción de la línea de acero y de la sarta de herramientas contra la pared del pozo y el levantamiento y la precisión de la rueda de medición. En los últimos años, los ingenieros han trabajado en el problema de la precisión de la profundidad mediante el desarrollo de dispositivos electrónicos de medición que intentan corregir automáticamente la dilatación del alambre.

Han abordado este tema⁴ mediante el desarrollo de herramientas alimentadas por baterías que almacenan datos del fondo del pozo en su memoria, a los cuales se tiene acceso una vez que la herramienta regresa a la superficie, pueden ejecutar operaciones en el fondo del pozo cuando se activan mediante un temporizador o cuando se genera una señal a través una secuencia predefinida del movimiento del cable.

Muchos servicios que se realizaban usando líneas eléctricas o tubería flexible⁵ son posibles ahora como servicios con líneas de acero gracias a herramientas operadas por baterías. Estas incluyen sensores de presión, temperatura, rayos gamma (GR), localizador del collar de la tubería de revestimiento (CCL), medición de flujo, calibre, conteo de burbujas, orientación de la herramienta, retención (hold-up) de agua

³ Larimore DR y Kerr WL (1997) "Improved Depth Control fo Slickline Increases Efficiency in Wireline Services", *Journal of Canadian Petroleum Technology* 36, No. 8 (pp. 36-42).

⁴ Goodman KR, Bertoja MJ y Staats RJ (2006) "Intelligent Electronic Firing Heads: Advancements in Efficiency, Flexibility and Safety", artículo SPE 103085, presentado en la Conferencia Y Exhibición Técnica Anual de la SPE. San Antonio, Texas; Estados Unidos (pp. 24-27).

⁵ Goodman KR, Bertoja MJ y Staats RJ (2006) Referencia 5.

I. T. S. T. A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

y retención de gas.

En el año 2002⁶, después de años de esfuerzos, los investigadores desarrollaron un complejo material de recubrimiento para el alambre y un procedimiento meticuloso de unión. El producto acabado es continuo, uniforme y con una precisión de diámetro de las 0.002 pulgadas (0.05 mm) en toda su longitud.

Fue así como en el año 2009 se superaron estos obstáculos y se ejecutaron exitosamente los primeros trabajos comerciales en África, Italia, Francia e Indonesia. Desde ese momento se han ejecutado varios servicios con la línea de acero digital en Francia, Indonesia. China, Estados Unidos y Arabia Saudita.

3.1.2 OPERACIONES DE MANTENIMIENTO Y REPARACIÓN.

Pocos pozos de petróleo y gas exhiben un desempeño eficiente y producen ininterrumpidamente desde la producción inicial hasta el abandono. Las partes móviles y los sellos se desgastan, los elementos tubulares desarrollan pérdidas, los sensores fallan y la presión de formación declina. Para encarar estos y otros problemas, los operadores acuden a especialistas en intervención de pozos. Las intervenciones corresponden a dos categorías generales:

- **Intervenciones livianas:** los técnicos bajan las herramientas o sensores en un pozo activo o vivo, mientras se contiene la presión en la superficie.
- **Intervenciones pesadas:** la brigada de operaciones puede necesitar remover toda la sarta de terminación del pozo para efectuar cambios importantes en la configuración del mismo, lo que requiere que se ahogue (mate) el pozo mediante la interrupción de la producción en la formación.

El personal de servicios al pozo generalmente efectúa las

⁶ William B. Paulsen (2010) "ATP Oil & Gas Corporation" Houston, Texas.

I. T. S. T A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

intervenciones livianas utilizando línea de acero, cable conductor o tubería flexible. Estos sistemas permiten que los operadores remuevan del pozo arena, parafina, hidratos, u otras sustancias que pueden formar obturaciones y reducir o detener completamente la producción. En muchos casos, dado que son relativamente económicas y requieren un equipamiento mínimo, las intervenciones livianas se incluyen en los programas de rutina de mantenimiento de pozos.

3.1.3 UNIDAD DE LÍNEA DE ACERO.

Un cable (figura 5) se dirige desde el tambor hasta la roldana inferior, que lo redirecciona en sentido ascendente hasta una segunda roldana. La roldana situada en el extremo superior del equipo de control de presión hace girar el cable 180° y lo introduce en el pozo.

La válvula de cierre situada por encima del árbol de navidad contiene arietes opuestos (no exhibidos aquí) que pueden ser cerrados para sellarse unos contra otros sin tener que remover el cable, lo que proporciona una barrera de presión alternativa en caso de falla en equipo de control de presión ubicado en una posición más alta del sistema.

Una línea de acero es un cordón simple de alambre delgado que permite bajar y extraer las herramientas y los sensores del pozo. Las intervenciones basadas en el uso de línea de acero consisten en la remoción de arena y parafina, la introducción o la recuperación de las válvulas de control de fondo de pozo y la bajada de los sensores en un pozo para registrar las temperaturas y las presiones de fondo.

La línea de acero se enrolla y desenrolla en un tambor de accionamiento hidráulico. Cuando la resistencia a la tracción requerida para ejecutar una operación excede las especificaciones de la línea de acero, puede desplegarse un cable más pesado desde un segundo tambor.

I. T. S. T. A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

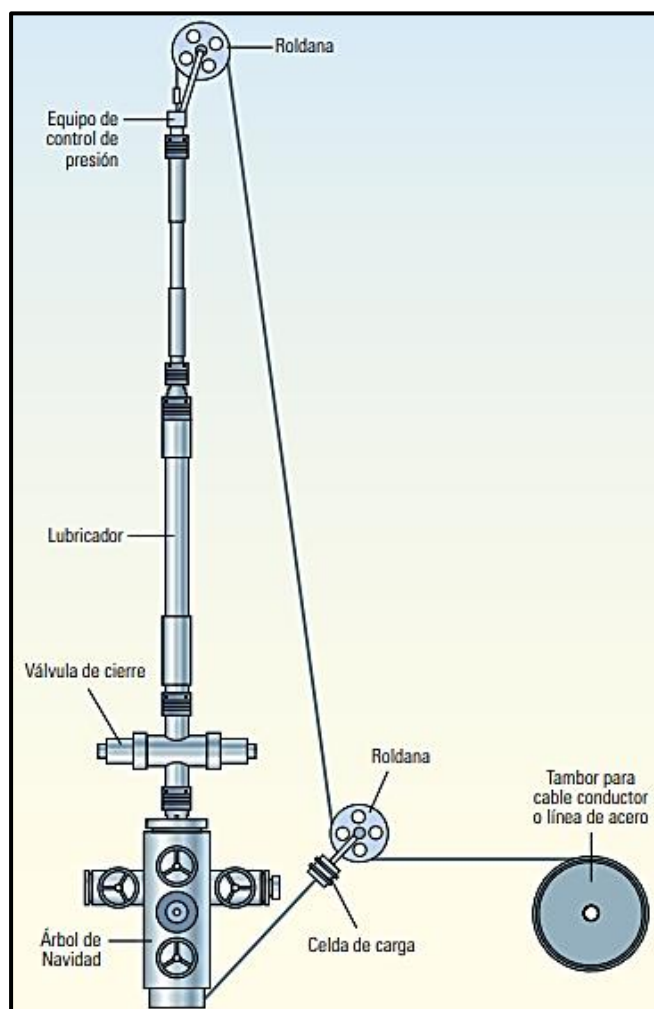


Figura 5. Montaje básico de línea de acero o del cable conductor, Imagen tomada de Schlumberger (2015) "Operaciones de Mantenimiento y reparación No. 4, volumen 26, pág. 67.

El cable conductor también permite bajar las herramientas y los sensores en el pozo con cable; la ventaja del cable es que los datos de fondo de pozo pueden ser entregados en la superficie en tiempo casi real. El cable conductor actúa como un conducto para la energía eléctrica y la transferencia de datos entre la superficie y las herramientas y los sensores de fondo de pozo.

Después de poner en producción un pozo, el cable conductor puede ser utilizado para correr registros de producción u otros sensores.

3.1.4 OPERACIONES MÁS COMUNES EFECTUADAS EN LOS POZOS.

OPERACIONES MECÁNICAS.

Las operaciones mecánicas utilizan instrumentos de percusión (tijeras) que imprimen golpes a diferentes tipos de herramientas con fines específicos, como:

- Instalar, activar, o recuperar dispositivos mecánicos en los aparejos de producción.
- Imprimir huellas de obstrucciones.
- Verificar las condiciones de la tubería de producción.
- Recuperar muestras de fluidos o sólidos.
- Activar dispositivos para hacer cambios de fluidos.
- Desprender adherencias de las tuberías.
- Desplazar obstrucciones.
- Alojarse accesorios de control o monitoreo.

A continuación, se indican las operaciones de línea de acero y sus siglas de identificación de acuerdo con PEMEX (tabla 2).

Tabla 2. Operaciones efectuadas con línea de acero.

<i>Tipo de operación</i>	<i>Siglas</i>
Calibración	CAL
Sacar impresión	SI
Sacar muestra con cubeta	SMC
Cortar parafina	CP
Raspar parafina	RP
Abrir y/o cerrar camisa deslizante	AC/CC
Colocar y/o recuperar válvulas de BN	CCVT/RCVT

I. T. S. T A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

Colocar y/o recuperar válvulas de BN	CVBN/RVBN
Recuperar varilla de igualación de accesorio de BN	RVI
Cancelar válvula subsuperficial de tormenta (aguas profundas)	CVT
Desplazar camisa de válvula de tormenta (aguas profundas)	DCVT
Colocar y/o recuperar válvula de tormenta secundaria	CVTS/RVTS
Colocar y/o recuperar ancla de tubería	CAT/RAT
Colocar y/o recuperar ancla con sensor	CAS/RAS
Colocar y/o recuperar tapón mecánico (ciego)	CT/RT
Colocar y/o recuperar válvula de circulación	CVC/RVC
Colocar y/o recuperar válvula de retención (pie)	CV/RVP
Desplazar resistencia o pez	DR/DP
Pescas con unidad de línea	PUL
Cortar línea	CL

- Calibraciones de tuberías de producción.
- Limpieza de tuberías con varias herramientas.
- Colocación y recuperación de válvulas de pie.
- Colocación y recuperación de tapones para pruebas de tuberías de producción.
- Colocación y recuperación de tapones para pruebas para anclar empacadores hidráulicos.
- Colocación y recuperación de tapones de circulación.
- Colocación y recuperación de estranguladores de fondo.

I. T. S. T A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

- Apertura y cierre de camisas deslizables para circular fluidos de control.
- Perforación de tubería de producción para circular fluidos de control.
- Colocación y recuperación de válvulas de gas en mandriles excéntricos para bombeo neumático.
- Inserción de orificios en tuberías de producción para circular gas.

Además de las operaciones antes descritas, existe la de recuperación de herramientas conocidas como operaciones de pesca.

a) Operaciones de Toma de información:

- Calibraciones de tuberías de producción.
- Registros de presión de fondo a pozo cerrado.
- Registros de presión de fondo a pozo fluyendo.
- Registros de temperatura y registros de producción.
- Toma de muestras de fondo para verificar el contenido.
- Toma de muestras de fondo para análisis P.V.T.

El desarrollo de esta línea de negocios será enfocado a la aplicación de nuevas tecnologías que le permitan seguir siendo el líder de estos servicios durante la perforación y el mantenimiento de pozos.

3.1.5 EQUIPO DE CONTROL DE PRESIÓN.

ESTOPERO.

El estopero se emplea para sellar la parte superior del lubricador, nos permite el paso de la línea, sellando por medio de unos empaques de hule perforados, los cuales se pueden comprimir para cortar cualquier fuga de fluido o gas del pozo al exterior.

Entre el cuerpo del estopero y la horquilla que sujeta la polea hay tres baleros axiales para que la horquilla gire libremente. Al recuperar el aparejo, es necesario aflojar un poco los hules para quitar fricción sobre la línea, que ocasiona que la línea se cristalice y se pueda quedar un aparejo y línea de pescado.

El conjunto de hules es oprimido entre el cilindro inferior y el superior por un tornillo regulador el cual esta taladrado y terminado en su parte superior en forma cónica y sirve para alojar una porción de aceite que lubrica el alambre durante la acción de bajada del instrumento, la presión que se ejerce con el tornillo regulador sobre los hules es proporcional a la presión del pozo.

Para un pozo con presión elevada se tendrán que apretar más los hules, con lo cual se aumenta la fricción sobre la línea, para vencer la fricción se tendrá que hacer uso de más peso en el aparejo de trabajo.

Al recuperar el aparejo de trabajo es necesario aflojar un poco el tornillo regulador para evitar la fricción. El estopero se adapta al lubricador con una unión rápida y su sello es con un empaque anular "o-ring". Tiene una polea en la parte superior por donde se desliza la línea al bajar o subir un aparejo en el pozo, cuenta con dos baleros axiales, para que gire libremente la horquilla que sujeta la polea.

I. T. S. T. A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

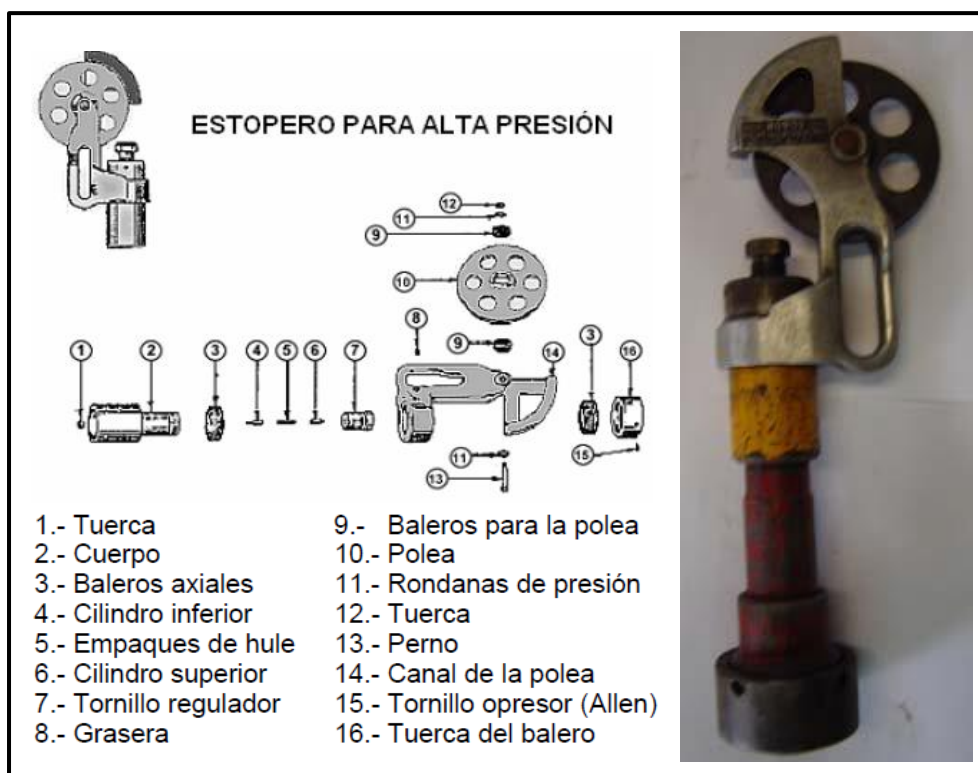


Figura 6. Componentes del estopero para alta presión. Imagen modificada de: "Manual de Operaciones con Línea de Acero, PEMEX Perforación y Mantenimiento de Pozos, 2010 (Pág. 24).

ESTOPERO OTIS TIPO "D".

Su sello se hace por medio de un tapón de hule tipo pistón, sella automáticamente, cuando los empaques superiores no sellan la presión o se rompe la línea, cuenta con una válvula de relevo que al haber una diferencial de presión, el hule en forma de pistón se mueve hacia arriba y sella contra el cilindro inferior, que esta atornillado al cuerpo del estopero, permitiendo este sello cambiar los hules superiores en plena operación, cuando se han gastado demasiado o por el exceso de presión del yacimiento los bota.

La polea acanalada tiene un diámetro de 10" y está diseñada para trabajar con líneas de acero sin causar fatigas ni roturas, está soportada por baleros reforzados los cuales pueden ser lubricados a través de la grasea.

I. T. S. T. A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

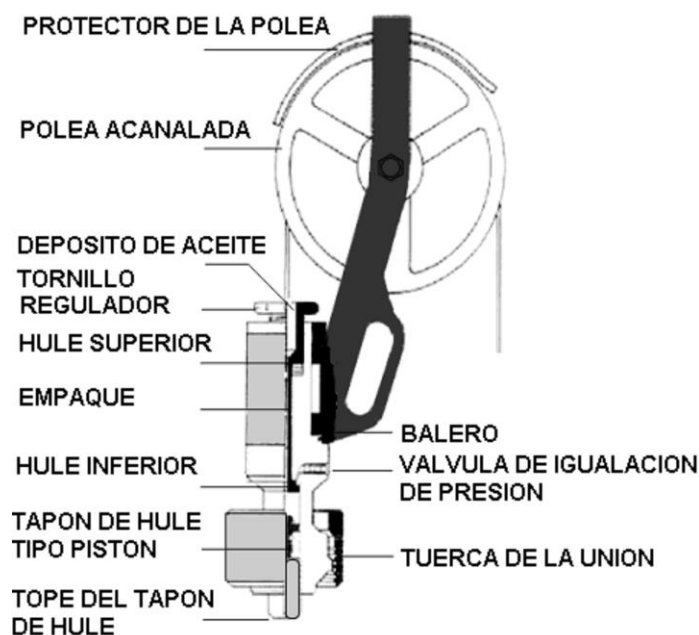


Figura 7. Componentes que conforman el estopero Otis tipo "D". Imagen modificada de: "Manual de Operaciones con Línea de Acero, PEMEX Perforación y Mantenimiento de Pozos, 2010 (Pág. 26).

ESTOPERO BOWEN.

Su construcción es parecida a la del preventor Otis tipo D. Algunos estoperos Bowen también incluyen en su diseño, un pistón o émbolo de sello en la parte inferior, para el caso especial que se tenga una fuga incontrolable en los hules. Si se presenta este caso, se pueden cambiar hules en plena operación. Los nuevos hules se instalarán cortados lateralmente.

Los hules son instalados entre dos cilindros de bronce, el inferior es fijo y el superior es controlado por la tuerca de ajuste. Estos cilindros (guías) se deben revisar ya que se gastan por el paso del alambre y deben ser cambiados cuando se encuentran muy amplios en su interior. El paso del alambre ocasiona un desgaste normal cuando se lubrica. Un desgaste anormal de los cilindros es provocado por el mal estado de los valeros que soportan la polea.

El desgaste de los valeros tiende a descentrar a la polea. También esto lo puede ocasionar el desgaste en los baleros del soporte de la

I. T. S. T. A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

polea. Los empaques de hule cilíndricos son del mismo diámetro para todos los estoperos. El largo puede variar según el fabricante. Las medidas más usuales son de $\frac{1}{2}$ " de diámetro exterior por $\frac{5}{8}$ " de longitud.

El material de los empaques cilíndricos de uso general es de hule Neopreno. Se utilizan empaques especiales de Vitón para ambientes de gas. Para casos especiales en que se requiera menor fricción se recomienda empaques de Poliuretano. Mientras se pueda lubricar el alambre, los hules del estopero tendrán mayor duración.

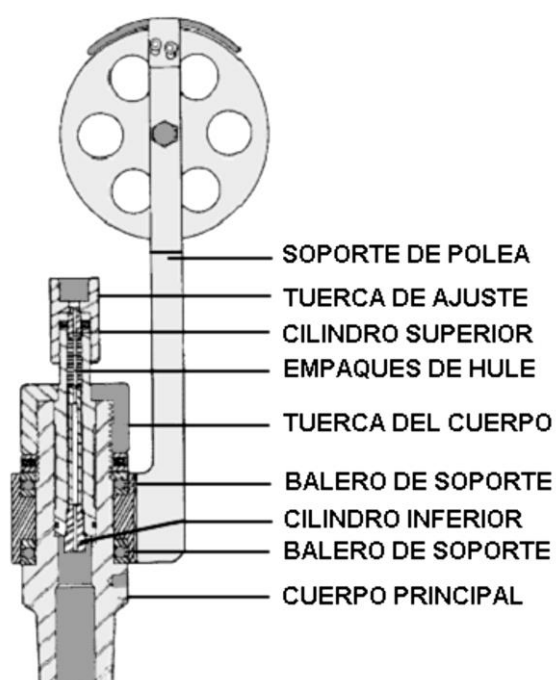


Figura 8. Componentes del estopero Bowen. Imagen extraída de: "Manual de Operaciones con Línea de Acero, PEMEX Perforación y Mantenimiento de Pozos, 2010 (Pág. 27).

TRAMPA.

Es un dispositivo con el cual permite asegurar la herramienta cuando se conecta los lubricadores en caso de un accidente durante la instalación y eso evita que la herramienta se introduzca dentro del

I. T. S. T. A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

pozo descontroladamente. Otra de las funciones del dispositivo es en caso de que durante la operación haya un desfase en el contador esta permita que observar el retorno de la herramienta sin ningún accidente.

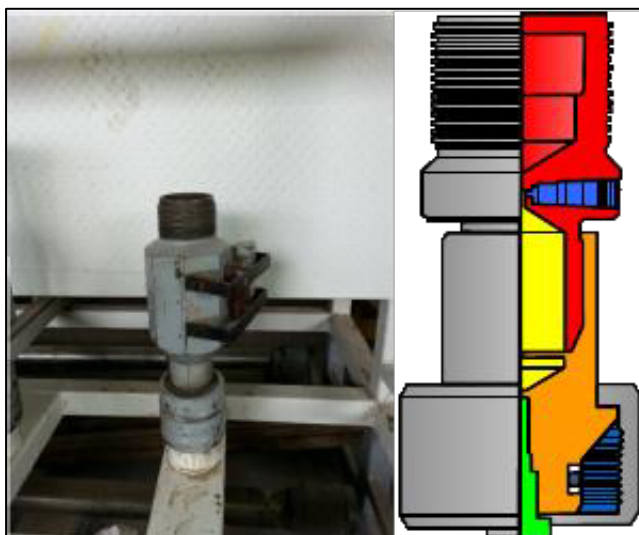


Figura 9. Trampa.

LUBRICADORES.

Los lubricadores son simplemente una serie de longitudes de tubos interconectados, el propósito de estos es proporcionar un espacio para que la herramienta pueda ser contenida bajo presión, cuando se abre y se cierra el pozo. La longitud del lubricador es calculada para que esta sea tan larga como la sarta de herramientas más cualquier peso adicional, necesarios para realizar la operación.

El diámetro interno del lubricador debe ser de 0.15" a 0.25" mayor que el diámetro externo de la herramienta más grande corrida. Los tubos del lubricador pueden ser suministrados en longitudes de 4, 5, 8 y 10 pies.

Algunos lubricadores tienen orificios para permitir que se anexas mangueras de drenaje y medidores de presión. Los sellos son fabricados con elastómeros de diversos compuestos, dependiendo de la temperatura

TESIS | NUBIA MARITZA ALEJANDRO HERNÁNDEZ

I. T. S. T A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

de operación y de los fluidos del pozo. Sellos especiales deben ser utilizados para las condiciones hostiles como presencia de H_2S y CO_2 .



Figura 10. Lubricador convencional.

BRIDA.

Es una conexión directa al árbol de válvulas, provee un buen sello hermético utilizando el anillo metálico y el cual es la base para instalar la herramienta superficial para realizar los trabajos de línea de acero. Las Bridas cuentan con unión rápida integrada en donde las marcas pueden variar, siendo las más comunes: ACME, OTIS o BOWEN. El patrón de orificios para pernos y el tipo de guarnición pueden utilizarse a menudo para identificar visualmente el tipo o especificación de la conexión a bridas.

I. T. S. T. A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

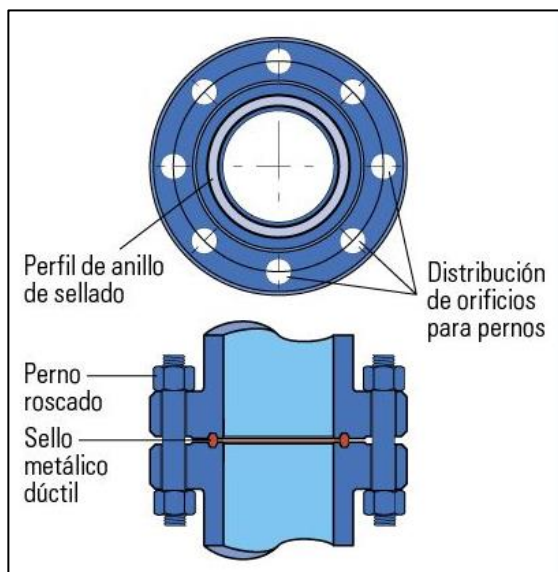


Figura 11. Componentes principales de una brida. Imagen tomada de Schlumberger Oilfield Glossary (2018) "Brida".

Tabla 2. Especificaciones sobre bridas de perforación.

API Flange Size	Max Working Pressure (psi)	Thread Size (in.)	Ring Gasket	No. of Studs	Stud Size (in.)	For Use With	O-Ring Size	WDTH
7 1/16 in.	2M	7 5/8 8rd	R45	12	1 x 7 1/2	WK	2-440	56
9 in.	3M	7 5/8 8rd	R49	12	1 3/8 x 9 1/2	WK	2-440	87
7 1/16 in.	2M	8 5/8 8rd	R45	12	1 x 7 1/2	WR	2-443	56
7 1/16 in.	3M	8 5/8 8rd	R45	12	1 1/8 x 8 1/2	WR	2-443	56
9 in.	3M	8 5/8 8rd	R49	12	1 3/8 x 9 1/2	WR	2-443	87
7 1/16 in.	2M	8 5/8 8rd	R45	12	1 x 7 1/2	W92 7 in.	2-444	65
9 in.	3M	8 5/8 8rd	R49	12	1 3/8 x 9 1/2	W92 7 in.	2-444	87
11 in.	2M	10 3/4 8rd	R53	16	1 1/4 x 9 1/4	W92 8 5/8 in.	2-448	172
11 in.	3M	10 3/4 8rd	R53	16	1 3/8 x 10	W92 8 5/8 in.	2-448	171
11 in.	2M	11 3/4 8rd	R53	16	1 1/4 x 9 1/4	W92 9 5/8 in.	2-450	164
11 in.	3M	11 3/4 8rd	R53	16	1 3/8 x 10	W92 9 5/8 in.	2-450	163
13 5/8 in.	2M	12 3/4 8rd	R57	20	1 1/4 x 9 1/2	W92 10 3/4 in.	2-452	156
13 5/8 in.	3M	12 3/4 8rd	R57	20	1 3/8 x 10 3/4	W92 10 3/4 in.	2-452	155
13 5/8 in.	2M	16 8rd	R57	20	1 1/4 x 9 1/2	W92 11 3/4 in. W92 12 3/4 in. W92 13 3/8 in.	2-458	183
13 5/8 in.	3M	16 8rd	R57	20	1 3/8 x 10 3/4	W92 11 3/4 in. W92 12 3/4 in. W92 13 3/8 in.	2-458	182

Dimensiones de bridas empleadas en operaciones con línea de acero (Imagen tomada del Catálogo de Bridas de Perforación Seaboard™, Weir Oil & Gas, 2018).

ADAPTADORES PARA BRIDA.

Este método preferido y más seguro de conectarse al cabezal. Esta conexión debe soportar el peso de toda la herramienta de control de presión, la cual está sujeta a esfuerzos laterales, que pueden imponer un esfuerzo de flexión considerable al adaptador del cabezal.

Los adaptadores de brida se usan para trabajar a través de tubería, de 2-1/2" Diámetro Inferior hasta 13-5/8" para adaptarse a los preventores del pozo.

La información necesaria para identificar un adaptador de brida en particular sería:

- El tamaño nominal, el régimen de presión y el número del anillo.
- La conexión superior, la cuál puede ser una unión rápida o una conexión cuerda.

Tabla 3. Adaptadores para brida.

DESCRIPCIÓN	CAPACIDAD	MODELO	USO
Brida adaptadora 2-9/16"	10 Kpsi	#BX-153	General
Brida adaptadora 3-1/16"	10 Kpsi	#BX-154	General
Brida adaptadora 3-1/16"	5 Kpsi	#R-35	General
Brida adaptadora 2-9/16"	10 Kpsi	#BX-153	H ₂ S
Brida adaptadora 3-1/16"	10 Kpsi	#BX-154	H ₂ S

Adaptadores de brida empleados en operaciones de campo. Tomado de: "Manual de Línea de Acero", PEMEX Perforación y Mantenimiento de Pozos, 2010 (pág. 42).

En general, las bridas tipo 6B API son para presiones de trabajo de 2000 a 5000 lbs/plg² y las bridas tipo 6BX son para 5000 hasta 20000 lbs/plg². Las bridas 6B requieren de empaques de anillo tipo R ó RX y las bridas 6BX requieren de empaques de anillo BX.

I. T. S. T. A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA



Figura 12. Adaptadores para bridas comúnmente usados en las operaciones de línea de acero (Imagen tomada de: Padrón López, José Francisco (2014) "Línea de acero: Operaciones y Herramientas" (Pág. 10).

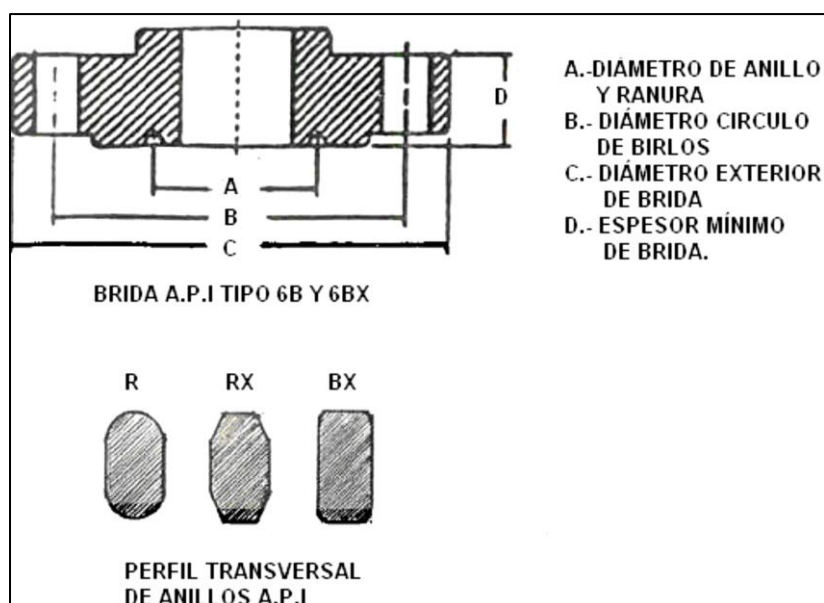


Figura 13. Diámetros y espesores que conforman a la brida, y anillos para brida.

PREVENTOR.

Este dispositivo forma parte del equipo superficial y se instala por medio de uniones rápidas entre el lubricador y el árbol de válvulas.

I. T. S. T A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

Instalación:

Todos los preventores solo sellan las presiones en un solo sentido debido a su construcción especial de los rams, por lo que, se debe tener precaución en el caso especial cuando se instalan uniones rápidas roscadas a un preventor nuevo.

- **Preventor sencillo:** instalado normalmente entre el árbol de válvulas y el lubricador.
- **Preventor doble:** se pueden instalar con doble juego de rams para alambre. En caso de trabajar en forma alternada con alambre y con cable, el juego de rams para alambre se instala en la parte superior y en la parte inferior el juego de rams para cable.
- **Preventor múltiple:** es una instalación especial en pozos que tienen alta presión de gas. En este caso se puede utilizar un preventor doble y un preventor sencillo. El preventor inferior (sencillo) se instala invertido para que soporte la presión de arriba hacia abajo. Este tipo de instalación especial se utiliza cuando se trabaja con cable con el objeto de poder inyectar grasa entre los dos preventores inferiores.

Dentro de la industria petrolera, los preventores más comunes son:

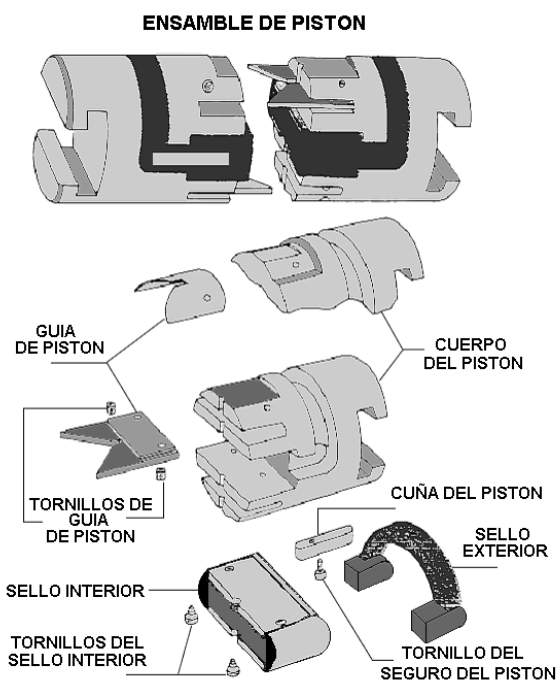
➤ **Preventor manual.**

Se opera por medio de dos barras para abrir o cerrar las mordazas, cuenta con una válvula igualadora, para equilibrar la presión, entre el pozo y el lubricador, esta operación se realiza cuando tenemos la necesidad de desconectar los lubricadores sin cerrar ninguna válvula del pozo, ya que controlamos la presión del yacimiento, como en el caso de tener línea atrapada entre las mordazas o rams del preventor, para soltar una caja ciega o diablo central, cuando se tiene que cortar la línea de la cabeza del aparejo o bien cuando estamos recuperando un pescado.

I. T. S. T. A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA



Figura 14. Preventores manuales.



➤ **Preventor hidráulico Bowen.**

El preventor hidráulico es accionado por una bomba manual, conectada al preventor a través de mangueras, la cual proporciona la fuerza necesaria para operar los rams por medio de dos cámaras de presión, tanto para abrir como para cerrar. La dirección del fluido de la bomba es controlada y cambiada por medio de una válvula manual de cuatro vías instalada en la bomba. Este tipo de preventor utiliza rams del mismo tipo que el preventor manual. También cuenta con una válvula igualadora para equilibrar las presiones entre el pozo y el lubricador. En caso de emergencia (falla de la bomba hidráulica) se puede cerrar manualmente operando los manerales para ese caso.

Estos preventores se pueden adquirir en medidas de 2-1/2" hasta 6-3/8" del diámetro nominal. La medida nominal es prácticamente el diámetro interior del preventor. Los hay disponibles de trabajo de 5000, 10000 y 15000 lbs/pulg², para servicio estándar y H₂S.

I. T. S. T A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

Propósitos:

- Aislar la presión del pozo con respecto al lubricador sin cortar el alambre, sin necesidad de cerrar la válvula maestra del pozo.
- Permite armar herramientas (caja ciega o diablo) para cortar Línea de alambre sobre la cabeza de un aparejo.
- Permite deslizar el alambre a través de los hules (de los rams) en caso necesario en operaciones de pesca de alambre.
- Al operarse el preventor cerrado obtura completamente su diámetro interior debido a que sus mordazas (rams), son de una construcción de metal con hule, las partes de hule son las que se ponen en contacto con el alambre.

Descripción:

- Se puede usar una fuerza mecánica o hidráulica para cerrar las mordazas (rams) contra el alambre, y también para abrirlas.
- Para las líneas de 0.082", 0.092", 0.105", 0.108" se usan (rams) con sellos interiores parejos sin ranuras los cuales pueden sellar la presión con o sin alambre de por medio.
- Para uso con cable de acero de 3/16", ¼" de diámetro o cables armados con conductores de mayor diámetro, se usan sellos interiores con una ranura en forma de canal de la medida del cable.
- Los preventores para alambre son de construcción ligera en comparación con otros preventores.
- Se pueden obtener en medidas desde 2 ½" hasta 6 3/8" de diámetro nominal, el cual es prácticamente el diámetro interior.
- Se pueden obtener para presiones de trabajo de 5000, 10000 y 15000 lbs/pulg.2. Para servicio estándar y para H₂S.
- Se pueden obtener sencillos con un solo juego de mordazas (rams) o doble.

I. T. S. T. A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

ROSCAS Y SELLOS A PRUEBA DE PRESIÓN.

El equipo de control de presión requiere, obviamente de conexiones resistentes a la presión. Una manera de lograr esto es usando conexiones con rosca con un sello de metal-metal. Otro método es usar un sello u "O" ring. Un tercer método es usar una conexión con brida y cuarto método es usar un sello de grasa como se hace en el HGT.

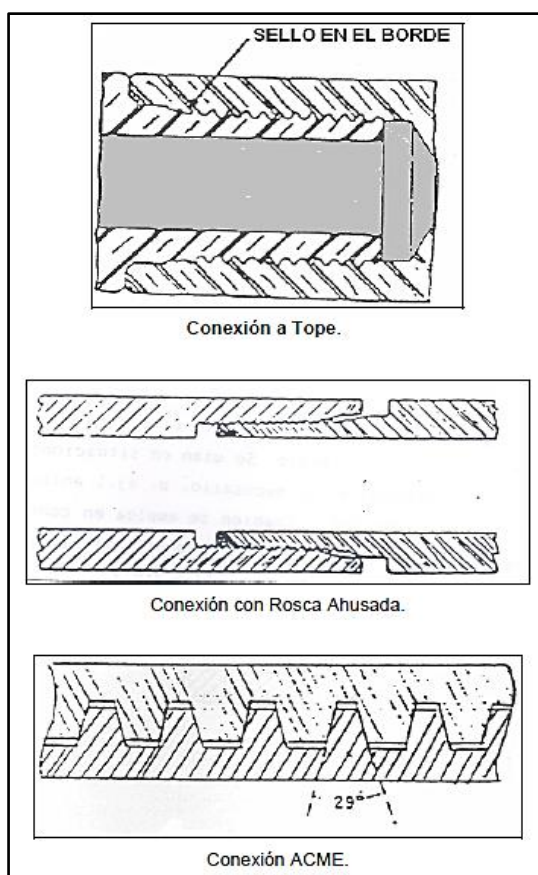


Figura 15. Método alternativo de una conexión a tope donde las roscas del piñón y la caja son ahusadas.

SELLO METAL - METAL CON ROSCA.

En la figura anterior se apreciaba una conexión a tope donde el sello se hace en el borde de la conexión del piñón. Se requiere de un torque grande para hacer el sello. Este método no es muy satisfactorio pues

I. T. S. T A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

cualquier imperfección en la superficie del borde puede ocasionar una junta con fugas especialmente si no se le aplicó suficiente torque.

Se muestra un método alternativo. Las roscas del piñón y la caja son ahusadas. Cuando se enroscan las mismas cuerdas hacen el sello. Este tiene la ventaja sobre el método anterior de tener un área más grande de sellado y por lo tanto menor probabilidad de fugar, aún si una cuerda se daña. Como una precaución adicional, las cuerdas se cubren con cinta teflón o con una grasa gruesa. Este método también requiere de un torque grande para hacer la unión.

Las roscas ahusadas se usan en la tubería de perforación y conexiones del casing. También se usan para unir las piezas del Manifold del BOP. En este caso se emplean roscas de $\frac{1}{2}$ " y las conexiones no están diseñadas para abrirse con frecuencia. La figura muestra las cuerdas ACME que se usan en la mayoría de las conexiones rápidas y cuando se combina con un sello de tipo "O" ring hacen una conexión robusta de larga vida que puede ser fácilmente conectada y desconectada.

SISTEMA DE TRES ANILLOS.

Los sellos con O-Ring proveen de un método de hacer una conexión rápida y resistente a la presión. Sin embargo, existen limitaciones a las condiciones en las cuales el O-Ring puede mantener el sello (como se muestran en las figuras 10 y 11). Los lubricadores antiguos WHE-A usan una conexión del tipo mostrado en la figura.

Estas conexiones son utilizadas continuamente. Además, los lubricadores frecuentemente tienen que conectarse cuando no están perfectamente alineados. Para lograr hacer las conexiones con facilidad la diferencia entre el Diámetro externo del piñón y el Diámetro interno de la caja es relativamente grande.

Esto significa que el anillo sello, deberá extenderse bastante sobre su asiento. Cuando se inserta el piñón en la caja, los O-Ring se

TESIS | NUBIA MARITZA ALEJANDRO HERNÁNDEZ

I. T. S. T. A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

deforman especialmente si los lubricadores no están bien alineados. Los O-Ring se deforman también cuando el sistema es presurizado. Una deformación moderada ocurre a bajas presiones y una deformación severa ocurre a altas presiones.

El esfuerzo mecánico constante impuesto al O-Ring ya sea durante la conexión o bajo presión, puede debilitar al O-Ring, particularmente es el anillo el que está en contacto con un ambiente corrosivo (lodo de perforación, gas, etc.).

En casos severos el O-Ring no sellará y puede romperse bajo presiones muy altas.

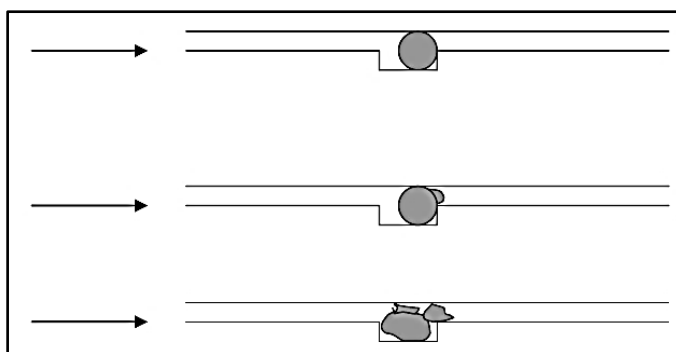


Figura 16. Deformación severa.

Para solucionar este problema, se desarrolló un sistema de 3 anillos y se usa extensivamente en el equipo Bowen. Los 3 anillos son: El O-Ring, el anillo protector del sello y el aro anti-extrusión (visualizar la figura 11).

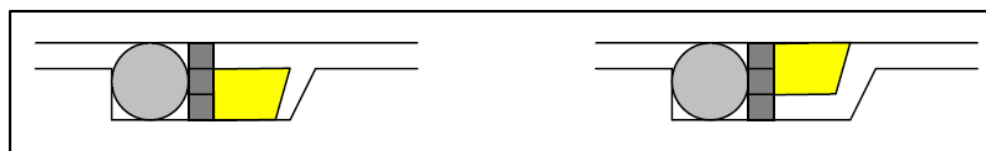


Figura 17. Solución a la deformación.

El aro anti-extrusión está hecho de acero o un material plástico duro y biselado, por un lado. El lado biselado está opuesto al O-Ring quedando empujado hacia atrás debido a la presión que actúa sobre el O-Ring, el aro anti-extrusión es forzado a expandirse y el lado

I. T. S. T A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

biselado se desliza ha arriba ajustándose al eje biselado del asiento. El aro anti-extrusión y el anillo seccionado y sus 2 extremos se traslapan. Ver Fig. 6.20



Figura 18. Sistema de tres anillos (izquierda) y sistema de tres anillos sellado contra presión (derecha).

El anillo protector del sello está hecho de una sustancia de hule duro. Se usa para proteger al O-Ring de un posible daño debido a la expansión y contracción del aro anti-extrusión. Finalmente, el propio O-Ring es el que hace el sello contra la presión.

Bowen usa el sistema de 3 anillos en su equipo de 5000 psi. Hydrolex usa este sistema sólo en su equipo de 15,000 psi. Bowen rediseñó el sistema de anillos usado en el BOP, eliminando el aro anti-extrusión de acero el cual causaba daño a las superficies de sellado cuando se instalaban mal.

EMPAQUES O-RING.

SELLOS CON O-RING EXTERNO.

Este tipo de sellos se usan en las uniones del equipo de grasa. El O-Ring se sienta en la superficie de una mitad de la junta. La fuerza necesaria para mantener las 2 mitades de la unión juntas se provee por medio de una tuerca. La unión necesita ser hecha bastante fuerte para mantener el sello del O-Ring, pero no requiere de tanto torque como el caso del sello metal - metal.

I. T. S. T A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

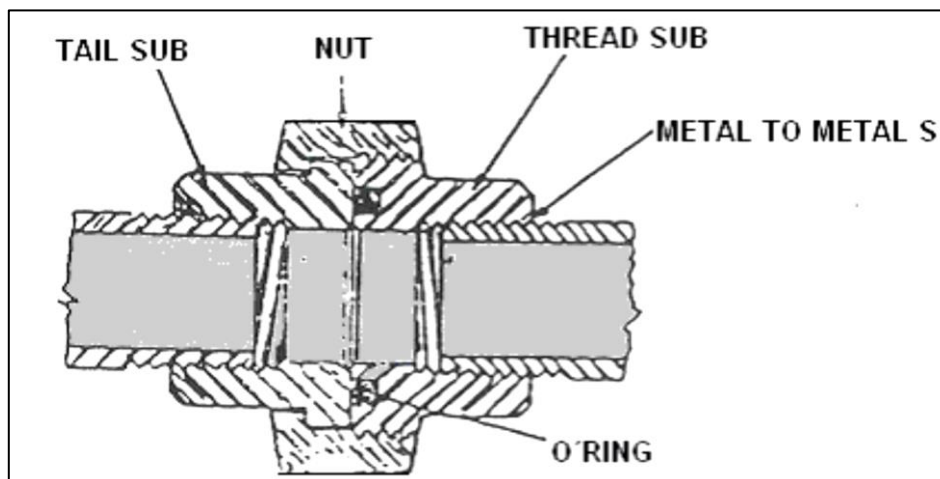


Figura 19. Sello de O-Ring externo.

SELLO CON O-RING INTERNO.

Este tipo de sello, tienen la ventaja que la conexión no necesita ser apretada fuertemente. Se usan en situaciones donde el movimiento relativo entre 2 componentes es necesario, por ejemplo, entre el pistón de los arietes y el cuerpo del BOP. También se emplea en conexiones que requieren de un acoplamiento fácil como las uniones rápidas usadas en la mayoría de los componentes WHE (lubricadores, BOP's, etc.)

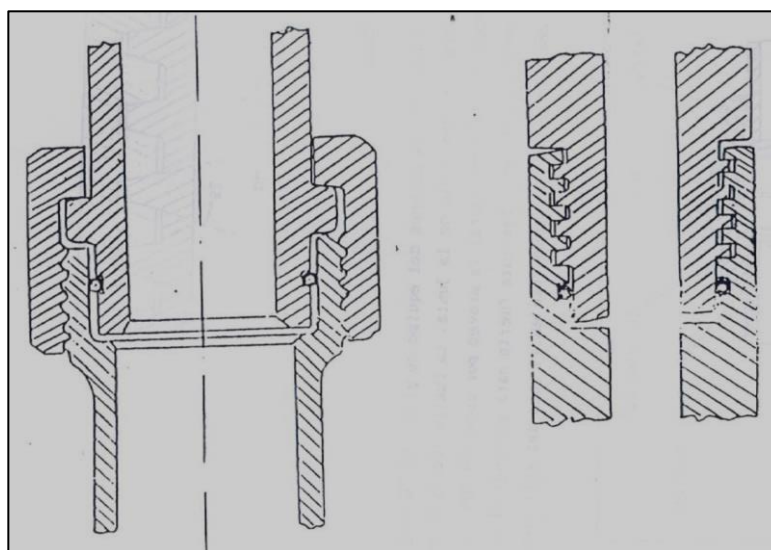


Figura 20. Sello con O-Ring interno.

3.1.6 EQUIPO DE UNIDAD DE LÍNEA DE ACERO

La unidad de línea de acero empleada para este proyecto posee grúa articulada (brazo tipo hiab) con alcance de 14.6 metros, a su vez, tiene capacidad de 530 kg. (en su máxima extensión) y un ángulo crítico y un ángulo de giro de 420° suficiente para levantar el equipo de control de presión y controles cruzados en ambos lados de la grúa.



Figura 21. Unidad de línea de acero empleada en Grupo SEPEC.

Hay que mencionar, además, que la unidad de línea de acero se encuentra equipada con:

- Carrete con línea de acero de 0.125" para ambientes de H_2S y CO_2 , con capacidad de hasta 7500 metros
- Sistema hidráulico del malacate con válvula de control
- Suministro de energía y potencia por un motor a Diesel
- Sistema mecánico de profundidad (contador)
- Sistema hidráulico con indicador de tensión-peso y una polea libre

I. T. S. T A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

SISTEMA HIDRÁULICO DEL MALACATE.

Se trata de un sistema transmisor de fuerza por medio de un fluido (aceite) el cual cumple con varias funciones:

- Transmite aceite a presión de la bomba hacia un motor hidráulico.
- Lubrica todo el sistema para evitar desgaste.
- Enfriá el sistema por medio de circulación, haciendo pasar el aceite por un enfriador y retornando finalmente al tanque almacenados.

El control de velocidad del malacate se hace a través de válvulas que se operan manualmente. Con una válvula se controla el sentido de rotación del malacate. Con otra se controla la presión del sistema, variando el ajuste de esta también cambia la velocidad en el malacate.

Operación:

El aceite que proviene de un tanque pasa por gravedad a través de una manguera de baja presión y alimenta a la bomba hidráulica. La bomba hidráulica esta acoplada directamente a la flecha principal de un motor de combustión interna.

Cuando el motor gira, la bomba manda aceite por la manguera de acoplamiento de alta presión, hacia una válvula de relevo, la válvula de relevo permite el paso directo del aceite cuando la presión en el circuito es menor de 2000 lbs/pulg². Este valor de presión es el ajuste máximo para esta válvula.

El aceite continúa hacia una válvula repartidora de cuatro vías que opera en forma alternada enviando el aceite hacia un motor hidráulico por medio de mangueras, logrando con esto invertir el sentido de rotación del motor hidráulico y al mismo tiempo del malacate. Si la válvula de cuatro vías permanece en posición central, el aceite estará circulando por una línea de retorno hacia el tanque almacenado.

Todas las válvulas tanto las de operación manual como las de relevo, tienen una línea de retorno.

I. T. S. T. A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

Un manómetro conectado al circuito indica la presión de trabajo de la bomba y motor hidráulico en la línea que conduce el aceite a mayor presión; un termómetro conectado en la línea de retorno nos indica la temperatura del aceite circulando.

Una válvula de control remoto se opera manualmente para aumentar o disminuir la presión, lo cual hace variar la velocidad en el malacate. La válvula de control remoto está conectada por una manguera delgada a una válvula de relevo.

En la línea de retorno hacia el tanque se encuentra otra válvula "puente" y se utiliza para forzar el aceite a que circule por el enfriador en caso de que la temperatura exceda de 85°C (185°F), su operación es manual. La válvula de dos pasos únicamente está incluida en las unidades CAMCO, la cual sirve para regular ampliamente la velocidad del motor hidráulico.

En las unidades OTIS y MATHEY no se usa la válvula de dos pasos, en este caso la misma válvula de dos vías se encarga de regular la velocidad además de invertir el sentido de rotación del motor hidráulico.

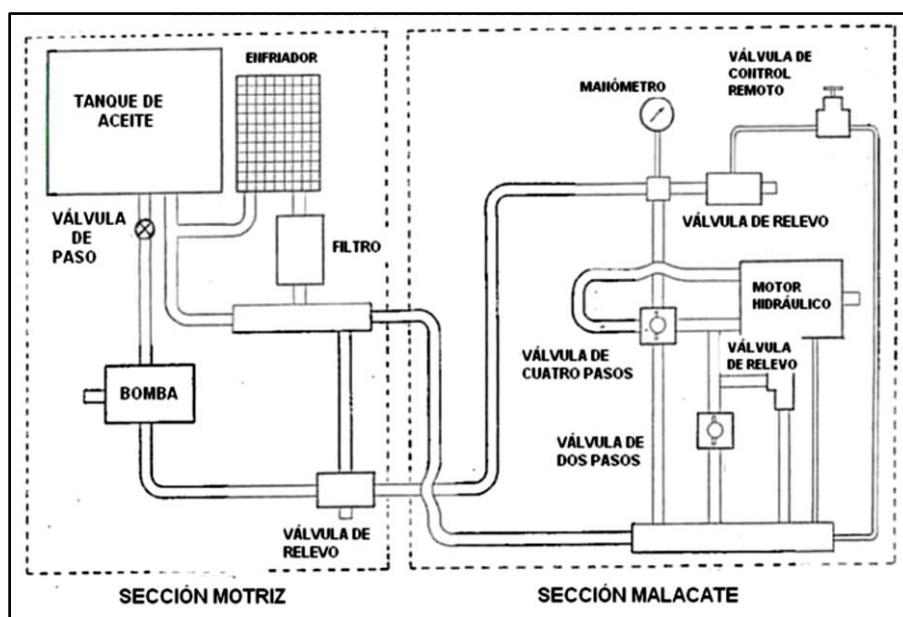


Figura 22. Circuito hidráulico para unidades "CAMCO".

I. T. S. T. A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

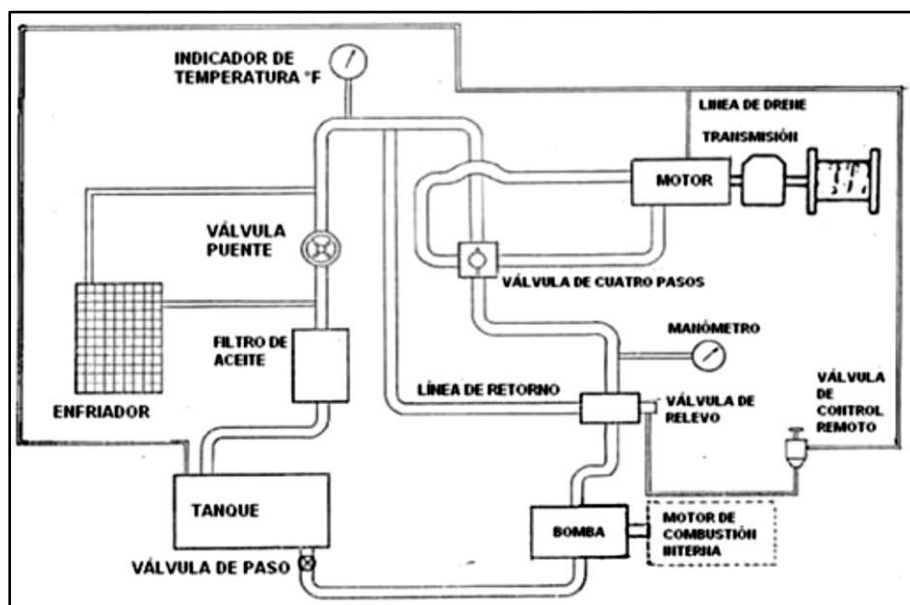


Figura 23. Circuito hidráulico para unidades "OTIS".

El circuito hidráulico en su línea de alta presión está calibrado para operar máximo a 2,000 lbs/pulg², si esta presión aumenta inmediatamente actúan las válvulas de relevo, enviando el aceite hacia el tanque almacenados y protegiendo en esa forma a todas las partes, en especial a las mangueras de hule.

En los esquemas de las unidades CAMCO y OTIS se encuentra una válvula (parecida a la válvula puente) debe permanecer siempre abierta en operación, ya que a través de la misma pasa todo el abastecimiento del aceite hacia el sistema. La válvula de paso solo debe ser cerrada para operaciones, si no estuviera instalada, al desarmar cualquier parte se perdería una cantidad considerable de aceite.

Se recomienda verificar frecuentemente esta válvula, si se cierra por descuido o por la propia vibración del sistema, puede ocasionar una avería mayor en la bomba y/o en el motor hidráulico. Una indicación inicial será la falta de potencia en el malacate; es peligroso insistir en operar bajo estas condiciones. El trabajar el motor hidráulico o la bomba sin aceite o sin suficiente aceite, provoca de inmediato un calentamiento excesivo y se rompen las partes internas que están en movimiento, estas partes trabajan mínimo a 1,500 RPM.

I. T. S. T A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

Tabla 3. *Viscosidad de fluidos.*

Rango de temperatura del sistema hidráulico	Viscosidad asignada S. A. E	Clasificación de servicio API
De 0 F a 180 F	10W	MS
De 0 F a 210 F	10W - 30	MS
De 50 F a 210°F	20 - 20W	MS

Viscosidad de fluidos recomendada en base a las temperaturas del sistema hidráulico. Tomado de: PEMEX Perforación y Mantenimiento de Pozos: 2010 "Manual de Línea de Acero (pág. 94)".

VÁLVULA DE MANDO DIRECCIONAL.

En el sistema hidráulico del malacate se utiliza una válvula que se denomina de cuatro pasos o de cuatro vías, esta válvula gobierna el sentido de rotación del motor hidráulico al enviar aceite por los conductos del motor en forma alternada logrando de esta forma invertir la rotación del mismo.

La mayoría de los tipos de estas válvulas son de corredera deslizante para obtener una mayor facilidad de funcionamiento. La más común es la que se muestra en la figura. Al desplazar la corredera hacia uno de los extremos, la ventana correspondiente se pone en comunicación con la línea de presión que proviene de la bomba y al mover la corredera al otro extremo cambia el sentido del flujo enviando el aceite a otra ventana de la válvula.

Las dos ventanas No. 3 y 4 están conectadas directamente al motor hidráulico. En este caso especial se utiliza una válvula con corredera de centro abierto para que en la posición central de la válvula el aceite circule directamente hacia el tanque de aceite de reserva y en esa forma no opera el motor hidráulico.

La operación de la válvula de cuatro pasos debe ser suave y como se utiliza frecuentemente cuando se realiza un golpeo de herramientas con

I. T. S. T A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

el malacate, es conveniente que tenga una palanca de tamaño regular. En algunos sistemas la válvula solo cambia el sentido de flujo del aceite. Hay otros tipos de válvulas usadas en unidades OTIS que además de invertir el sentido de flujo, también regulan la cantidad de flujo de aceite.

VÁLVULAS DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD.

En el conducto de la bomba al motor hidráulico (línea d alta presión) se monta una válvula de regulación de flujo o válvula de relevo, a esta válvula se acopla otra válvula más pequeña que se opera desde el tablero del malacate la cual se denomina "válvula de control remoto".

La válvula de regulación de flujo se ajusta a que abra a una presión determinada de trabajo (2,000 lbs/pulg²) que exceda el valor de ajuste de un resorte interior de la misma y que controla un asiento, al operar esta válvula en vía el aceite al tanque de reserva (línea de retorno). Como se indicó a esta válvula de relevo está conectada una pequeña que regula la velocidad del malacate.

Esta válvula reguladora de velocidad de tipo de orificio variable semejante a una válvula de aguja y en la misma se produce una caída de presión cuando se opera para abrir. La aguja de la válvula evita que las fugas de aceite se desarrollen con gran rapidez e impide además cualquier tendencia a vibrar durante su funcionamiento, ya que sobre la aguja funcionan un resorte el cual se comprime o se suaviza por medio de un vástago regulador con perilla circular la cual está al alcance del operador para mover y regular la velocidad del sistema.

Todo esto ocasiona una velocidad variable al gusto, en el motor hidráulico y al mismo tiempo en el malacate, esto proporciona una fuerza controlada automática que, en caso de una sobrecarga, reacciona la válvula de relevo y no aumenta la fuerza, sino que la mantiene estable, logrando con esto una protección del alambre (línea de acero) cuando se trabaja sacando herramientas del pozo.

I. T. S. T. A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

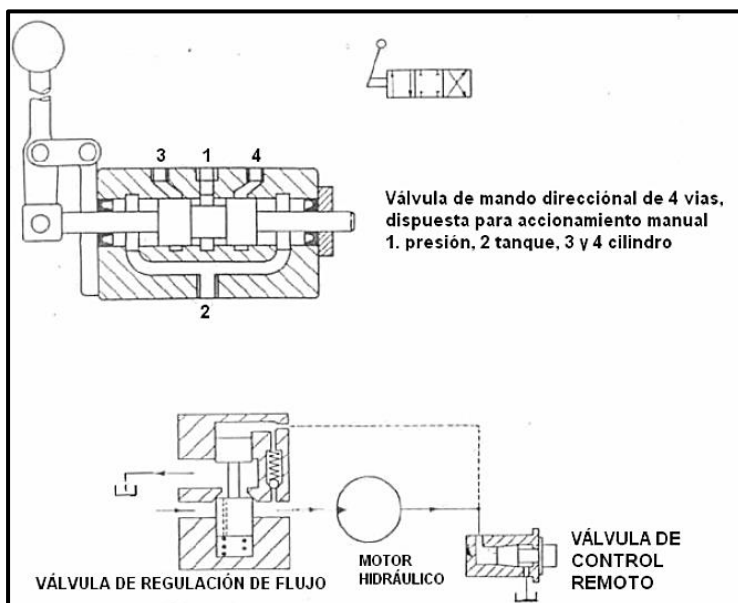


Figura 24. Esquema de una válvula de regulación de velocidad.

MALACATE.

Tipos de Línea de Acero:

Tabla 4. Tipos de malacates empleados en línea de acero.

Diámetro del malacate en [mm]	Diámetro del malacate en [pulg.]
3.175mm	0.125"
2.74mm	0.108"
2.34mm	0.092"
2.08mm	0.082"

Se resalta en color amarillo el tipo de malacate empleado en la empresa. Tomado de: Padrón López, José Francisco (2014) "Línea de acero: Operaciones y Herramientas" (Pág. 10)

Los Materiales a partir de los cuales se fabrican incluyen acero al carbón, aleaciones de acero inoxidable y aleaciones con base de níquel y cobalto.

I. T. S. T. A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

POLEA LIBRE.

También llamada “polea de anclaje” es una herramienta que se sujeta al árbol de válvulas, debe quedar siempre a 90 grados con respecto al malacate y la polea del estopero. Nos da un punto de apoyo al introducir o recuperar la línea que sale de la polea del estopero hacia el malacate, ayudando a devanar la línea en forma fácil y correcta, evitando cargas y tensiones sobre el lubricador que puedan deformarlo, la polea cuenta con un balero para que gire libremente.

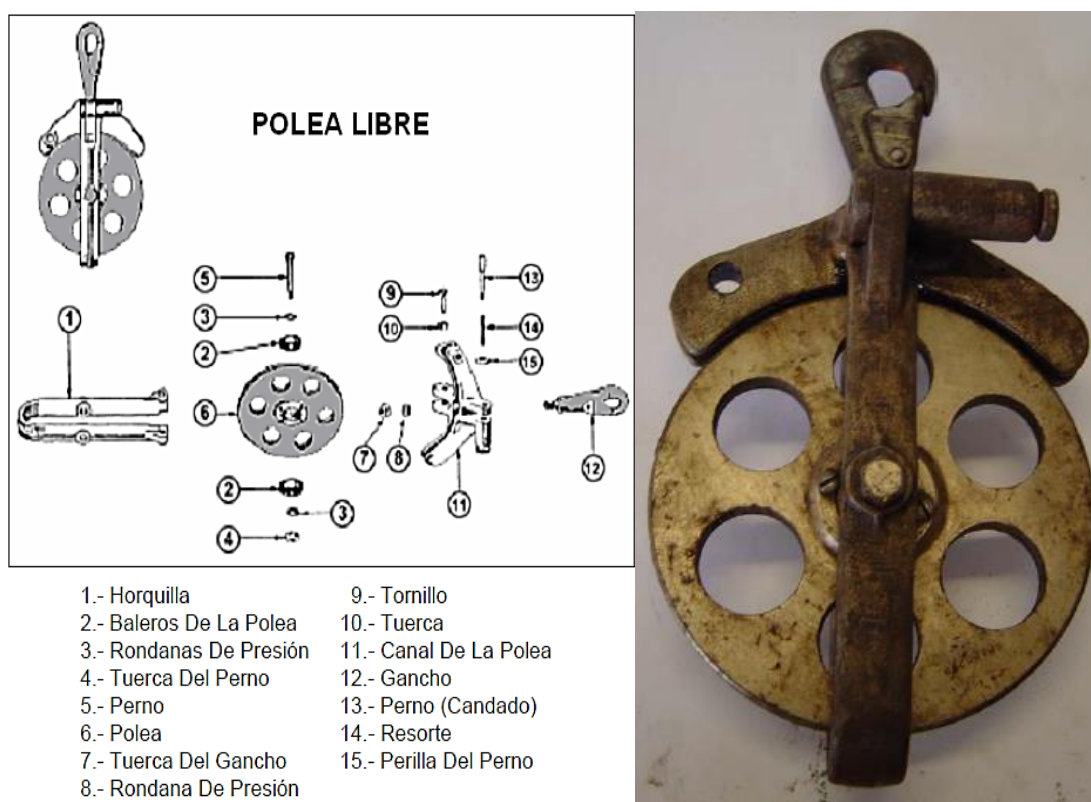


Figura 25. Componentes que conforman a la polea libre.

CONTADOR DE PROFUNDIDAD.

También llamado Sistema Mecánico de Profundidad. Es un sistema con el cual nos permite medir los metros o pies de línea que se introduce en el pozo y los que se recuperan, para así medir la profundidad de los

I. T. S. T A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

pozos petroleros. Para pies de 0.5 indica que la polea contadora dará media vuelta por cada unidad que marque el contador y para metros será de 1.6 vueltas de la polea por cada unidad. Va instalado en el tablero del malacate y conectado por un chirrión con la polea contadora.



Figura 26. Contador de profundidad que va en la mesa de operaciones.

INDICADOR DE TENSION Y CELDA DE CARGA.

Mediante esta herramienta podemos detectar cualquier anomalía en la T.P. o la localización de un niple, indicando la tensión o peso que le aplicamos a la línea de acero, en el momento de la operación. Sus partes principales son:

- Una celda de carga (convertidor), un medidor de presión (manómetro) que están conectados por una manguera de alta presión de 1/4" de diámetro, el rango del manómetro debe ser por lo menos de 2,000 lbs, todo el conjunto debe ser llenado por fluido W-15 ó W-16.
- Se utiliza para medir el peso y la tensión aplicada al alambre, sumando el peso del aparejo y la fricción de los hules, el efecto de aceleración y viscosidad del fluido del pozo en todas las operaciones que se efectúan con el equipo de línea de acero.
- Es resistente en los ambientes más rudos, probados en trabajos con temperaturas de -31° hasta 122°F (-35 hasta 50°C).

I. T. S. T A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

- Es de gran importancia el uso de este instrumento como protección de la línea y para no someterla a grandes esfuerzos.
- Su funcionamiento es hidráulico. Está compuesto principalmente de un diafragma de hule dentro de una celda de carga (convertidor), un medidor de presión (manómetro) y una manguera que comunica el convertidor con el manómetro.
- La unidad es muy sensible y presenta un error solo de 0.5 a 1 %.

Para evitar que la presión se vea afectada, se debe colocar el convertidor en un ángulo de 90 grados con respecto al malacate de la unidad de línea.

Para evitar la vibración de la aguja del manómetro, al realizar una operación de golpeo con tijeras, se cierra parcialmente la perilla del amortiguador de vibraciones y para obtener mayor sensibilidad en las medidas es necesario abrir la perilla.

Para su reparación se coloca el convertidor a mayor altura que el manómetro y sin aplicar peso se quita el tapón del convertidor, moviendo la perilla estriada del manómetro que se encuentra a la derecha del mismo, se pone en cero el manómetro, una vez hecho esto, conectamos la bomba manual a la conexión (check) del manómetro.

Se debe llenar la bomba de fluido W-15 ó W-16, se inyecta fluido cuantas veces sea necesario, para expulsar todo el aire que contenga en su interior, una vez terminado de sacar todo el aire se coloca el tapón al convertidor y se eleva la presión arriba de 1,000 lbs, sosteniéndola por un tiempo de 10 minutos para comprobar que no tenga fugas el sistema, si no se detectan fugas se baja la presión a 20 lbs. Cerrar totalmente el tapón, se pone cero en el manómetro y se prueba su sensibilidad aplicando peso al convertidor.

Al quitarlo bruscamente, la aguja debe regresar a cero, esto nos indica que está bien calibrado todo el conjunto. Se pueden obtener indicadores de tensión con rango de 0-2000, 0-4000 y de 0 -10,000 lbs los dos últimos se utilizan con unidad de cable.

I. T. S. T. A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

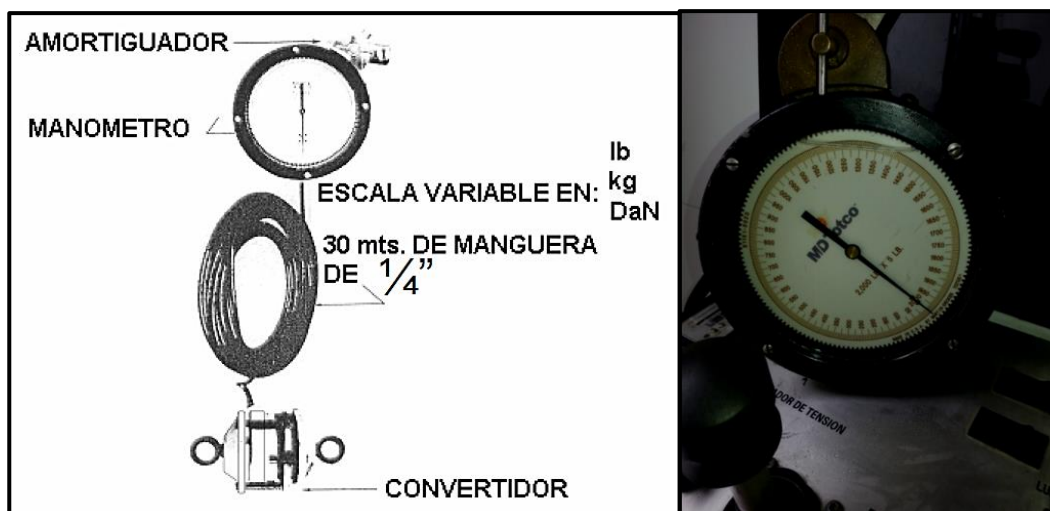


Figura 27. Indicador de tensión (derecha) y esquema de cómo está constituido (izquierda)

CAPITULO 4. PROCEDIMIENTO Y/O DESCRIPCIÓN DE LAS ACTIVIDADES REALIZADAS

4.1 FLUJOGRAMA DE ACTIVIDADES

Toda idea ya sea de carácter empírico o científico aparece a partir de una lluvia de ideas que surge de las necesidades que enfrenta una organización en un entorno.

En este capítulo, se escribirán paso a paso las actividades que conllevaron al proyecto durante la residencia profesional; siendo el siguiente apartado donde se expondrá la descripción del proceso en campo como de forma documental, así como el método científico. Se presenta de forma superficial el procedimiento que va desde el inicio del proyecto hasta su culminación:

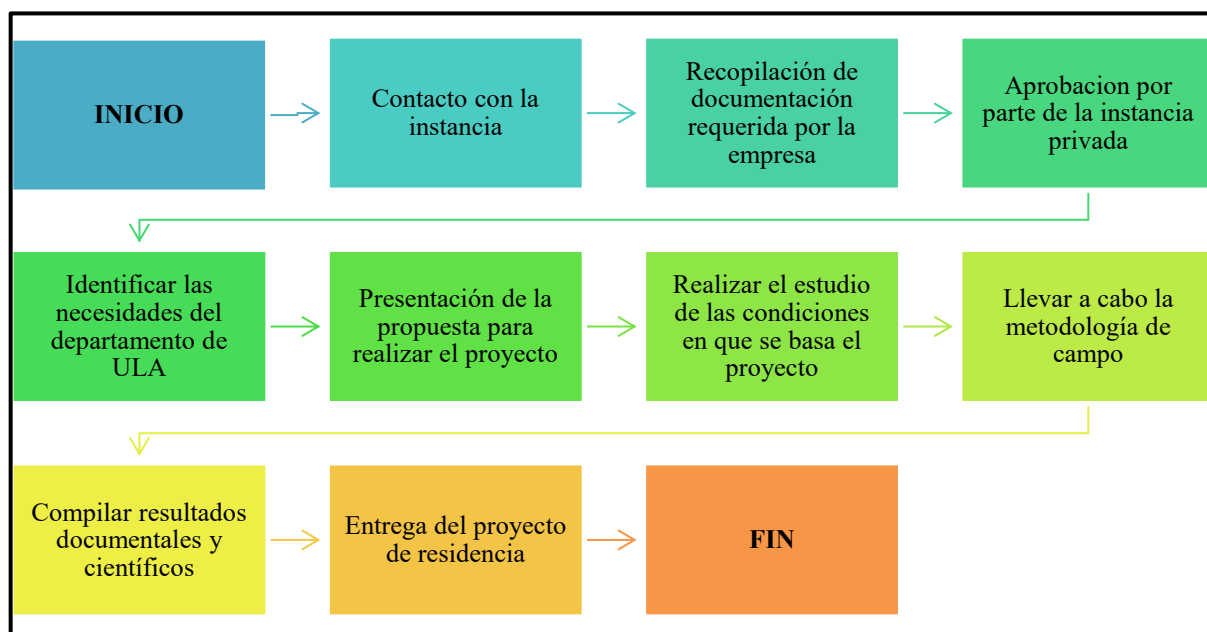


Figura 28. Flujograma de actividades del proyecto de residencias.

Se entregó el anteproyecto en formato de Microsoft Excel (Anexo 1. Formatos de Anteproyecto de Residencia) en cual va a fungir como la descripción de las actividades específicas que dieron forma a este proyecto.

4.2 PROCEDIMIENTO OPERATIVO

Al momento de intervenir un pozo, se debe contar con el plan de operativo que va desde la orden de servicio, pasando por el estado mecánico, hasta el reporte de operaciones correspondiente a la línea de negocio. Por tanto, el objetivo de esta etapa es asegurar la validez y confiabilidad del informe, por lo que a continuación, se describirán a detalle y de forma precisa el proceso y las técnicas que se siguieron durante las etapas de la ejecución como la metodología de campo y recopilación de datos.

Antes de examinar a fondo la metodología de campo, se deben tener en consideración el proceso de traslado e instalación de la unidad de línea de acero.

4.2.1 ORDEN DE SERVICIO.

- Recibir orden de trabajo y programa operativo por parte del cliente, para la ejecución de la actividad.
- Realizar revisión a la unidad pesada de línea de acero previo a la salida.
- Traslado de unidades a locación.
- Realizar entrega a pozo por el representante del cliente, en condiciones operativas y llenar el formato de Entrega-Recepción de pozo.
- Verificar que las válvulas del medio árbol operen correctamente.
- Datos de presiones de pozo (proporcionadas por el cliente en base de datos en su caso.)
- Condiciones de flujo. (proporcionadas por el cliente en base de datos en su caso.)
- Diámetros inferiores de la TP y librajés. (proporcionadas por el cliente en base de datos en su caso.)
- Diámetros interiores de los accesorios. (proporcionadas por el cliente en base de datos en su caso.)

I. T. S. T. A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

- Máxima desviación del pozo (proporcionadas por el cliente en base de datos en su caso.)
- Condiciones de locación.
- Condiciones de contrapozo.
- Efectuar reunión de junta de seguridad, actividad a desarrollar y análisis de seguridad en el trabajo (AST) y llenar formatos.

4.2.2 TRASLADO DE UNIDAD DE ULA A LOCACIÓN.

- Los supervisores del departamento de línea de acero en conjunto con el coordinador de operaciones monitorean el traslado para cumplir en tiempo y forma con el servicio.

4.2.3 LLEGADA A LOCACIÓN.

- Se realiza Junta de Seguridad en Campo y Análisis de Seguridad en el Trabajo (AST) con personal operativo en locación.
- Se realiza Acta Entrega-Recepción con el supervisor encargado de la instalación por parte del cliente.

4.2.4 INSTALACIÓN DE UNIDAD DE ULA.

- Se Verifican presiones en cabeza de pozo (TP) y se observa que el árbol de válvulas esté en condiciones para acoplar el equipo de control de presión y las condiciones de las válvulas del pozo que estás abran y cierren correctamente.
- Observar que no exista obstáculo alguno o líneas elevadas sobre el área del pozo para levantar libremente el brazo hidráulico (HIAB) de la unidad de ULA.
- Ubicar la unidad de ULA a una distancia considerando las condiciones del terreno, contrapozo y árbol de válvulas para poder

I. T. S. T A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

realizar las maniobras del levantamiento del brazo hiab de manera segura.

- Delimitar el área perimetral donde se va realizar la operación con la unidad de ULA y colocar todo el equipo de seguridad en lugar estratégico cono de viento, equipo de respiración autónomo, extintores, señalamientos.
- Colocación de charolas y/o membranas ecológicas en puntos específicos de posible derrame.
- Instalar la brida y anillo correspondiente sobre la válvula superior del pozo sobre el cual se instalará el equipo de control de presión alineado sobre el eje vertical del pozo. Se utilizará arnés para altura de tres puntos de sujeción y cuerda de vida.
- Colocar los gatos estabilizadores para proceder a izar el brazo articulado HIAB de la unidad de ULA. Descansar los estabilizadores sobre calzas de madera.
- Instalar el ECP sobre la brida conectora colocada sobre la válvula superior.
- Armar la sarta de trabajo con block de impresión o sello de plomo para realizar la calibración de la tp.
- Instalar manómetros para registrar la presión en cabeza de pozo (TP).

4.3 CALIBRACIÓN DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

El objetivo de la calibración es para revisar el diámetro interior de la tubería de producción y asegurar que no hay obstrucciones debido a parafinas, sedimentos, arena, corrosiones o tubería colapsada. Es importante hacer mención que se calibra la TP antes de realizar operaciones con línea de acero por procedimiento y seguridad del equipo por los riesgos de posible atrapamiento dentro de la TP.

I. T. S. T. A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

Dependiendo de las condiciones del pozo, fluyente o de la obstrucción que tenga dentro del aparejo de producción se decidirá que herramienta se utilizará para calibrar el pozo, las más comunes son: sello de plomo, cortador de parafinas, troquelador, caja ciega, barra calibradora, etc. Dichas herramientas se utilizarán para la calibración de tubería de la siguiente manera:

- Calibrar con cortador de parafinas, se trata de abrir la válvula de sondeo lentamente sin pararse al frente del volante contar las vueltas hasta su apertura total, estas dependen del tipo de árbol.
- Bajar el tren de herramientas
- Calibrar la tubería a una velocidad moderada
- Verificar el peso de la herramienta desde 0 posterior cada 500 metros dentro de la TP
- Si el pozo fluye con alto gasto, estrangular el flujo momentáneamente para que la herramienta baje a través del árbol de válvulas. En caso de no ser posible, se continúa bajando y pasar al siguiente paso
- En caso de observar fricción o resistencia al bajar o subir el tren de herramienta, se anota en el reporte la profundidad en que eso sucedió. Si la calibración resultó normal o se presentó fricción o resistencia, se recupera la herramienta a superficie a velocidad moderada
- Subir a la superficie, jalando la línea hasta que la herramienta golpee en el estopero y verificar que el contador de profundidad se encuentre a cero metros. Mantener la línea con tensión y cerrar la válvula de sondeo contando las vueltas, cerciorándose que el número de vueltas sea igual al de apertura
- Desfogar la presión acumulada en el lubricador a través de la válvula de purga utilizando una manguera de desfogue. De acuerdo con las normas de seguridad el personal encargado debe utilizar una mascarilla con el filtro adecuado.
- Si no se cumple el objetivo de la calibración, el supervisor solicitara a producción el bajar con la herramienta de barril de muestreo (si no se tiene antecedente de resistencia medida)

I. T. S. T A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

- Calibrar con sello de plomo o block de impresión. Abrir la válvula de sondeo lentamente sin pararse al frente del volante contar las vueltas hasta su apertura total, estas dependen del tipo de árbol o del tipo de válvula
- Bajar el tren de herramientas.
- Si se tiene antecedentes de resistencia y/o el objetivo es definir una resistencia antes de llegar a la profundidad determinada, bajar muy lentamente la herramienta hasta detectarla, enseguida levantar la herramienta solo la longitud de la carrera de la tijera y con un solo impacto obtener la impresión de la resistencia. Esto es para obtener una impresión clara que pueda interpretarse en superficie
- Si se observa fricción o resistencia al bajar o al subir el tren de herramienta anota en su reporte la profundidad en que esta sucedió
- Jalar la línea hasta que la herramienta golpee en el estopero y verificar que el contador de profundidad se encuentre a cero metros, mantener la línea con tensión y cerrar la válvula de sondeo contando las vueltas, cerciorándose que el número de vueltas sea igual al de la apertura
- Desfogar la presión acumulada en el lubricador a través de la válvula de purga utilizando una manguera de desfogue, asimismo el personal encargado debe utilizar una mascarilla con el filtro adecuado.
- Pasar al procedimiento correspondiente del servicio específico.

4.4 PROCEDIMIENTO PARA COLOCAR Y RECUPERAR BOMBAS HIDRÁULICAS

Como primera instancia, se debe recibir la orden de trabajo y programa operativo por parte de la empresa contratista, para la ejecución adecuada de la actividad.

I. T. S. T A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

A continuación, realizar revisión del pozo por el representante del cliente con el fin de supervisar si la operación anterior de calibración de TP resulto exitosa, así como las condiciones operativas en que se encontró y llenar nuevamente el formato de Entrega-Recepción de pozo.

Se verificarán (en orden) los siguientes parámetros antes de continuar con el procedimiento:

1. Válvulas del medio árbol operen correctamente.
 2. Datos de presiones de pozo
 3. Condiciones de flujo
 4. Diámetros inferiores de la TP y librajés.
 5. Diámetros interiores de los accesorios.
 6. Máxima desviación del pozo.
 7. Condiciones de locación.
 8. Condiciones de contrapozo.
- Efectuar reunión de junta de seguridad, actividad a desarrollar y análisis de seguridad en el trabajo (AST) y llenar formatos.
 - Realizar procedimiento de calibración.
 - Anclar bombas hidráulicas.
 - Seleccionar el tipo de soltador o pescante a utilizar. Esto depende del diámetro del cuello de pesca de la bomba hidráulica.
 - Abrir la válvula de sondeo lentamente hasta igualar presiones, sin pararse al frente del volante contar las vueltas hasta su apertura total, estas dependen del tipo de árbol.
 - Introducir con precaución al equipo de control de presión, el tren de herramientas y bajar a una velocidad moderada, hasta la profundidad programada.

I. T. S. T. A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

- Situar el "tren de herramientas" a la profundidad programada, anotar el peso de la misma y verificar el contador de profundidad.
- Recuperar de 2 a 3 metros el tren de herramientas de la profundidad programada y liberar el malacate con rapidez (libre) los metros de línea recuperados. Esta acción hará que se rompa el perno y los empaques de la bomba hidráulica se adhieran a los perfiles de la camisa deslizable.
- Una vez anclada la bomba hidráulica, verificar el contador de profundidad, el indicador de tensión y el cierre y apertura de la tijera (carrera).
- Recuperar nuevamente de 2 a 3 metros el tren de herramientas y verificar el incremento de tensión; misma que nos indica que la bomba hidráulica está anclada.
- Deslizar lentamente la herramienta, sin golpear o cargar peso a la misma (cerrando únicamente la longitud de la carrera de la tijera). El operador debe notar la pérdida de tensión; misma que indica que la bomba hidráulica está anclada.
- Recuperar bomba hidráulica. (seleccionar el tipo de pescante a utilizar. Esto dependerá del diámetro del cuello de pesca de la bomba hidráulica.)
- Abrir la válvula de sondeo lentamente hasta igualar presiones, sin pararse al frente del volante contar las vueltas hasta su apertura total, éstas dependen del tipo de árbol.
- Introducir con precaución el equipo de control de presión, el tren de herramientas y bajar a una velocidad moderada hasta la profundidad programada.
- Situar el tren de herramientas a 10 metros por arriba de la profundidad programada, anotar el peso de la misma y verificar el contador de profundidad.

I. T. S. T A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

- Deslizar lentamente la herramienta, cargar peso a la misma, (cerrando únicamente la longitud de la carrera de la tijera), identificar la pérdida de tensión; misma que indica que el pescante está haciendo contacto con la bomba hidráulica.
- Recuperar de 2 a 3 metros el tren de herramientas y verificar el incremento de tensión de la línea de acero; misma que nos indica que el pescante está conectado al cuello de pesca de la bomba hidráulica. En caso de no estar conectado, repetir los dos pasos anteriores hasta conectar.
- Efectuar el golpeo de tijera hacia abajo, cuantas veces sea necesario, hasta desanclar empaques de la bomba hidráulica adheridos en los perfiles de camisas deslizables. Recuperar lentamente.
- Recuperar el tren de herramientas a superficie, posteriormente de realizar una de las operaciones antes descritas. Recuperar el tren a una velocidad moderada, hasta la superficie. Reducir la velocidad de las combinaciones de la tubería de producción. Aproximadamente 50 metros antes de llegar a superficie (cero), reducir la velocidad al mínimo para permitir el control con malacate cuando la herramienta llegue a la parte superior del equipo de control de presión.
- Desfogar la presión acumulada en el lubricador a través de la válvula de purga utilizando una manguera de desfogue, asimismo el personal encargado debe utilizar una mascarilla con el filtro adecuado.
- Registrar la información obtenida y pasar al siguiente procedimiento de la operación.

4.5 PROCEDIMIENTO PARA COLOCAR Y RECUPERAR ACCESORIOS EN TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

- Realizar procedimiento de calibración
- *Anclar estrangulador de fondo* (Seleccionar el tipo de soldador o pescante a utilizar. Esto depende del diámetro del cuello de pesca del estrangulador.)
- Abrir la válvula de sondeo lentamente hasta igualar presiones, sin pararse al frente del volante contar las vueltas hasta su apertura total, estas dependen del tipo de árbol.
- Introducir con precaución al equipo de control de presión, el tren de herramientas y bajar a una velocidad moderada, hasta la profundidad programada.
- Situar "el tren" de herramientas a la profundidad programada, anotar el peso de la misma y verificar el contador de profundidad
- Recuperar de 2 a 3 metros el tren de herramientas de la profundidad programada y liberar el malacate con rapidez (libre) los metros de línea recuperados. Esta acción hará que se rompa el perno y las cuñas del cuerpo del estrangulador se anclen o adhieran a la pared de la tubería de producción a la profundidad deseada, esta acción se repite para la colocación de los 3 accesorios que componen el estrangulador.
- Verificar el anclaje del porta-estrangulador. (Verificar, una vez anclado el estrangulador de fondo, el contador de profundidad, el indicador de tensión y el cierre y apertura de la tijera (carrera).
- Recuperar nuevamente de 2 a 3 metros el tren de herramienta y verificar el incremento de tensión, misma que nos indica que el estrangulador está anclado.
- Deslizar lentamente la herramienta, sin golpear o cargar peso a la misma (cerrando únicamente la longitud de la carrera de la tijera).

I. T. S. T A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

El operador debe de notar la pérdida de la tensión: misma que indica que el estrangulador está anclado.

- *Recuperar estrangulador de fondo* (seleccionar el tipo de pescante a utilizar). Esto dependerá del diámetro del cuello del porta-estrangulador
- Abrir la válvula de sondeo lentamente hasta igualar presiones, sin pararse al frente del volante, contar las vueltas hasta su apertura total, estas dependen del tipo de árbol.
- Introducir con precaución el equipo de control de presión, el tren de herramientas y bajar a una velocidad moderada hasta la profundidad programada.
- Situar el tren de herramientas a 10 metros por arriba de la profundidad programada, anotar el peso de la misma y verificar el contador de profundidad.
- Deslizar lentamente la herramienta, cargar peso a la misma, (cerrando únicamente la longitud de la carrera de la tijera), identificar la pérdida de la tensión; misma que indica que el pescante está haciendo contacto con el estrangulador de fondo.
- Recuperar de 2 a 3 metros el tren de herramientas y verificar el incremento de tensión de la línea de acero, misma que nos indica que el pescante está conectado al cuello de pesca del estrangulador de fondo. En caso de no estar conectado, repetir los dos pasos anteriores hasta conectar.
- Efectuar el golpeo de tijera hacia abajo, cuantas veces sea necesario, hasta desanclar las cuñas del estrangulador de la pared de la tubería de producción. Recuperar lentamente, esta acción se repite para la recuperación de los 3 accesorios que componen el estrangulador.
- *Anclar un Tubing Stop* (con pescante). Seleccionar el tipo de pescante a utilizar. Esto depende del diámetro del cuello de pesca del Tubing Stop.

I. T. S. T A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

- Abrir la válvula de sondeo lentamente hasta igualar presiones, sin pararse al frente del volante contar las vueltas hasta su apertura total, estas dependen del tipo de árbol.
- Introducir con precaución el equipo de control de presión, el tren de herramientas y bajar a una velocidad moderada hasta la profundidad programada.
- Situar el tren de herramientas a la profundidad programada, anotar el peso de la misma y verificar el contador de velocidad.
- Recuperar de 2 a 3 metros el tren de herramientas de la profundidad programada y soltar el malacate con rapidez (libre) los metros de la línea recuperados. Esta acción hará que las cuñas del cuerpo del Tubing Stop se anclen o fijen a la pared de la tubería de producción a la profundidad deseada.
- Verificar el anclaje del Tubing Stop, verificar el contador de profundidad, el indicador de tensión, el cierre y la apertura de la tijera una vez anclado el Tubing Stop (carrera).
- Deslizar lentamente la herramienta (cerrando únicamente la longitud de la carrera de la tijera) e identificar la pérdida de tensión.
- Efectuar el golpeo de tijera hacia abajo, cuantas veces sea necesario, hasta romper el perno de bronce que sujeta el pescante con el cuello de pesca de la herramienta, para quedar liberado.
- *Recuperación de Tubing Stop*, seleccionar el tipo de pescante a utilizar. Esto dependerá del diámetro del cuello de pesca del Tubing Stop.
- Abrir la válvula de sondeo lentamente hasta igualar presiones, sin pararse al frente del volante, contar las vueltas hasta su apertura total, estas dependen del tipo de árbol.
- Introducir con precaución al equipo de control de presión al tren de herramientas y bajar a una velocidad moderada hasta la profundidad programada.

I. T. S. T. A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

- Situar el tren de herramientas a 10 metros por arriba de la profundidad programada, anotar el peso de la misma y verificar el contador de seguridad.
- Deslizar lentamente la herramienta, cargar peso a la misma (cerrando únicamente la longitud de la carrera de la tijera) identificar la perdida de tensión, misma que nos indica que el pescante está haciendo contacto con el cuello de pesca del Tubing Stop.
- Recuperar de 2 a 3 metros el tren de herramientas y verificar por incremento de tensión en la línea de acero que el pescante quedo conectado al cuello de pesca del Tubing Stop. En caso de no estar conectado, repetir los dos pasos anteriores y golpear despacio hasta conectar.
- Efectuar el golpeo de la tijera hasta abajo cuantas veces sea necesario, hasta desanclar las cuñas del Tubing Stop de la pared de la tubería de producción.
- *Anclar el Collar Stop* (con pescante) seleccionar el tipo de pescante a utilizar. Esto depende del diámetro de cuello de pesca del Collar Stop.
- Abrir la válvula de sondeo lentamente hasta igualar presiones, sin pararse al frente del volante contar las vueltas hasta su apertura total, estas dependen del tipo de árbol.
- Introducir con precaución el equipo de control de presión, el tren de herramientas y bajar a una velocidad moderada hasta la profundidad programada.
- Situar el tren de herramientas por debajo de la profundidad programada, anotar el peso de la misma y verificar el contador de profundidad.
- Recuperar lentamente el tren de herramientas, esta acción hará que los candados de alambre acerado de las cuñas del cuerpo del Collar Stop se atoren en la unión de la tubería (coplee), lo que permita que estas anclen o fijen a la tubería de producción, tipo 8 hilos IF. No opera en tubería de coplee integrado.

I. T. S. T A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

- Verificar el anclaje de Collar Stop. Verificar el contador de profundidad (una vez anclado el Collar Stop), el indicador de tensión, el cierre y apertura de tijera (carrera).
- Deslizar lentamente la herramienta (cerrando únicamente la longitud de la carrera de la tijera), identificar la pérdida de tensión.
- Efectuar el golpeo de tijera hacia abajo, cuantas veces sea necesario, hasta romper el perno de bronce que sujeta el pescante con el cuello de pesca de la herramienta, para quedar liberado.
- *Recuperar el Collar Stop.* Seleccionar el tipo de pescante a utilizar, esto dependerá del diámetro del cuello de pesca del Collar Stop.
- Abrir la válvula de sondeo lentamente hasta igualar presiones, sin pararse al frente del volante contar las vueltas hasta su apertura total, estas dependen del tipo de árbol.
- Introducir con precaución el equipo de control de presión, el tren de herramientas y bajar a una velocidad moderada hasta la profundidad programada.
- Situar el tren de herramientas 10 metros por arriba de la profundidad programada, anotando el peso de la misma y verificando el contador de profundidad.
- Deslizar lentamente la herramienta cagando peso a la misma (cerrando únicamente la longitud de la carrera de la tijera), identificar la pérdida de tensión, misma que nos indica que el pescante está haciendo contacto con el cuello de pesca del Collar Stop,
- Recuperar de 2 a 3 metros el tren de herramientas y verificar por incremento de tensión de la línea de acero que el pescante quedo conectado al cuello de pesca del Collar Stop. En caso de no estar conectados, repetir los dos pasos anteriores y golpear despacio hasta conectar.

I. T. S. T A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

- Efectuar el golpeo de tijera hacia abajo, cuantas veces sea necesario, hasta desanclar las cuñas del cuerpo del Collar Stop de la pared de la tubería de producción.
- *Anclar válvula de pie* (con pescante). Seleccionar el tipo de pescante a utilizar. Esto depende del diámetro de cuello de pesca de la válvula de pie.
- Abrir la válvula de sondeo lentamente hasta igualar presiones, sin pararse al frente del volante contar las vueltas hasta su apertura total, estas dependen del tipo de árbol.
- Introducir con precaución al equipo de control de presión, el tren de herramientas y bajar a una velocidad moderada hasta la profundidad programada.
- Situar el tren de herramientas por debajo de la profundidad programada, anotar el peso de la misma y verificar el contador de profundidad.
- Recuperar de 2 a 3 metros el tren de herramientas de la profundidad programada y soltar el malacate con rapidez (libre) los metros de la línea recuperada. Esta acción hará que los empaques del cuerpo de la válvula de pie se anclen o fijen en el niple de asiento de la tubería de producción a la profundidad deseada.
- Verificar el anclaje de la válvula de pie. Verificar el contador de profundidad (una vez anclada la válvula de pie), el indicador de tensión, el cierre y apertura de tijera (carrera),
- Deslizar lentamente la herramienta (cerrando únicamente la longitud de la carrera de la tijera), identificar la pérdida de tensión.
- Efectuar el golpeo de tijera hacia abajo, cuantas veces sean necesario, hasta romper el perno de bronce que sujeta el pescante con el cuello de pesca de la herramienta, para quedar liberado.
- *Recuperar válvula de pie*. Seleccionar el tipo de pescante a utilizar, esto dependerá del diámetro del cuello de pesca de la válvula de pie.

I. T. S. T A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

- Abrir la válvula de sondeo lentamente hasta igualar presiones, sin pararse al frente del volante contar las vueltas hasta su apertura total, estas dependen del tipo de árbol.
- Introducir con precaución el equipo de control de presión, el tren de herramientas y bajar a una velocidad moderada hasta la profundidad programada.
- Situar el tren de herramientas 10 metros por arriba de la profundidad programada, anotando el peso de la misma y verificando el contador de profundidad.
- Deslizar lentamente la herramienta cargando peso a la misma (cerrando únicamente la longitud de la carrera de la tijera), identificar la pérdida de tensión, misma que nos indica que el pescante está haciendo contacto con el cuello de pesca de la válvula de pie.
- Recuperar de 2 a 3 metros en el tren de herramienta y verificar por incremento de tensión de la línea de acero que el pescante quedo conectado al cuello de pesca de la válvula de pie. En caso de no estar conectado, repetir los dos pasos anteriores y golpear despacio hasta conectar.
- Efectuar el golpeo de tijera hacia arriba, cuantas veces sea necesario, hasta desanclar del niple de asiento la válvula de pie rompiendo su perno y empaques.
- Recuperar el tren de herramientas a superficie posteriormente de realizar una de las operaciones antes descritas.
- Recuperar el tren de herramientas a una velocidad moderada, hasta la superficie. Reducir la velocidad en las combinaciones de la tubería de producción y mandriles excéntricos de bolsillo. Aproximadamente 50 metro antes de llegar a superficie (cero), reducir la velocidad al mínimo para permitir el control con malacate cuando la herramienta llegue a la parte superior del equipo de control de presión.

I. T. S. T A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

- Desfogar la presión acumulada en el lubricador a través de la válvula de purga utilizando una manguera de desfogue, asimismo el personal encargado debe utilizar una mascarilla con el filtro adecuado.

4.6 APERTURA O CIERRE DE CAMISA DESLIZABLE

- Realizar procedimiento de calibración.
- Seleccionar operadora de camisa según diámetro de TP del pozo.
- Cierre o apertura de camisa con operadora. El cliente confirma datos de clase de camisa deslizable para proceder con el cierre o apertura.
- Verificar la presión de las presiones en TP y TR
- En caso de encontrarse igualadas a la misma presión se realiza el siguiente paso de apertura de válvula de sondeo. Si no hay presión, el personal del cliente solicita equipo fluidor para igualar presiones.
- Abrir la válvula de sondeo lentamente sin pararse al frente del volante, contar las vueltas hasta su apertura total, estas dependen del tipo de árbol.
- Bajar el tren de herramientas con operadora de camisa hasta la profundidad donde se encuentra la camisa deslizable.
- Una vez detectada la camisa a la profundidad indicada, realizar golpes de tijera hasta que la herramienta pase sin detectar resistencia.
- Repasar de 2 o 3 veces tren de herramientas a la profundidad de la camisa confirmando que no se detecta resistencia.
- Subir tren de herramientas a superficie, jalando la línea hasta que la herramienta golpee en el estopero y verificar que el contador de

I. T. S. T A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

profundidad se encuentre a cero metros; mantener la línea con tensión y cerrar la válvula de sondeo contando las vueltas y cerciorarse que el número de vueltas sea igual al de apertura.

- Desfogar la presión acumulada en el lubricador a través de la válvula de purga utilizando una manguera de desfogue, asimismo el personal encargado debe utilizar una mascarilla con el filtro adecuado.
- Personal del cliente realiza prueba de circulación con presión hidráulica para verificar la apertura o cierre de la camisa.
- Si la operación se realizó con éxito se procede a dismantelar, sino se repite nuevamente el procedimiento a partir de la apertura de la válvula de sondeo
- Registrar los datos obtenidos en un reporte escrito y de forma digital. Posteriormente pasar al último procedimiento.

4.7 TOMA DE INFORMACIÓN CON SENSOR DE MEMORIA

- Recibir orden de trabajo y programa operativo por parte del cliente, para la ejecución adecuada de la actividad solicitada.
- Realizar revisión a la unidad pesada de línea de acero previo a la salida.
- Traslado de unidades a locación.
- Realizar entrega a pozo por el representante del cliente, en condiciones operativas y llenar el formato de Entrega-Recepción de pozo.

Se verificarán (en orden) los siguientes parámetros antes de continuar con el procedimiento:

1. Válvulas del medio árbol operen correctamente.
2. Datos de presiones de pozo
3. Condiciones de flujo

I. T. S. T. A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

4. Diámetros inferiores de la TP y librajés.

5. Diámetros interiores de los accesorios.

6. Máxima desviación del pozo.

7. Condiciones de locación.

8. Condiciones de contrapozo.

- Efectuar reunión de junta de seguridad, actividad a desarrollar y análisis de seguridad en el trabajo (AST) y llenar formatos.
- Realizar procedimiento de calibración.
- Programar sensores de memoria para toma de información de registro de presión de fondo fluyendo o cerrado.
- Programar sensores de memoria de acuerdo con el programa (realizar diagnóstico de sensor de memoria y diagnóstico de batería de litio)
- Se le entregan sensores de memoria programados a operador y ayudante para que se coloque en el tren de herramientas, posteriormente se marca el cero, pegando la herramienta en la parte superior.
- Abrir la válvula de sondeo lentamente hasta igualar presiones, sin pararse al frente del volante contar las vueltas hasta su apertura total, estas dependen del tipo de árbol.
- Bajar el tren de herramientas lentamente efectuando estaciones según programa operativo proporcionado por el cliente y hasta la profundidad programada.
- En caso de que el programa operativo solicite efectuar estaciones ascendentes se deberá realizar el siguiente paso; si no, se salta el siguiente paso y se continua el procedimiento.
- Realizar estaciones ascendentes conforme programa hasta superficie.
- Subir a superficie con velocidad moderada, jalando la línea hasta que la herramienta golpee el estopero y verificar que el contador de profundidad se encuentre a cero metros; mantener la línea con tensión y cerrar la válvula de sondeo contando las vueltas y cerciorarse que el número de vueltas sea igual al de apertura.
- Desfogar la presión acumulada en el lubricador a través de la válvula de purga utilizando una manguera de desfogue, asimismo el

I. T. S. T A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

personal encargado debe utilizar una mascarilla con el filtro adecuado.

- Desconectar lubricadores y desapretar sensor de memoria entregando a supervisor.
- Desconectar la batería de litio y se conecta el sensor de memoria a la computadora para iniciar descarga de información según programa.
- Desmantelar Unidad de línea de acero.
- Realizar reporte digital de gradientes, presiones y temperatura.
- Fin del procedimiento.

CAPÍTULO 5. RESULTADOS

Se realizaron operaciones con línea de acero, mismas que consistieron en operaciones mecánicas y toma de información con el objetivo de realizar mantenimiento a los accesorios del aparejo de producción que permitirán establecer una buena comunicación con el yacimiento.



Figura 29. Acceso al pozo Escobal 197 antes de instalar la unidad pesada.

Acorde con el cumplimiento de las normas de seguridad especificadas en el anexo SSPA y de acuerdo con las políticas de la compañía, se realizaron los procedimientos previos a las operaciones mecánicas como junta de seguridad en campo, seguido de la instalación y armado de la unidad pesada de línea de acero en la locación del pozo.

La recopilación de evidencia fotográfica se realizó conforme a la lista de verificación B34 "Uso de cámaras fotográficas o de video en instalaciones de proceso".

I. T. S. T A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA



Figura 30. Unidad de línea de acero instalada en locación.

CALIBRACIÓN DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Se calibró con block de impresión de 2 5/16" a una profundidad de 1688 m, dentro del cual se detectó el nivel de fluido en una profundidad de 1150 m. Durante la calibración de la tubería de producción, el block de impresión detectó resistencia a una profundidad de 1688 m. Logró recuperarse herramienta de fondo a la superficie, observando el block de impresión con huella de cuello de pesca de la bomba jet instalada en el pozo, que indica la profundidad indicada en el estado mecánico. Esto significa que la bomba se encuentra anclada a la profundidad deseada y que no existen obstrucciones dentro del pozo, resultando una calibración exitosa.



Figura 31. Block de impresión con huella de cuello de pesca.

I. T. S. T A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

COLOCAR Y RECUPERAR BOMBAS HIDRAULICAS (CBJ + RBJ)

La bomba jet se recuperó a una profundidad de 1688 m con el propósito de darle mantenimiento y cerciorarse de que la bomba se encuentre trabajando al 100 por ciento. De igual manera se bajó sarta de herramientas para recuperar el housing y posteriormente se realiza una prueba de circulación en inversa o prueba de circulación directa, según lo requiera el cliente con el fin de comprobar que la camisa deslizante este abierta y se encuentre en comunicación con la TP (tubería de producción) y TR (tubería de revestimiento).



Figura 32. Bomba jet

RECUPERACIÓN DE ACCESORIOS Y APERTURA DE CAMISA DESLIZABLE

Se bajó operadora de camisa OTIS tipo B de 2-1/2" nominal a 1688 m de profundidad para cerrar la camisa. A su vez, el equipo de la compañía Nuvoil realizó con éxito la prueba de hermeticidad al espacio anular, Re presionando la tubería a una presión de 1000 psi durante 30 minutos.

I. T. S. T. A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

Se realizó el procedimiento de calibración para asegurar que la válvula de pie esté situada a la profundidad indicada. Adicionalmente, se recuperó el sello de plomo a la superficie mostrando huella de cuello de pesca en la válvula de pie. Después, se bajó pescante JDC de 2-1/2" nominal a 1668 m, recuperando con éxito la válvula de pie a la superficie. Finalmente, el personal operativo de línea de acero realizó el mantenimiento requerido para la válvula de pie.



Figura 33. Válvula de pie recuperada a la superficie.

I. T. S. T A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA



Figura 34. Accesorios de la válvula de pie antes de realizar mantenimiento.



Figura 35. Válvula de pie después de haberse sometido a mantenimiento.

I. T. S. T. A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

TOMA DE INFORMACIÓN CON SENSOR DE MEMORIA (RPFF)

Se calibró con block de impresión de 2 1/4" a una profundidad de 1701 m, donde el block de impresión detectó huella de niple de asiento. Posteriormente se bajó la sonda de memoria para realizar registro de presión y temperatura a pozo fluyendo de forma descendente en estaciones cada 150 metros por 5 minutos hasta llegar a la profundidad de 1690 m estacionando por 30 minutos.

Al termino de los 30 minutos se procede a recuperar sonda de memoria, tomando registro de presión y temperatura a pozo fluyendo por estaciones de cada 150 metros por 5 minutos hasta llegar a superficie.

Se lleva a cabo el registro con la finalidad de ver el comportamiento del yacimiento del pozo, registrando la siguiente figura:

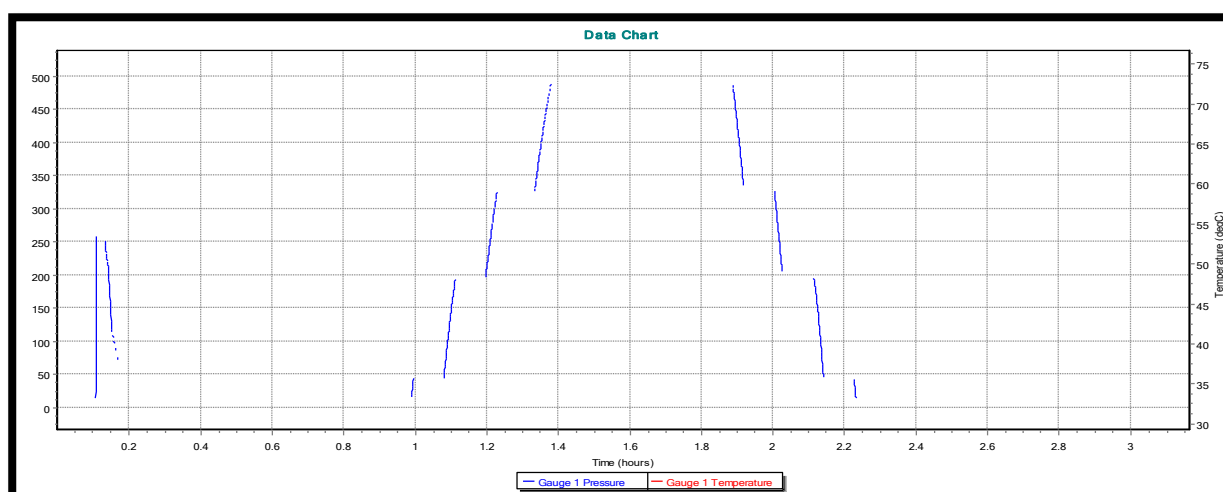


Figura 36. Gráfica de presión de fondo y temperatura correspondiente al registro con sonda de memoria en el pozo Escobal 197.

Se muestra el comportamiento del yacimiento en el pozo, mostrando la línea azul como línea de presión y la línea roja como temperatura. En la gráfica se deja ver donde hay presencia de gas y hasta donde se encuentra el fluido (hidrocarburo).

Se resalta en color amarillo la sección que corresponde a las estaciones a las que fue bajando la sonda de memoria de forma descendente en un intervalo de 150 metros por cada 5 minutos hasta

I. T. S. T A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

llegar a la profundidad establecida. Siendo la línea azul la presión de fondo fluyendo registrada. Posteriormente la línea del recuadro verde indica la profundidad y el tiempo en que la sonda de memoria permaneció estacionada antes de ser recuperada de forma ascendente en los mismos intervalos de tiempo y distancia hasta llegar a superficie. Los datos registrados con la sonda de memoria se capturan con el software de programación PPS, mismo que se encarga de leer los datos con los cuales se elaborará la gráfica de presión de fondo.



Figura 37. Sonda de memoria con housing y punta de bala antes del procedimiento de toma de información



Figura 38. Sonda de memoria después de haber finalizado la toma de información. A su lado interfaz que se conecta a computadora para registrar los datos obtenidos.

I. T. S. T A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

ALOJAMIENTO DE ACCESORIOS Y CIERRE DE CAMISA DESLIZABLE

Se bajó válvula de pie con pescante JDC de 2-1/2" nominal y se ancló a 1698 m con éxito. La compañía Nuvoil realizó exitosamente la prueba de hermeticidad a la válvula de pie que se encontraba anclada re-presionando la tubería de producción (TP) a 1000 psi.

Se introdujo la operadora de camisa deslizante marca OTIS tipo B de 2-1/2" nominal a una profundidad de 1688 m, asimismo se realizó con éxito la prueba de circulación por TP para verificar la apertura de camisa deslizante a 1688 m, a cargo de la misma compañía. Se bajó pescante GS de 2-1/2" nominal, anclando el housing a 1688 m con éxito.

Al termino de las operaciones mecánicas se realiza entrega-recepción del pozo Escobal 197 a la compañía Nuvoil para que ellos empaquen la bomba jet. La unidad pesada de línea de acero comenzó el proceso de desmantelado para finalmente retirarse de locación.



Figura 38. Apertura del housing.

5.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Como se pudo apreciar, las operaciones con unidad de línea de acero son relativamente económicas y producen resultados satisfactorios. Se realizan en poco tiempo y empleando equipo móvil ligero. Por lo tanto, son de menor costo comparadas con otros equipos más pesados y que utilizan mayor personal operativo.

Durante la calibración de la tubería de producción se puede deducir que esta operación es la más importante, ya que de ella dependió el resto de las operaciones planteadas en la investigación.

A través del estudio de las condiciones del pozo y el conocimiento de que tipo subsuperficial se encuentra instalado en locación, sirvió como parte fundamental para seleccionar los tipos de herramientas que se utilizarían durante la operación.

En las calibraciones previamente realizadas a este pozo, el área de plomo homogénea obtenida durante la calibración presentaba manchas de aceite y a menudo se presentaban problemas durante las operaciones, denotando que se hallaban obstrucciones dentro del pozo, dificultando la comunicación del yacimiento con la superficie.

Para el desarrollo del proyecto, durante la operación, el sello de plomo empleado presentó huella de la bomba jet anclada en el interior. Indicando que no se presentaron obstrucciones que impidan el libre paso de herramientas o instrumentos hacia el interior; permitiendo que se realizaran con éxito el resto de las operaciones mecánicas.

En intervenciones pasadas realizadas por otras compañías se apreciaba que la válvula de pie no había sido recuperada para realizar el proceso de mantenimiento, en consecuencia, generó obstrucciones originando que las pruebas de hermeticidad no fueran exitosas.

Gracias al mantenimiento y posterior anclado de la misma, se pudo realizar prueba de hermeticidad con éxito. Después se comprobó con la prueba de circulación, que el proceso de recuperación y anclaje fueron

I. T. S. T A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

exitosos, estableciendo una buena comunicación entre la TP y la TR para incrementar la producción de barriles de hidrocarburos en futuras intervenciones al pozo.

Con la operación de toma de información con sonda de memoria para el registro de medición de la presión de fondo en pozo fluyendo, se establecieron las caídas de presión de los pozos. La operación ayudó a ver el diseño del sistema artificial de producción instalado en pozo, mejorando las condiciones de producción del mismo. En la gráfica de presión de fondo, se mostró el comportamiento del yacimiento después de las intervenciones previas propuestas en el proyecto, mostrando las columnas de gas e hidrocarburos a través de las estaciones a las que bajo la sonda de memoria. Gracias a esto, se mantiene la observación del pozo, estableciendo parámetros que permiten determinar que tipo de medidas deben implementarse en el departamento de producción para que el pozo continúe siendo rentable a nivel económico y determinar el tiempo en que seguirá fluyendo.

Como se planteó al inicio del proyecto, se realizaron una serie de operaciones mecánicas con el propósito de reacondicionar y dar mantenimiento a los accesorios del aparejo de producción instalados dentro del pozo. Esto restableció la máxima comunicación con el yacimiento del pozo, disminuyendo los tiempos de operación durante el servicio a pozos, incrementando su producción en un porcentaje considerable. Desde otra perspectiva, esto permitió que el pozo Escobal 197 pudiera continuar produciendo barriles de hidrocarburos, representando rentabilidad económica y generando ganancias considerables para el cliente (PEMEX) y la empresa contratista (GRUPO SEPEC).

CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES

El mercado actual, la continua acumulación del número de pozos con baja presión de fondo, las producciones marginales y la vida rentable estimada para estos pozos, ofrecen retos y potencial para la industria y el desarrollo y mejora de tecnologías.

Se cumplieron satisfactoriamente los objetivos planteados al inicio del proyecto y de la investigación; analizando las causas y circunstancias que llevaron a las problemáticas que originaron esta investigación.

Gracias a esto, se ha establecido un monitoreo del pozo elegido, lo cual permite analizar y proponer nuevas técnicas en las intervenciones del mismo no solo para el pozo Escobal 197 sino para otros pozos a los que el departamento de línea de acero interviene. Reactivando y acondicionando los pozos ya existentes, se logrará incrementar las reservas de hidrocarburos, generando más y mejores ganancias para el cliente y la empresa contratista en el menor tiempo posible.

La finalidad de los trabajos efectuados con este tipo de servicio es auxiliar y dar servicio a las operaciones de perforación y reparación de pozos petroleros. Siendo esté uno de los objetivos planteados en la investigación y el cual se cumplió satisfactoriamente al establecer la comunicación del aparejo de producción con el pozo.

Como se pudo apreciar, las operaciones con línea de acero son relativamente económicas, ya que se realizan en poco tiempo y con equipo móvil ligero. Por lo tanto, son de menor costo comparadas con otros equipos más pesados y que utilizan mayor personal.

Dado el incremento en los costos de exploración y perforación para desarrollar nuevas reservas debemos enfocar parte de nuestros esfuerzos en mejorar las técnicas de producción en reservas ya existentes.

I. T. S. T A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

Al prolongar la vida productiva y económica de los pozos a través del servicio a pozos, podremos disminuir los costos de operación, aprovechar la infraestructura y aprovechar la oportunidad de desarrollar métodos que permitan mejorar la producción de los pozos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS Y VIRTUALES

Referencias bibliográficas

Torre Ramos, Emilio de la (enero 2017). *Terminación y reparación de pozos petrolíferos* (1ª edición), editorial Trillas. México.

Schlumberger (2005). Simulación de yacimientos, línea de acero digital, fortalecimiento del pozo y sistema rotativo direccional híbrido (*Oilfield Review*), 23 (4), (pp. 16 - 20).

PEMEX, Perforación y Mantenimiento de Pozos (2000). *Manual de operaciones con línea de acero* (1ª edición). México.

Sánchez Monroy, César (2009). *Operaciones de pesca en terminación y reparación de pozos* (Tesis de pregrado). UNAM. México, D. F.

Resúmenes de Salud Pública - Ácido Sulfhídrico (Hydrogen Sulfide) (archivo de datos). Atlanta, Georgia, USA: Agencia para Sustancias Tóxicas y el Registro de Enfermedades.

Schlumberger (2005). Definición de operaciones en intervención: Operaciones de mantenimiento y reparación (*Oilfield Review*), 26 (4), (pp. 67-69).

Gómez Islas, Carlos (2015). *Desarrollo de yacimientos petroleros en cuencas con ejemplos de México y el mundo* (Tesis de pregrado). UNAM. México. D. F.

Glosario de términos petroleros (archivo de datos). México, D. F.: Secretaria de Energía.

Referencias virtuales

Tecnológico Nacional de México (2015). Manual para la elaboración del anteproyecto e informe técnico de residencia profesional. Disponible en: <http://www.itiztapalapa.edu.mx/wp-content/uploads/2017/12/2.2-MANUAL-PARA-LA-ELABORACION-DE-ANTEPROYECTO-E-INFORME-TECNICO-DE-RESIDENCIA-PROFESIONAL.pdf>. Consultado de la Red Mundial en junio del 2018.

Grupo SEPEC (2004). Nombre del apartado: Conoce GRUPO SEPEC. Disponible en: <http://www.sepec.com.mx/>. Consultado de la Red Mundial en junio de 2018.

Schlumberger Oilfield Glossary (2018). Nombre del apartado: Well Services. Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/w/well_servicing.aspx. Consultado de la Red Mundial en junio de 2018.

La comunidad petrolera (2013). Nombre del apartado: Intervención a pozo. Disponible en: <https://www.lacomunidadpetrolera.com/showthread.php/1392-Intervenci%C3%B3n-de-Pozo>. Consultado de la Red Mundial en julio de 2018.

ANEXO 1. FORMATO DE ANTEPROYECTO DE RESIDENCIAS

CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

INSTITUTO TECNOLÓGICO SUPERIOR DE TANTOYUCA
ANTEPROYECTO DE RESIDENCIA PROFESIONAL
Calendarización de Actividades

Nombre del Alumno: **NUBIA MARITZA ALEJANDRO HERNÁNDEZ**

Carrera: **INGENIERÍA PETROLERA (EXPLORACIÓN Y DESARROLLO DE CAMPOS)**

Número de Control: **143S0175**

Fecha: **DD MM AA**
20 8 18

2/2

No.	Actividades	Actividad	Semanas																								Observaciones	
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24		
1	Lluvia de ideas para la identificación de problemáticas	P																										
2	Familiarización de las unidades de línea de acero	R																										
3	Concreción de ideas y planeación de la estructura del problema	P																										
4	Calibrar bomba jet	R																										
5	Recuperar de bomba jet	P																										
6	Calibrar housing	R																										
7	Recuperar housing	P																										
8	Cerrar camisa deslizable	R																										
9	Calibración de TP	P																										
10	Recuperar válvula de pie	R																										
11	Calibrar profundidad interior	P																										
12	Registro de presión de fondo fluyente/ registro de presión de fondo cerrado	R																										
13	Mantenimiento de válvula de pie	P																										
14	Apertura de válvula de pie	R																										
15	Apertura de camisa deslizable	P																										
16	Apertura del housing	R																										
17	Apertura de bomba jet	P																										
18	Recopilación de los datos obtenidos y generación de resultados	R																										
19	Elaborar el formato general del informe	P																										
20	Presentación/evaluación del informe técnico de residencia profesional	R																										

Elaboró:

Nubia Maritza Alejandro Hernández

Revisó:

Ing. David Antonio Bautista Gutierrez

Vo.Bo. _____

Asesor Interno _____

F-DC-12/R1

ANEXO 2: GLOSARIO

Para un mejor entendimiento del escrito presentado, se enlista la terminología aplicada durante la escritura y desarrollo del proyecto.

Intervención a pozos

Es el proceso de re-perforación, rehabilitación, limpieza o reacondicionamiento de un pozo existente para mejorar la producción de petróleo o gas después de que el pozo ha terminado su vida productiva.

Equipo de control de presión

Es aquel que permite contener y controlar cualquier presión en el pozo durante la operación de línea de acero.

Well Services

Abarca la mayor parte de la industria responsable de pozos, incluidas las empresas proveedoras y el departamento de pozos de petróleo o gas de una compañía operadora después de que el pozo se haya completado y la producción del depósito haya comenzado. Las actividades de well services generalmente se llevan a cabo para mantener o mejorar la productividad del pozo, aunque se realizan algunas aplicaciones de línea de acero y de tubería flexible para evaluar o monitorear el rendimiento del pozo o yacimiento.

Casing

La cubierta es el componente estructural principal de un pozo. La carcasa es necesaria para: Mantener la estabilidad del pozo, evitar la contaminación de las arenas de agua, aislar el agua de las formaciones productoras y controlar las presiones de los pozos durante las operaciones de perforación, producción y reacondicionamiento. Se encarga de proporcionar ubicaciones durante la instalación de: Preventores, equipo de pozo, embaladores de producción y tubería de producción.

I. T. S. T. A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

Tubing

Es el conducto a través del cual el petróleo y el gas se llevan de las formaciones productoras a las instalaciones de la superficie del campo para su procesamiento. Los tubos deben ser lo suficientemente fuertes para resistir cargas y deformaciones asociadas con la producción y las reparaciones. Además, los tubos deben dimensionarse para soportar las tasas de producción esperadas de petróleo y gas.

Ácido Sulfhídrico (H_2S)

Es un gas incoloro inflamable, de sabor algo dulce y olor a huevos podridos; en altas concentraciones puede ser venenoso. Generalmente se puede detectar el olor a bajas concentraciones en el aire, entre 0.0005 y 0.3 partes por millón (ppm) (0.0005 a 0.3 partes de ácido sulfhídrico en 1 millón de partes de aire). Sin embargo, en altas concentraciones, una persona puede perder la capacidad para olerlo. Esto puede hacer al ácido sulfhídrico muy peligroso. El ácido sulfhídrico ocurre en forma natural y como producto de actividades humanas. Se encuentra entre los gases de volcanes, manantiales de azufre, emanaciones de grietas submarinas, pantanos y cuerpos de aguas estancadas y en el petróleo crudo y gas natural.

Estado mecánico

Para cualquier operación de intervención, debe existir un diagrama de pozo actualizado disponible para permitir que los ingenieros y los operadores de equipos seleccionen el equipamiento más apropiado y preparen los procedimientos operativos que sean compatibles con cualquier restricción de fondo de pozo. La información incluida en el diagrama de pozo se refiere a las dimensiones principales de los componentes y a la profundidad en la que éstos se localizan.

Presión de Formación

También es comúnmente llamada presión de poros o presión del yacimiento. Se trata de la presión ejercida por los fluido o gases contenidos en los espacios porosos de las rocas.

I. T. S. T A. | DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA PETROLERA

- Presión De Formación Normal: Es causada solamente por la columna hidrostática del agua connata contenida en los poros de la formación y existe comunicación con la superficie.
- Presión De Formación Anormal: Es cualquier presión de formación mayor que la presión normal.
- Presión De Formación Subnormal: Son las presiones de formación menores a la presión normal o hidrostática.

PETRÓLEO

Mezcla de carburos de hidrógeno líquidos, resultantes de la descomposición de materia orgánica (fermentación bioquímica) ocurrida en paleocuevas bajo condiciones específicas de presión y temperatura. El petróleo comúnmente se encuentra asociado con gases.

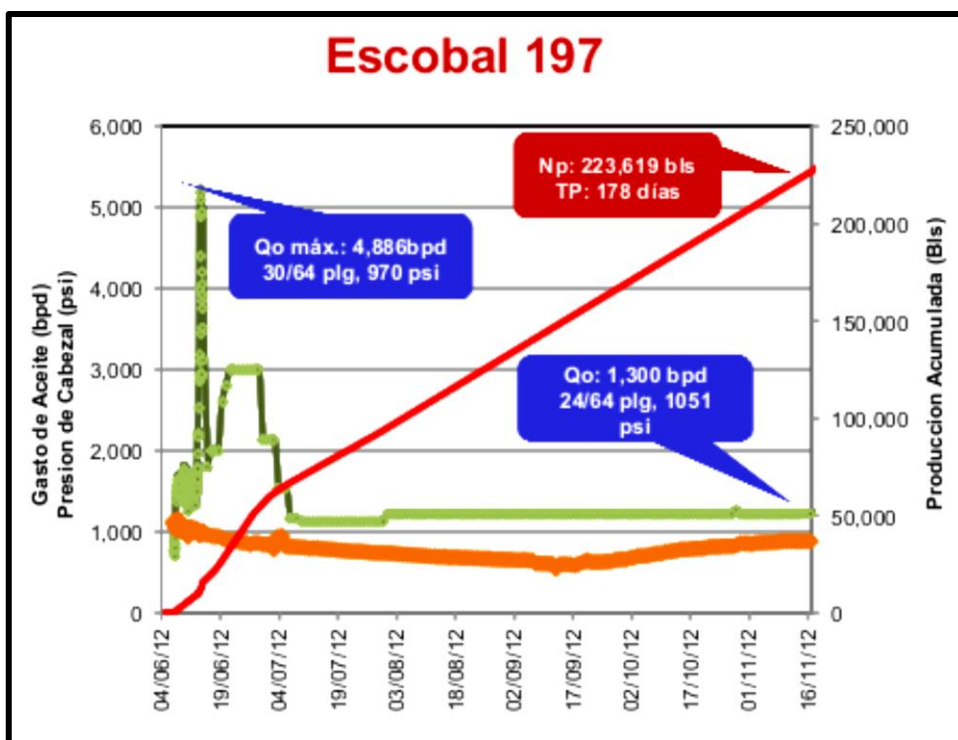
PRUEBA DE HERMETICIDAD

Prueba que se realiza a ductos y tanques que transportan o almacenan hidrocarburos en forma líquida o gaseosa# con la finalidad de verificar que no presenten fugas

POZO PETROLERO

Perforación efectuada por medio de barrenas de diferentes diámetros y a diversas profundidades, con el propósito de definir las condiciones geológico-estructural desde la corteza terrestre, para la prospección o explotación de yacimientos petrolíferos.

ANEXO 3. GRÁFICA DE PRODUCCIÓN



Gráfica de producción del pozo Escobal 197 en donde se muestra el comportamiento de la producción de barriles durante el estudio del campo Escobal.