

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS

FACULTAD DE INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA PETROLERA



PROYECTO DE GRADO

“APLICACIÓN DE GATO HIDRÁULICO PARA REALIZAR MANTENIMIENTO
CORRECTIVO A CONEXIONES SUPERFICIALES DE POZOS PETROLEROS”

POSTULANTE: Diego Alejandro Riveros Alvarez

TUTOR: Ing. Wilson Medinaceli Mendoza

LA PAZ – BOLIVIA



**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERIA**



LA FACULTAD DE INGENIERIA DE LA UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS AUTORIZA EL USO DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO SI LOS PROPÓSITOS SON ESTRICTAMENTE ACADÉMICOS.

LICENCIA DE USO

El usuario está autorizado a:

- a) Visualizar el documento mediante el uso de un ordenador o dispositivo móvil.
- b) Copiar, almacenar o imprimir si ha de ser de uso exclusivamente personal y privado.
- c) Copiar textualmente parte(s) de su contenido mencionando la fuente y/o haciendo la cita o referencia correspondiente en apego a las normas de redacción e investigación.

El usuario no puede publicar, distribuir o realizar emisión o exhibición alguna de este material, sin la autorización correspondiente.

TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS. EL USO NO AUTORIZADO DE LOS CONTENIDOS PUBLICADOS EN ESTE SITIO DERIVARA EN EL INICIO DE ACCIONES LEGALES CONTEMPLADAS EN LA LEY DE DERECHOS DE AUTOR.

DEDICATORIA

El presente proyecto está dedicado principalmente a Dios, por brindarme fuerza y salud para lograr uno de mis más grandes anhelos, para cumplir un objetivo y llevarme a una nueva etapa de mi vida.

A mi madre Beatriz, por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por su amor, gracias a ti he logrado llegar hasta aquí y convertirme en lo que soy.

A mi tío Alfredo, por ser una figura importante en mi vida como persona y como profesional, brindándome todo su apoyo, comprensión y cariño durante todos estos años desde mi nacimiento hasta la fecha.

A mi hermano menor Sergio por ser mi compañero, por estar siempre presente acompañándome y por el apoyo tanto moral como técnico, por tu cariño.

A mis amigos y amigas, por sus palabras de aliento y apoyo, incluso desde lejos.

Este proyecto va dedicado a todos ustedes.

AGRADECIMIENTOS

- A Dios, por todas sus bendiciones, por haberme acompañado y guiado a lo largo de mi carrera, por ser mi fortaleza en los momentos de debilidad y por brindarme una vida llena de aprendizajes, experiencias y sobre todo felicidad.
- A mi familia, por los valores que me han inculcado, por haberme dado la oportunidad de tener una excelente educación en el transcurso de mi vida, por confiar en mí y brindarme su amor incondicional todos los días, pero sobre todo por ser un excelente ejemplo de vida a seguir.
- A la Universidad Mayor de San Andrés, por haberme brindado la oportunidad de realizar mis estudios, particularmente a la Carrera de Ingeniería Petrolera por haber permitido formarme como profesional y por todas las facilidades otorgadas a lo largo de la carrera, esto me permitió adquirir nuevos conocimientos además de gozar como alumno de tan prestigiosa carrera y universidad.
- A todos mis docentes de la Carrera de Ingeniería Petrolera, por haber compartido sus conocimientos a lo largo de mi preparación profesional, de manera especial, al ingeniero Wilson Medinaceli tutor del presente proyecto de grado, por todo el tiempo invertido en el desarrollo del mismo.
- A todos mis amigos y amigas de la Carrera de Ingeniería Petrolera, por todos los momentos que pasamos juntos, por las tareas que juntos realizamos y por la confianza que en mí depositaron, muchas gracias.

RESUMEN EJECUTIVO

En presente proyecto, iniciando con las generalidades del mismo, identificamos el problema y se establecemos una directriz de trabajo, que esta basa en propuesta de aplicación de una herramienta no convencional conocida como gato hidráulico, misma que reemplaza la aplicación del sistema convencional de elevación durante la intervención que se llevara a cabo en el pozo Colpa-41 situado a 32 Km de la ciudad de Santa Cruz de la Sierra.

Inicialmente se hace referencia a los conceptos que se emplean para el desarrollo del proyecto. El marco teórico no sólo comprende conceptos principales en cuanto a intervención de pozos, también incluye un estudio de mayor profundidad para la identificación de las diferencias circunstanciales que existen entre los diferentes tipos de intervenciones.

El estudio de los equipos de producción superficial, los cuales son conocidos en conjunto como las partes que componen el árbol de navidad son detallados y caracterizados en el proyecto, además del estudio detallado y caracterización del sistema de elevación convencional. También se desarrolla la definición, clasificación y estudio de las características más importantes de la herramienta gato hidráulico, además del estudio de las capacidades de elevación para una selección adecuada del gato hidráulico que será empleado durante el mantenimiento correctivo a conexiones superficiales de producción de pozos.

En base a este estudio previo, se desarrolla una propuesta técnica que permita emplear el gato hidráulico durante la intervención del pozo Colpa-41, además de realizar un análisis de carácter cronológico y económico evaluando los beneficios que este representa en comparación al sistema convencional de elevación.

Finalmente, se presentan las conclusiones y recomendaciones que el proyecto pudo generar durante su desarrollo.

INDICE GENERAL

DEDICATORIA	I
AGRADECIMIENTOS	II
RESUMEN EJECUTIVO.....	III
INDICE GENERAL	IV
INDICE DE TABLAS	IX
INDICE DE FIGURAS	X
INDICE DE ANEXOS	XII
ACRONIMOS	XIII
CAPITULO I. GENERALIDADES DEL PROYECTO.....	1
1.1 INTRODUCCIÓN	1
1.2 ANTECEDENTES	1
1.3 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA.....	2
1.4 OBJETIVOS	3
1.4.1 OBJETIVO GENERAL	3
1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	3
1.5 JUSTIFICACIÓN	5
1.5.1 JUSTIFICACION TECNICA	5
1.5.2 JUSTIFICACION AMBIENTAL.....	6
1.6 ALCANCE.....	6
1.6.1 ALCANCE TEMÁTICO	6
1.6.2 ALCANCE GEOGRÁFICO	6
1.6.3 ALCANCE TEMPORAL	6
CAPITULO II. MARCO TEORICO	7

2.1	INTERVENCIÓN DE POZOS.....	7
2.2	CLASIFICACIÓN DE LAS INTERVENCIONES.....	7
2.2.1.1	INTERVENCIONES EVENTUALES	7
2.2.1.2	INTERVENCIONES PLANIFICADAS	8
2.3	REPARACIÓN DE POZOS	8
2.3.1	CLASIFICACIÓN	9
2.3.1.1	REPARACIONES MAYORES	9
2.3.1.2	REPARACIONES MENORES	9
2.3.2	RAZONES PARA EFECTUAR OPERACIONES DE REPARACIÓN.....	10
2.3.2.1	REPARACIÓN O SUSTITUCIÓN DE EQUIPOS DAÑADOS	10
2.3.2.2	REPARACIÓN DE DAÑOS NATURALES DENTRO DEL POZO	11
2.3.2.2.1	DAÑO DE FORMACIÓN CERCANA AL POZO	11
2.3.2.2.2	PRODUCCIÓN DE ARENA.	12
2.3.2.2.3	PRODUCCIÓN EXCESIVA DE GAS.	13
2.3.2.2.4	AUMENTO EN EL CORTE DE AGUA.	14
2.3.2.3	AISLAMIENTO DE ZONAS PRODUCTORAS PARA PRODUCIR OTRAS.	15
2.3.2.3.1	AISLAMIENTO MECÁNICO.....	16
2.3.2.3.2	AISLAMIENTO POR TAPÓN BALANCEADO	16
2.3.2.4	AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE UNA ZONA	16
2.3.2.4.1	ESTIMULACIÓN ACIDA.....	16
2.3.2.4.2	CEMENTACIÓN FORZADA O SQUEEZE.....	17
2.3.2.4.3	REPUNZONAMIENTO	18
2.3.2.4.4	FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	19
2.3.2.4.5	CONVERSIÓN DE UN POZO PRODUCTOR A INYECTOR Y VICEVERSA	20

2.3.2.4.6	SUSTITUCIÓN DE UN EQUIPO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	20
2.3.2.4.7	ABANDONO DE POZOS	21
CAPITULO III. ARBOL DE NAVIDAD Y SISTEMA DE ELEVACION		22
3.1	ÁRBOL DE NAVIDAD	22
3.1.1	DEFINICIÓN	22
3.1.2	FUNCIONES	23
3.1.3	PARTES DEL ÁRBOL DE NAVIDAD	23
3.1.3.1	VÁLVULA MAESTRA	23
3.1.3.2	T DE FLUJO	25
3.1.3.3	VÁLVULA LATERAL	25
3.1.3.4	ESTRANGULADOR	26
3.1.3.5	VÁLVULA DE SUAVEO	27
3.1.3.6	T-CAP Y MANOMETRO	28
3.1.3.7	GRAPAS O BRIDAS	29
3.1.3.7.1	TIPOS	29
3.2	SISTEMA DE ELEVACIÓN	34
3.2.1	FUNCIONES	34
3.2.2	COMPONENTES	34
3.2.2.1	MÁSTIL	35
3.2.2.2	CABLE O LÍNEA DE PERFORACIÓN	35
3.2.2.3	MALACATE	36
3.2.2.3.1	PARTES	36
3.2.2.4	BLOQUE CORONA	38
3.2.2.5	BLOQUE VIAJERO	39
CAPITULO IV. GATO HIDRAULICO		40

4.1	GATO	40
4.4.1	DEFINICIÓN.....	40
4.4.2	CLASIFICACIÓN DE GATOS.....	40
4.4.2.1	GATO HIDRÁULICO.....	42
4.4.2.1.1	FUNCIONAMIENTO TEÓRICO	43
4.4.2.1.2	PARTES.....	44
4.4.2.1.3	FUNCIONAMIENTO PRÁCTICO	46
4.4.2.1.4	TIPOS DE GATOS HIDRÁULICOS.....	49
4.4.2.1.5	PROPUESTA DE INSTALACIÓN	52
4.4.2.1.6	SECUENCIA DE INTERVENCIÓN EMPLEANDO GATO HIDRÁULICO	54
4.4.2.1.7	CAPACIDAD DE ELEVACIÓN	55
CAPITULO V. APLICACIÓN PRÁCTICA INTERVECION DEL POZO CLP-41..		57
5.1	DATOS GENERALES.....	57
5.2	OBJETIVO DE LA APLICACIÓN	58
5.3	ANTECEDENTES	58
5.3.1	INTERVENCIONES.....	58
5.4	GRADIENTE ESTÁTICO	59
5.5	ARREGLOS DE PRODUCCION	60
5.6	PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	60
5.7	EQUIPOS DE INTERVENCIÓN	60
5.8	SEGURIDAD, SALUD Y MEDIO AMBIENTE	61
5.9	SECUENCIA DE OPERACIONES	61
5.10	SELECCIÓN DE GATO HIDRÁULICO	65
CAPITULO VI. ANALISIS CRONOLOGICO Y ECONOMICO		68
6.1	INTRODUCCION	68

6.2	ANÁLISIS CRONOLÓGICO	68
6.3	ANÁLISIS ECONÓMICO	69
6.3.1	COSTO DE LA OPERACIÓN DE INTERVENCIÓN.....	70
6.3.2	RESUMEN DE LOS COSTOS DE LA OPERACIÓN DE INTERVENCIÓN	71
6.4	BENEFICIO ECONÓMICO	71
6.4.1	REDUCCIÓN DE COSTOS	72
6.5	ANÁLISIS COSTO BENEFICIO	72
CAPITULO VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		75
7.1	CONCLUSIONES	75
7.2	RECOMENDACIONES.....	76

BIBLIOGRAFIA

INDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Áreas de Exploración y Explotación Bolivia 1950-1970	2
Tabla 1.2 Objetivos específicos y acciones	4
Tabla 4.1 Secuencia de intervención aplicando gatos hidráulicos.....	54
Tabla 4.2 Capacidades de Elevación de Gatos Hidráulicos.....	56
Tabla 5.1 Datos Generales Pozo Colpa-41	57
Tabla 5.2 Prueba Gradiente Estático	59
Tabla 5.3 Procedimiento de intervención	61
Tabla 6.1 Análisis Cronológico	68
Tabla 6.2 Alquiler por hora de los equipos	70
Tabla 6.3 Resumen de los costos de la operación de intervención.....	71
Tabla 6.4 Beneficios económicos aplicando gatos hidráulicos	72

INDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Empaque de grava agujero abierto.....	12
Figura 2.2 Empaque de grava en interior de sarta de producción	13
Figura 2.3 Efecto de conificación de gas.....	14
Figura 2.4 Efecto de conificación de agua	15
Figura 2.5 Estimulación Acida.....	17
Figura 2.6 Cementación forzada.....	18
Figura 2.7 Repunzonamiento.....	19
Figura 2.8 Fracturamiento hidráulico	20
Figura 3.1 Árbol de Navidad y Cabezal de Pozo	22
Figura 3.2 Partes de una válvula tipo compuerta.....	24
Figura 3.3 Válvulas Maestras	24
Figura 3.4 T de Flujo	25
Figura 3.5 Válvulas laterales de producción y ahogo/control de pozo.....	26
Figura 3.6 Estrangulador o Choke.....	27
Figura 3.7 Válvula de suaveo	28
Figura 3.8 T-Cap y Manómetro de presión	29
Figura 3.9 Brida con cuello para soldar.....	30
Figura 3.10 Brida deslizante.....	31
Figura 3.11 Brida ciega	31
Figura 3.12 Brida con Asiento para Soldar	32
Figura 3.13 Brida para junta con solapa.....	33
Figura 3.14 Bridas de orificio.....	33
Figura 3.15 Partes del Cable.....	35
Figura 3.16 Malacate	37
Figura 3.17 Bloque corona	38
Figura 3.18 Esquema del bloque viajero	39
Figura 4.1 Gato mecánico.....	40
Figura 4.2 Gato Hidráulico.....	41
Figura 4.3 Gato Inflable.....	41
Figura 4.4 Gato Neumático	42

Figura 4.5 Principio de Pascal	43
Figura 4.6 Partes del gato hidráulico	44
Figura 4.7 Partes del gato hidráulico	45
Figura 4.8 Etapa de aspiración	46
Figura 4.9 Etapa de impulsión	47
Figura 4.10 Gato hidráulico elevado	48
Figura 4.11 Gato hidráulico bajado	48
Figura 4.12 Gato hidráulico tipo Jack de planta.....	49
Figura 4.13 Gato hidráulico tipo botella.....	50
Figura 4.14 Gatos hidráulicos tipo YAP y YAS	51
Figura 4.15 Gato hidráulico con uña	51
Figura 4.16 Gato hidráulico de aluminio.....	52
Figura 5.1 Ubicación Pozo CLP-41.....	57

INDICE DE ANEXOS

Anexo A: Lay Out del Arreglo Superficial del Pozo Colpa-41

Anexo B: Lay Out del Arreglo Sub-superficial del Pozo Colpa-41

ACRONIMOS

AC	Corriente Alterna
Bbl	Barril
CBL	Registro de Adherencia del Cemento
CH ₃ COOH	Ácido Acético
CLP	Colpa
CSG	Caising o Tubería de Revestimiento
DC	Corriente Continua
DP	Drill Pipe o Tubería de Perforación
ECP	Equipo de Control de Presión
GL	Gas Lift
GOC	Contacto Gas Petróleo
GR	Registro Rayos Gamma
HCl	Ácido Clorhídrico
HCOOH	Acido Fórmico
HF	Ácido Fluorhídrico
FI	Fluido de Intervención
Mpcd	Miles de Pies Cúbicos por Día
PK	Packer o Empacadura
PSL	Planta Separadora de Líquidos
SCR	Silicon Controller Rectifier
SL	Slick Line
TM	Tapón Mecánico
UCS	Unidad de Control de Solidos
YPFB	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

CAPITULO I. GENERALIDADES DEL PROYECTO

1.1 INTRODUCCIÓN

La cadena del sector de hidrocarburos se subdivide en Upstream, el cual incluye la exploración, perforación y producción, y Downstream, que incluye el transporte, refinación, comercialización e industrialización.

Una vez realizado el descubrimiento de un yacimiento económicamente rentable, se inicia la actividad de producción, la cual es un factor determinante para la vida útil del pozo. La producción comprende varios procedimientos que hacen posible la extracción controlada, ordenada y planificada de los hidrocarburos desde el yacimiento o reservorio hasta la superficie, donde se separa la fase líquida, la cual se transporta a las Refinerías, y la fase gaseosa, la cual se transporta a plantas separadoras de líquidos (PSL) y plantas de tratamiento de gases, para la producción de carburantes.

Durante las producciones de hidrocarburos, los equipos instalados en el pozo, tanto superficiales como sub-superficiales, deben encontrarse en condiciones óptimas para garantizar la producción continua de hidrocarburos, así como también la integridad y seguridad de los operadores. Por este motivo se requiere realizar actividades de mantenimiento preventivo y en última instancia correctivo, a esta serie de actividades en la producción se las denomina intervenciones.

Las intervenciones de pozos son actividades sujetas a procedimientos que se aplican a un pozo cuando se presentan fallas mecánicas o cuando se desea aprovechar de mejor manera la energía natural del yacimiento. Existe una amplia clasificación de intervenciones que se aplican a los pozos productores de hidrocarburos, cada una tiene el objetivo de solucionar un problema específico que se presente en el pozo.

1.2 ANTECEDENTES

Las actividades petroleras han iniciado en Bolivia desde el siglo XIX, pese a ser un país donde primaba la producción de minerales, las actividades petroleras pasaron a formar parte de las actividades con mayor importancia para el país.

A lo largo del siglo XX se comenzaron a explorar y perforar diferentes zonas que en ese tiempo se creía que podían llegar a tener grandes reservas de hidrocarburos, en este sentido es que se llega a perforar el primer pozo petrolero en 1912 (Mandiyuti), gracias a este evento suscitado se realizaron muchas más perforaciones de pozos petroleros de las que se habían realizado hasta ese entonces.

El 25 de julio de 1923 las actividades de exploración a nivel nacional pasaron a ser responsabilidad de la empresa interestatal Standar Oil Company, pero a partir de 1937 en el gobierno de David Toro; dispone que todas las concesiones y bienes de la empresa pasen a propiedad del estado y de la empresa recientemente creada (1936) Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).

Durante los años 1940 y 1950 los problemas económicos, financieros y administrativos de la empresa YPFB provocaron dos acontecimientos importantes; el primero fue que después de 10 años de haber prescindido de la empresa interestatal Standar Oil Company, se perfora y desarrolla el primer campo petrolero Guairuy y el segundo fue que se aprobó el ingreso a empresas extranjeras para que puedan invertir en actividades de exploración y perforación de pozos.

Entre las décadas 1950 y 1970 las actividades de exploración y perforación incrementaron de manera considerable, es así que la siguiente tabla resume el estado de dichas actividades.

Tabla 1.1 Áreas de Exploración y Explotación Bolivia 1950-1970

Áreas de exploración y explotación por empresa		
Empresa	Numero de Campos	Km2
YPFB	79	157.012,57
Repsol Exploración	11	7.798,63
Petrobras Bolivia	8	14.713,87
Otras	18	22.412,00

Fuente: Elaboración propia

1.3 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

Todo equipo mecánico empleado durante la producción de hidrocarburos, no se encuentra exento de posibles fallas o desperfectos, por lo que se requiere la aplicación de intervenciones costosas y morosas que afectan la producción continua de hidrocarburos, además cabe recalcar que

cualquier desperfecto en los equipos que son empleados para la producción de hidrocarburos que pueda provocar un impacto ambiental, debe ser tratado en un periodo de tiempo reducido.

Gran cantidad de pozos productores de hidrocarburos en Bolivia tienen una antigüedad aproximada entre 50 a 60 años, razón por la cual los equipos mecánicos empleados para la producción de hidrocarburos instalados en superficie como en el subsuelo, presentan una probabilidad elevada de sufrir desperfectos, de esta manera los procedimientos de intervención de pozos requieren la aplicación de equipos, como ser el sistema de elevación que es uno de los equipos principales.

Dadas las dimensiones y tonelaje del sistema de elevación, la logística del mismo representa un gran problema, ya que el mismo requiere un tiempo determinado para ser trasladado hasta las instalaciones de los pozos como también un tiempo de montaje, de tal manera que cuando se debe realizar una reparación menor que implica reemplazar algún componente de los equipos superficiales de producción de pozos, no justifica la aplicación del mismo ya que el trabajo no presenta complejidad en comparación de una reparación mayor.

De tal manera que reemplazar este sistema, con la aplicación de un equipo que cumpla la misma función para realizar reparaciones menores, reducirá el tiempo requerido para realizar la intervención y el costo que la misma representaría.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 OBJETIVO GENERAL

Desarrollar un procedimiento que permita reemplazar el sistema convencional de elevación empleado en la intervención de pozos, para las operaciones de reparación menor de los equipos de producción superficial, empleando el gato hidráulico como alternativa, demostrando además la reducción de costos y del tiempo de operación del mismo. Para tal efecto se presentara como propuesta el caso de aplicación del pozo Colpa-41.

1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Establecer un estudio y clasificación acerca de las operaciones de intervención de pozos productores de hidrocarburos, haciendo énfasis en las operaciones orientadas hacia los equipos superficiales de producción.

- Definir y estudiar las características principales que poseen los gatos empleados en la industria, además de clasificar los mismos.
- Evaluar la posibilidad de aplicación de gatos hidráulicos, para poder aplicarlos e introducirlos en la industria como un equipo auxiliar al convencional empleado en la intervención de pozos.
- Diferenciar el tiempo y costo que implica el empleo de gatos hidráulicos para intervenir un pozo en comparación al sistema convencional de elevación.

Tabla 1.2 Objetivos específicos y acciones

Objetivo Específico	Acciones
Establecer un estudio y clasificación acerca de las operaciones de intervención de pozos productores de hidrocarburos, haciendo énfasis en las operaciones orientadas hacia los equipos superficiales de producción.	<ul style="list-style-type: none"> • Definir que es una intervención. • Realizar una clasificación detallada de intervenciones • Diferenciar entre una reparación menor y mayor de pozos.
Definir y estudiar las características principales que poseen los gatos empleados en la industria, además de clasificar los mismos.	<ul style="list-style-type: none"> • Realizar una definición concreta de que es un gato hidráulico. • Identificar las características trascendentales del gato hidráulico y realizar una clasificación.
Evaluar la posibilidad de aplicación de gatos hidráulicos, para poder aplicarlos e introducirlos en la industria como un equipo auxiliar al convencional empleado en la intervención de pozos.	<ul style="list-style-type: none"> • Desarrollar un procedimiento óptimo que permita la inclusión de gato hidráulico como herramienta auxiliar. • Estudiar las limitaciones que posee el gato hidráulico.

<p>Diferenciar el tiempo y costo que implica el empleo de gatos hidráulicos para intervenir un pozo en comparación al equipo convencional de elevación</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Analizar los factores que determinan el costo de una intervención de pozos. • Realizar una comparación de costos y tiempo de operación empleando gatos hidráulicos y el equipo convencional de elevación.
--	--

Fuente: Elaboración Propia

1.5 JUSTIFICACIÓN

1.5.1 JUSTIFICACION TECNICA

La producción de hidrocarburos es una actividad de vital importancia dentro de la industria petrolera, es la actividad donde se extraen los hidrocarburos desde el reservorio hasta superficie, de tal manera existe una obligación de mantener los equipos de producción en un estado que aseguren una producción de hidrocarburos de manera continua e interrumpible, además de brindar una seguridad durante la operación de dichos equipos a los profesionales y técnicos que operan los equipos.

De tal manera, cuando un equipo de producción superficial o sub-superficial presenta un problema operacional, es obligación para la empresa encargada del desarrollo de la producción del pozo subsanar dicho problema, asegurando una producción continua para cumplir principalmente con el abastecimiento del consumo interno del país.

Cuando se suscita un problema operacional durante la producción de un pozo, dependiendo de la gravedad de este, se cuenta con un conjunto de procedimientos que en su mayoría varían respecto a cada empresa, pero los equipos empleados en estos procedimientos no difieren. En algunos casos el empleo de equipos convencionales para la intervención de estos pozos, no justifica su aplicación, ya que la complejidad de la operación no lo amerita, de tal manera que el reemplazar un equipo convencional por otro que pueda cumplir con las características adecuadas para realizar el mismo trabajo es indispensable y simplificaría de gran manera el subsanar dicho problema.

1.5.2 JUSTIFICACION AMBIENTAL

Los hidrocarburos son fluidos que tienen un alto impacto ambiental cuando estos entran en contacto con el medio ambiente. Al hablar de producción de hidrocarburos, se deben tomar las prevenciones correspondientes para evitar que estos lleguen a tener un contacto con la atmosfera, suelo o cuerpos de agua.

Por este motivo cuando se tiene un equipo; que por cualquier motivo pueda llegar a fallar y provocar contaminación ambiental, se deben realizar acciones correctivas inmediatamente para remediar la falla, con el objetivo de cumplir con la normativa ambiental.

1.6 ALCANCE

1.6.1 ALCANCE TEMÁTICO

El presente proyecto presentara un enfoque sobre los fundamentos teóricos aplicados en el mantenimiento correctivo de equipos superficiales de producción de hidrocarburos en pozos petroleros, limitando el proyecto netamente para reparaciones de menores de pozos.

1.6.2 ALCANCE GEOGRÁFICO

El desarrollo de la ingeniería conceptual de la aplicación de gatos hidráulicos para realizar reparaciones menores en pozos petroleros y gasíferos, se realizara en el pozo Colpa-41, que corresponde al bloque Colpa-Caranda ubicado aproximadamente a 32 km al norte de la ciudad de Santa Cruz de la Sierra.

1.6.3 ALCANCE TEMPORAL

El tiempo de estudio del proyecto tendrá lugar los próximos 10 años, hasta que en la industria se cuente con un equipo que provea de mejores condiciones de trabajo que la herramienta gato hidráulico, para reemplazar el sistema de elevación convencional.

CAPITULO II. MARCO TEORICO

2.1 INTERVENCIÓN DE POZOS

Se define como intervención de pozos sean petroleros o gasíferos a todas las técnicas y procedimientos de ingeniería aplicada que son utilizados para restaurar o incrementar la capacidad productiva afectada por problemas derivados, ya sea por causas naturales o inducidas, tanto en la etapa primaria, como durante la etapa secundaria de explotación. Así mismo según el glosario técnico elaborado por la Cámara Boliviana de Hidrocarburos se define como el proceso de reperforación, rehabilitación, limpieza o reacondicionamiento de un pozo existente para mejorar la producción de petróleo o gas, incluyendo las actividades que se realizan durante el abandono de una zona productiva depletada para comenzar la producción de una nueva zona.

Generalmente cada pozo requiere ser intervenido varias veces durante su vida productiva, ya sea en la primera, segunda, tercera o cuarta etapa de explotación de sus reservas.

2.2 CLASIFICACIÓN DE LAS INTERVENCIONES

Las intervenciones pueden clasificarse en dos y se las detallara a continuación:

2.2.1.1 INTERVENCIONES EVENTUALES

Generalmente este tipo de intervenciones hacen referencia a operaciones mecánicas que se realizan para reparar los pozos con problemas menores que pueden presentarse en el equipo y su funcionamiento.

Entre estos se tiene:

- Reparación o cambios de los componentes del arreglo de fondo.
- Cambio de packers, cambios de trozos de tubing.
- Cambio en las bridas de los árboles de navidad (fugas).
- Cambio del árbol de navidad.
- Limpieza de fondo de pozo.
- Limpieza de baleos.
- Otros.

2.2.1.2 INTERVENCIONES PLANIFICADAS

Son trabajos más específicos, por lo que para su aplicación requieren elaboraciones de programas específicos más detallados y diseñados de acuerdo a la complejidad de las operaciones.

Dentro de estas sub clasifican 2:

a) Reacondicionamiento de pozos

Son operaciones de intervención para tratar problemas con fines de restaurar o incrementar la capacidad productiva de los pozos. Entre los problemas más comunes se tiene:

- Invasión de agua de formación, invasión de gas.
- Producción de arenas de formación, producción de parafinas.
- Fallas en la cañería de revestimiento, fallas en el anillo de cementación.

b) Estimulación de pozos

Son trabajos de intervención que se realizan para incrementar la capacidad productiva de las arenas gasíferas o petrolíferas, son 2 métodos los empleados y son los siguientes:

- Métodos químicos
- Métodos mecánicos

2.3 REPARACIÓN DE POZOS

El termino reparación se refiere a una serie de operaciones correctivas aplicadas en un pozo a fin de mantener, restaurara o mejorar su productividad, estas operaciones incluyen trabajos correctivos durante la producción de hidrocarburos incluyendo el abandono de una zona productora. La reparación de pozos se conoce también como rehabilitación, reacondicionamiento o workover.

La reparación de pozos se lleva a cabo después de la perforación y terminación que en conjunto son las operaciones que tienen como objetivo comunicar a la formación productora con la superficie para optimizar, rehabilitar o mejorar la productividad de un pozo y así obtener hidrocarburos a menor costo.

2.3.1 CLASIFICACIÓN

De acuerdo con el objetivo de la intervención, el mantenimiento de pozos se clasifica como mayor o menor.

2.3.1.1 REPARACIONES MAYORES

Es la intervención que se realiza al pozo que implica la modificación sustancial y definitiva de las condiciones y/o características de la zona productora o de inyección. Dichas operaciones se realizan con equipos de reparación convencional o en algunos casos con equipos especiales (tubería flexible, unidades de registro).

Dentro de este tipo de reparaciones se tiene:

- Cambio de intervalos de producción por invasión de fluidos no deseados.
- Incorporación y ampliación de intervalos de producción.
- Obturamiento parcial de intervalos de producción.
- Reentradas.
- Profundizaciones.

2.3.1.2 REPARACIONES MENORES

Es aquel tipo de intervenciones cuyo objetivo es corregir fallas en el estado mecánico del pozo y restaurar u optimizar las condiciones de flujo del yacimiento, pero sin modificar sustancial y definitivamente la situación de la zona productora o de inyección; puede realizarse con equipo de mantenimiento convencional o especial. A continuación se enumeran las operaciones más comunes de mantenimiento menor a pozos:

- Cambio de packers por comunicación o daño.
- Limpieza de fondo de pozo.
- Limpieza de aparejos de producción o inyección.
- Reacondicionamiento de aparejos de producción o inyección.
- Corrección de anomalías en tuberías de revestimiento.

2.3.2 RAZONES PARA EFECTUAR OPERACIONES DE REPARACIÓN

Durante la vida productiva de un pozo se suscitan varios problemas que merman la capacidad productora del mismo, de esta manera se presenta la necesidad de realizar un análisis de las causas y se plantean programas de reparación para cumplir el objetivo previamente mencionado.

En la Industria Petrolera existen diversas razones que justifican un trabajo de reparación de pozo, de esa manera se puede agrupar estas en las siguientes categorías:

- Reparación o sustitución de equipos dañados.
- Reparación de daños naturales dentro del pozo.
 - Daño de formación cercana al pozo.
 - Producción de Arena.
 - Producción excesiva de gas.
 - Aumento en el corte de agua.
- Aislamiento para poner otra zona a producir.
 - Aislamiento Mecánico.
 - Tapón balanceado.
- Aumentar la producción de una zona existente.
 - Estimulación acida.
 - Cementación forzada.
 - Repunzonamiento.
 - Fracturamiento.
- Conversión de pozo productor a inyector y viceversa.
- Sustitución de equipo de levantamiento artificial.
- Abandono de pozos.
- Cierre de pozos.

2.3.2.1 REPARACIÓN O SUSTITUCIÓN DE EQUIPOS DAÑADOS

Durante la producción de hidrocarburos existe un alto riesgo que los equipos mecánicos instalados en el pozo, presenten fallas o desperfectos, esto se debe a dos factores importantes, el primero hace referencia a las condiciones las cuales los equipos están sometidos tanto en el

subsuelo como en superficie y la segunda hace referencia al tiempo de producción del pozo; los pozos productores de hidrocarburos tienen un tiempo mínimo de vida de 45 años aproximadamente, el cual se considera un periodo de tiempo extenso durante el cual todos los equipos mecánicos van deteriorándose.

Durante la vida productora de un pozo como se mencionó anteriormente, se realizan varias intervenciones, ya sea para cambiar el mecanismo de producción (de natural a artificial o asistido), o para reparar daños mecánicos, en este sentido al intervenir un pozo se llegan a generar un número mayor de fallas mecánicas.

Los siguientes equipos que pueden requerir una reparación son:

- Empacadores de la tubería de producción.
- Válvulas de levantamiento artificial (Gas Lift).
- Bombas electro sumergibles.
- Bombas con varillas mecánicas de succión.
- Árbol de producción de hidrocarburos.

2.3.2.2 REPARACIÓN DE DAÑOS NATURALES DENTRO DEL POZO

Cuando hablamos de daño natural hacemos referencia al daño que afecta la roca del reservorio o a los fluidos que se encuentran almacenados en ella. Este daño tiene como resultado el manifiesto de la reducción de la permeabilidad de la roca, dificultando la producción de hidrocarburos, la razón principal es el obturamiento de los espacios porales producido por la intrusión o filtración de lodo de perforación y los sólidos contenidos en este.

2.3.2.2.1 DAÑO DE FORMACIÓN CERCANA AL POZO

A lo largo de la vida útil de un pozo, existe una reducción de propiedades como la permeabilidad y estabilidad de la formación productora que terminan disminuyendo las tasas de producción.

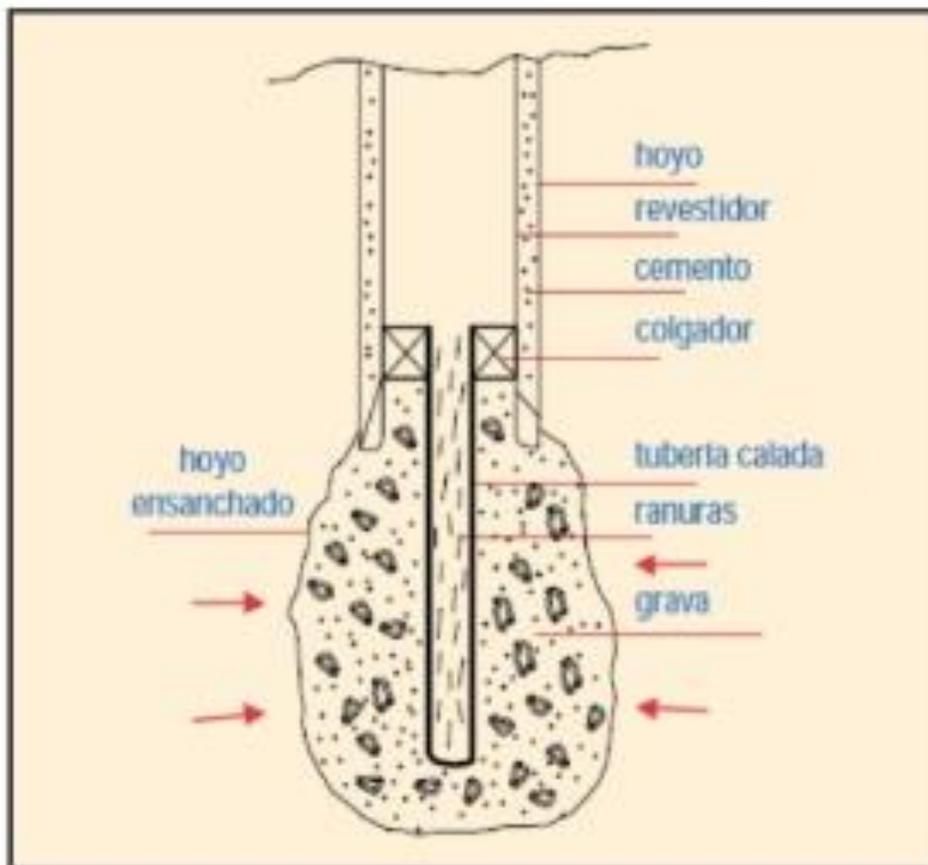
Una de las razones que provocan este daño consiste en que la roca reservorio se altera con el fluido de pozo, ya que las formaciones productoras son de alta sensibilidad debido a sus propiedades.

2.3.2.2.2 PRODUCCIÓN DE ARENA.

Debido que la mayoría de los pozos, producen hidrocarburos provenientes de formaciones que tienen como roca reservorio arenisca, es un problema que se presenta con mucha frecuencia. A medida que la arena se desplaza a través del yacimiento, la sarta de producción llega a sufrir un taponamiento de los orificios previamente generados por el disparo de los baleos de producción, así como las válvulas de seguridad y equipos superficiales de producción.

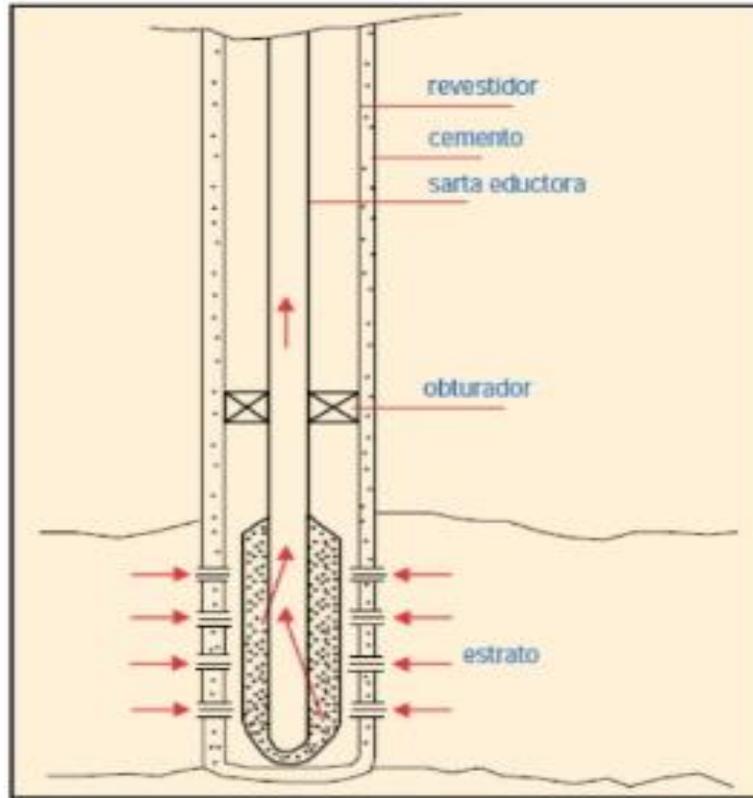
Una técnica común que se emplea en la industria, con la finalidad de controlar la producción de arena, consiste en empaque el espacio anular con partículas de grava.

Figura 2.1 Empaque de grava agujero abierto



Fuente: Completación de pozos petroleros

Figura 2.2 Empaque de grava en interior de sarta de producción



Fuente: Completación de pozos petroleros

2.3.2.2.3 PRODUCCIÓN EXCESIVA DE GAS.

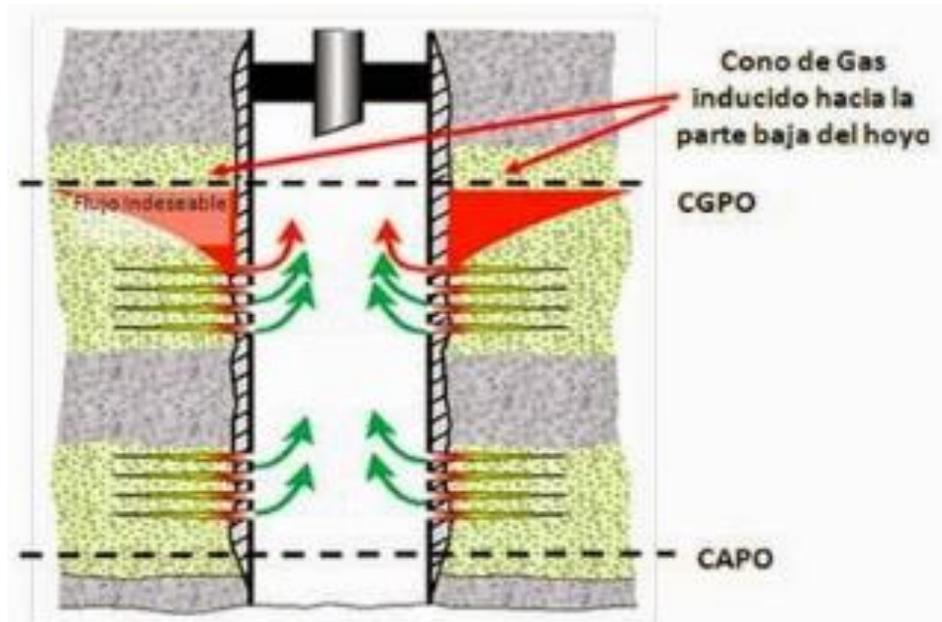
Durante la producción de petróleo, se aprovechan todas las energías naturales de producción con la que cuenta el reservorio. Una de estas que es de gran importancia, es entregada por el gas, este puede presentarse en el reservorio como casquete de gas, es decir por encima del petróleo o como gas en disolución, es decir que se encuentra disuelto en petróleo.

Cuando se cuenta con empuje de gas en solución, el gas comienza su expansión empujando al petróleo hacia la superficie, al comenzar la expansión de gas, la presión del reservorio va disminuyendo paulatinamente, hasta que en algún momento llega a encontrarse por debajo de la presión de burbuja. Este efecto provoca la liberación del gas disuelto, que con el transcurso de la producción de petróleo, el gas sufriría un efecto denominado como conificación, haciendo que el gas entre en contacto directo con los baleos de producción, llegando a reducir la producción de

petróleo, incrementando la producción de gas y provocando un descenso considerable en la presión del yacimiento.

Para la reparación de este problema en pozos productores de petróleo, se debe realizar un trabajo correctivo de cementación a la altura donde se encuentran los baleos que están produciendo gas, para quedar con el resto de los baleos por debajo del contacto gas-petróleo (GOC).

Figura 2.3 Efecto de conificación de gas



Fuente: PerfoBlogger

2.3.2.2.4 AUMENTO EN EL CORTE DE AGUA.

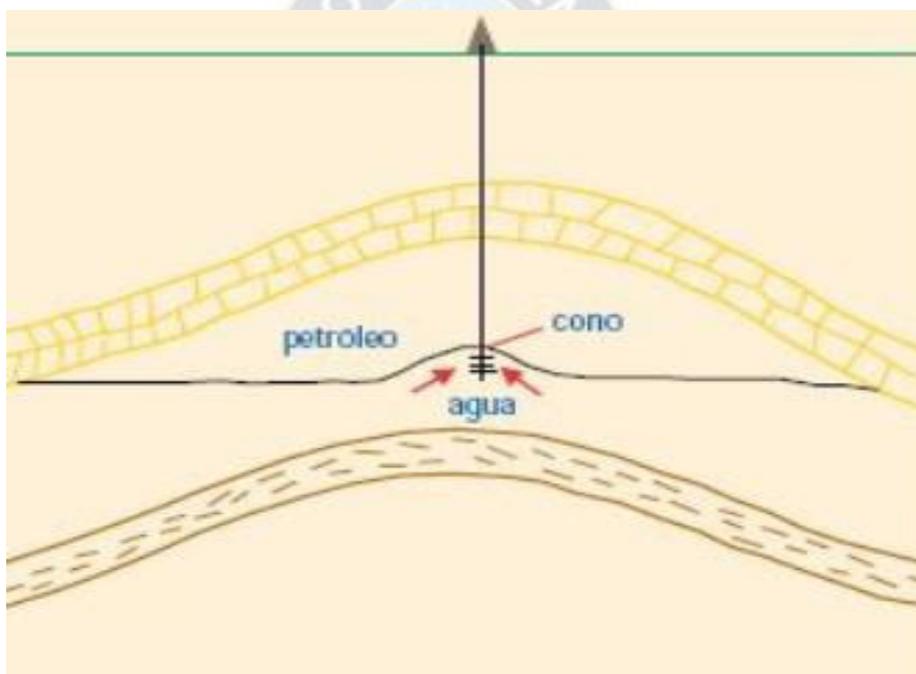
Este fenómeno ocurre en yacimientos con energía natural de empuje por agua, la misma que empuja el petróleo o el gas, esto se produce por la expansión de grandes cantidades de agua de formación. En este tipo de empuje, el agua es llevada hacia arriba (en dirección a la superficie) en forma cónica, que como consecuencia alcanza los orificios generados por los baleos de producción a lo largo del tiempo de vida del pozo.

Cuando el agua alcanza los baleos de producción se empieza con la producción de agua, lo que provoca un descenso en el volumen de producción de hidrocarburos, desperdiciando, perdiendo volúmenes de hidrocarburos e incrementando la corrosión en los equipos de producción instalados en el pozo.

Una de las primeras medidas que se toma para poder controlar este problema consiste en la reducción de las tasas de producción, pero muchas veces esta acción no suele solucionar el problema, por tal motivo se opta por una operación de reparación de pozo, que consiste en tapar los orificios producidos por los baleos que se encuentran en contacto con el agua, para cortar de golpe la producción de agua.

En casos críticos el agua invade todo el intervalo productor, por este motivo se realiza un reacondicionamiento de pozo para abandonar la zona afectada, y si existe la posibilidad comenzar la producción de otra zona, en caso contrario se abandona el pozo.

Figura 2.4 Efecto de conificación de agua



Fuente: La Comunidad Petrolera

2.3.2.3 AISLAMIENTO DE ZONAS PRODUCTORAS PARA PRODUCIR OTRAS

Una de las razones más comunes que se presentan para realizar el reacondicionamiento de un pozo es el cambio de una zona productora. Cuando se perfora un pozo se penetran varias zonas productoras, pero solo se produce de una zona, es decir que el aislamiento consiste en cambiar la zona de producción de hidrocarburos.

2.3.2.3.1 AISLAMIENTO MECÁNICO

Este método de aislamiento se emplea cuando las presiones de formación son bajas por lo que no soportan la columna hidrostática generada presentando una pérdida total de circulación, otro motivo de aplicación es cuando existe mínima distancia entre la zona que se desea aislar y la zona que se desea probar, colocando el tapón mecánico siempre y cuando el mismo resista la presión del intervalo que se pretende aislar.

2.3.2.3.2 AISLAMIENTO POR TAPÓN BALANCEADO

El tapón balanceado es una operación que consiste en bombear una cantidad determinada de lechada de cemento con el objetivo de proporcionar un medio de aislamiento a una zona productora que se depletó y dejó de ser económicamente rentable producir el mismo.

Para un emplazamiento correcto, el volumen de la lechada de cemento y el fluido que la desplaza debe ser igual al del interior a través del tubing o tubería flexible colocada a la profundidad a la cual se desea aislar la zona depletada.

2.3.2.4 AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE UNA ZONA

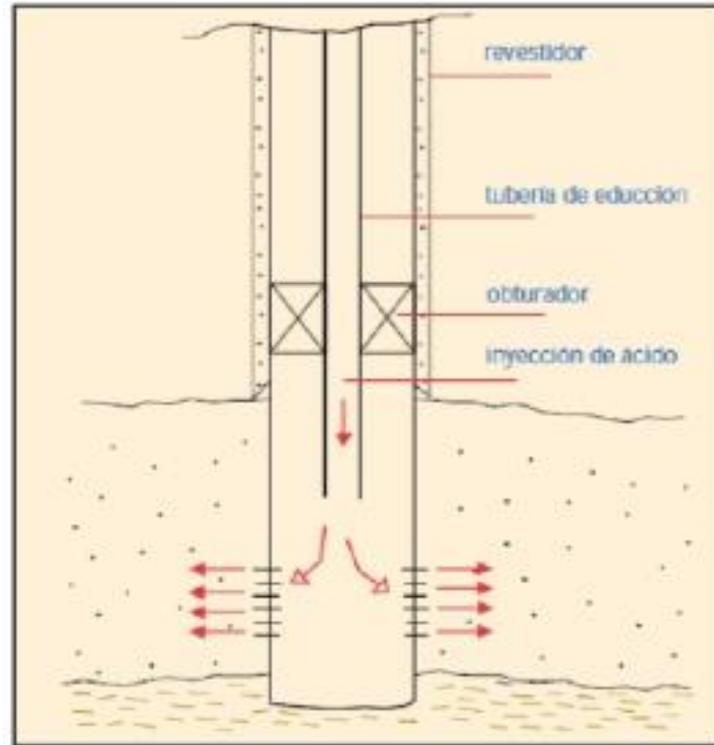
Cuando se daña una formación productora se produce una pérdida de producción, cuando esto ocurre se requieren operaciones correctivas que involucran varias actividades, las cuales son requeridas cuando el reservorio perdió la permeabilidad.

2.3.2.4.1 ESTIMULACIÓN ACIDA

Este proceso consiste en la dilución de material cementante ácidos previamente seleccionados según las características de la formación, con el fin de ensanchar los canales porales existentes y abrir nuevos canales en la formación, este proceso se conoce también como acidificación matricial.

Durante este proceso el ácido es inyectado lentamente hacia el interior de la formación a una presión por debajo de la presión de fractura para evitar fracturas en la formación. Los ácidos comúnmente utilizados son; el ácido clorhídrico (HCl), ácido fluorhídrico (HF), ácido acético (CH₃COOH), ácido fórmico (HCOOH) y combinaciones ácidas.

Figura 2.5 Estimulación Acida



Fuente: Slideshare

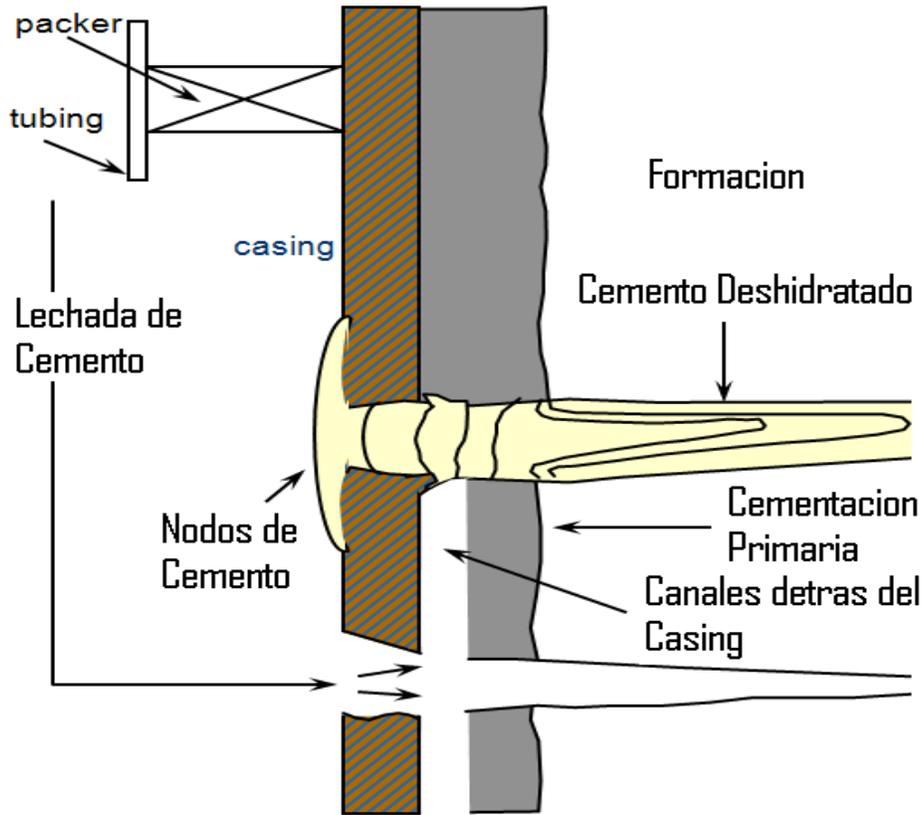
2.3.2.4.2 CEMENTACIÓN FORZADA O SQUEEZE

Consiste en la inyección de un volumen de lechada de cemento correctivo, a presiones máximas que pueden estar por encima o debajo de la presión de fractura de la formación. Esta operación se la realiza corriendo dentro del pozo una herramienta de inyección de cemento hasta situarlo pocos pies encima de la zona de interés, luego se bombea el cemento dentro de la arena en pozo abierto, en los agujeros formados por los baleos, y finalmente el excedente circula hacia afuera del pozo.

Existen razones específicas para realizar una cementación forzada que se mencionan a continuación.

- Control de la producción excesiva de gas o agua.
- Reparación de cementaciones primarias.
- Reparación a los daños provocados al casing por corrosión.
- Sellamiento de zonas que presentan pérdidas de circulación.

Figura 2.6 Cementación forzada



Fuente: Schlumberger

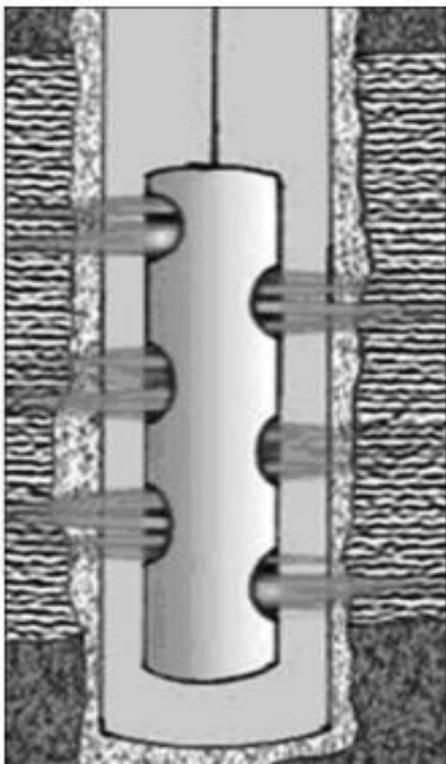
2.3.2.4.3 REPUNZONAMIENTO

El repunzonamiento consiste en perforar la tubería de revestimiento (CSG), el cemento y la formación productora para poder establecer comunicación entre el pozo y los fluidos de formación, con el objetivo de incrementar la producción.

Esta operación se realiza con ayuda de un sistema de disparo (cañones) que consisten en una colección de detonantes entre los cuales están incluidos cargas explosivas, cordones detonantes, estopín y porta cargas. Estos son seleccionados de acuerdo al trabajo a realizarse.

Existen dos tipos de mecanismos de los cañones, el primero una vez finalizado el disparo el cañón se desarma y cae al fondo de pozo, el segundo es recuperable es decir que al finalizar la operación de disparo se recupera por completo.

Figura 2.7 Repunzonamiento



Fuente: Manual de control de Pozos

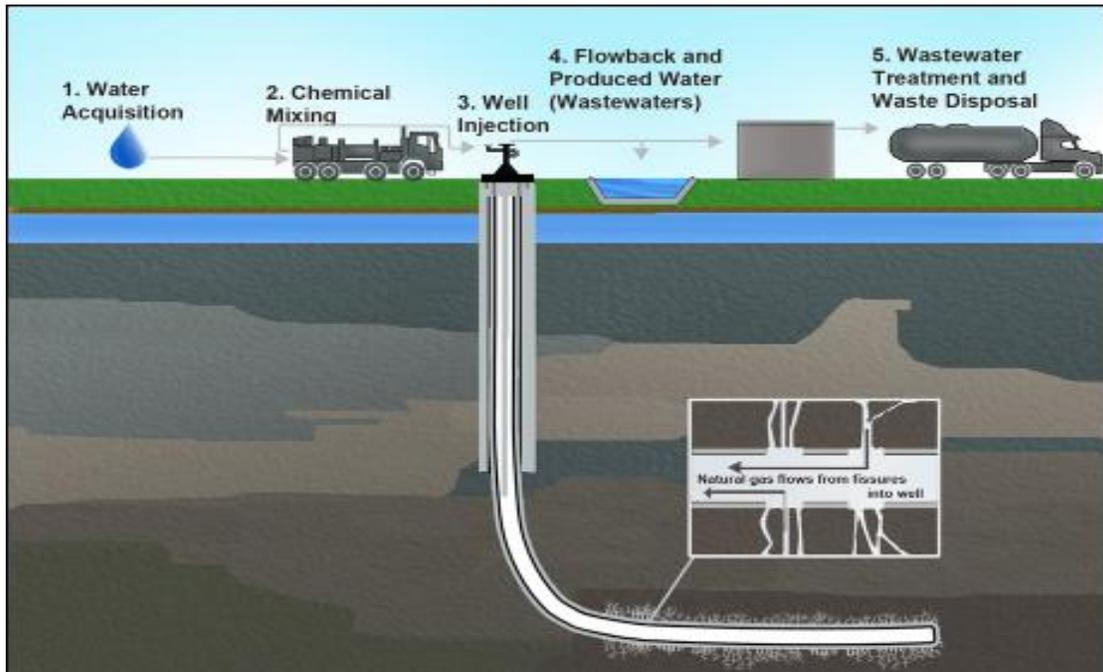
2.3.2.4.4 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Es un tratamiento de estimulación en reservorios de baja permeabilidad o que sufrieron un cambio en sus propiedades reduciendo su permeabilidad. Consiste en la inducción de fracturas, mediante la presurización de formaciones, aplicando fluidos con diseños técnicos (agua y agente de sostén), los cuales son bombeados a altas presiones y alto régimen de bombeo. Una vez inducida la fractura se continúa presurizando la formación para lograr extenderla y crear una mayor área de drenaje de producción.

Para evitar que las fracturas se cierren, se inyecta un fluido de fractura que contiene un agente de sostén, dicho agente puede ser granos de arena, perlas metálicas u otros materiales que resistan la compresión de la formación y mantengan los canales inducidos abiertos permitiendo el paso de los fluidos de formación.

Este tratamiento se aplica generalmente a formaciones consolidadas de arenisca, calizas, dolomitas y lutitas duras o quebradizas.

Figura 2.8 Fracturamiento hidráulico



Fuente: Químico Global S.A.

2.3.2.4.5 CONVERSIÓN DE UN POZO PRODUCTOR A INYECTOR Y VICEVERSA

Este tipo de operaciones se emplea para convertir pozos productores a pozos inyectoros una vez se haya producido la mayor cantidad posible de hidrocarburos del pozo al cual se va realizar la conversión.

Un ejemplo de este tipo de operación implica convertir los pozos productores que emplean un método de recuperación secundario como gas lift continuo o discontinuo. Para este objetivo se sustituyen las válvulas de levantamiento por gas por reguladores especiales, que tienen como función principal la de controlar la cantidad de gas inyectado en una zona específica del yacimiento.

2.3.2.4.6 SUSTITUCIÓN DE UN EQUIPO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Puesto que mientras se van produciendo hidrocarburos de las formaciones productoras, los reservorios no tienen la capacidad de mantener una energía natural de empuje para una recuperación económicamente rentable, por este motivo mientras pasa el tiempo se hace indispensable la instalación de un sistema de artificial de producción.

Estas operaciones incluyen trabajos diferentes en función al tipo de levantamiento artificial que se detallara a continuación:

- **Bombeo Mecánico:** En este trabajo se intercambian las varillas de succión de las bombas, esto para prevenir fallas de funcionamiento por el posible daño provocado por la producción de arena.
- **Bombeo Hidráulico:** En este trabajo se recupera la bomba a través de la tubería de producción, y en algunos casos se realiza una limpieza de la misma por la acumulación de parafinas.
- **Gas Lift:** En este trabajo se recupera, repara o reemplaza las válvulas que han perdido su funcionalidad.

2.3.2.4.7 ABANDONO DE POZOS

Todo pozo productor de hidrocarburos tiene un tiempo de vida útil, donde la recuperación de los fluidos de formación es rentable expresándose en términos económicos, de esta manera cuando la producción declina, se realiza un conjunto de operaciones para cerrar el pozo desconectando las líneas de producción.

CAPITULO III. ARBOL DE NAVIDAD Y SISTEMA DE ELEVACION

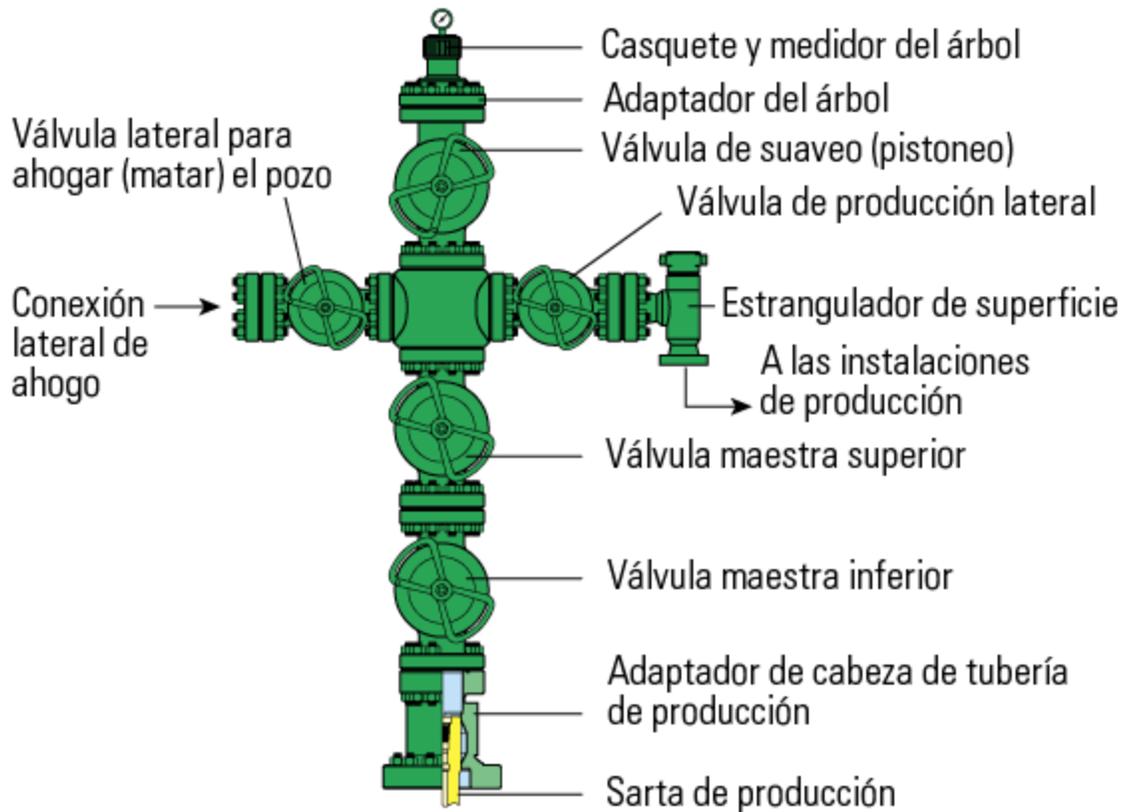
3.1 ÁRBOL DE NAVIDAD

3.1.1 DEFINICIÓN

El árbol de navidad es un conjunto de válvulas de tipo compuerta, estranguladores y accesorios que tienen como función principal la de controlar el flujo de petróleo o gas durante la producción de un pozo. Estos también son empleados para controlar el flujo de inyección de Nitrógeno, agua y otros fluidos. Cada árbol es diseñado según el número de tuberías que se emplearan para poder llegar hasta el yacimiento, además de la presión máxima de producción estimada.

Los árboles de navidad están compuestos básicamente por una tapa denominada Cap Tree, dos válvulas maestras, de las cuales la primera presenta un mecanismo de acción manual y está ubicada por debajo de la brida superior del cabezal de la tubería de producción, y en la segunda está incorporado un actuador que puede ser neumático o hidráulico.

Figura 3.1 Árbol de Navidad y Cabezal de Pozo



Fuente: Schlumberger

Comúnmente un árbol de navidad costa de 2 secciones una superior y otra inferior además de cuatro conexiones para tuberías de revestimiento. La primera sección es la superficial, donde se sitúan todos los componentes mecánicos que se pueden observar en superficie, la segunda sección corresponde al cabezal de pozo. Las conexiones para tuberías de revestimiento están dispuestas en función a los tramos con los que se perforo el pozo, es decir que cada una corresponde a cada uno; comenzando por el tramo guía, tramo superficial, tramo intermedio y productor. Cabe recalcar que no se cuenta con una conexión para los tramos de tipo “Liner”, ya que este no llega hasta la superficie por lo que es colgado usando la tubería del tramo productor como soporte.

3.1.2 FUNCIONES

A continuación se detallan las funciones elementales que cumple un árbol de navidad.

- Facilitar la instalación del tubing de producción a través de los colgadores, en función a la terminación del pozo programada.
- Contener el efecto de las presiones generadas en el espacio anular, cuando se presentan amagues de descontrol de pozo o cuando se presentan problemas en las cañerías de revestimiento, como ser reventamiento de las mismas.
- Soportar las velocidades y presiones de circulación de los fluidos de formación.
- Regular caudales de producción, presiones fluyentes y presiones de surgencia en boca de pozo.
- Soportar los esfuerzos de tensión y compresión de las tuberías por efecto de la variación de temperatura.

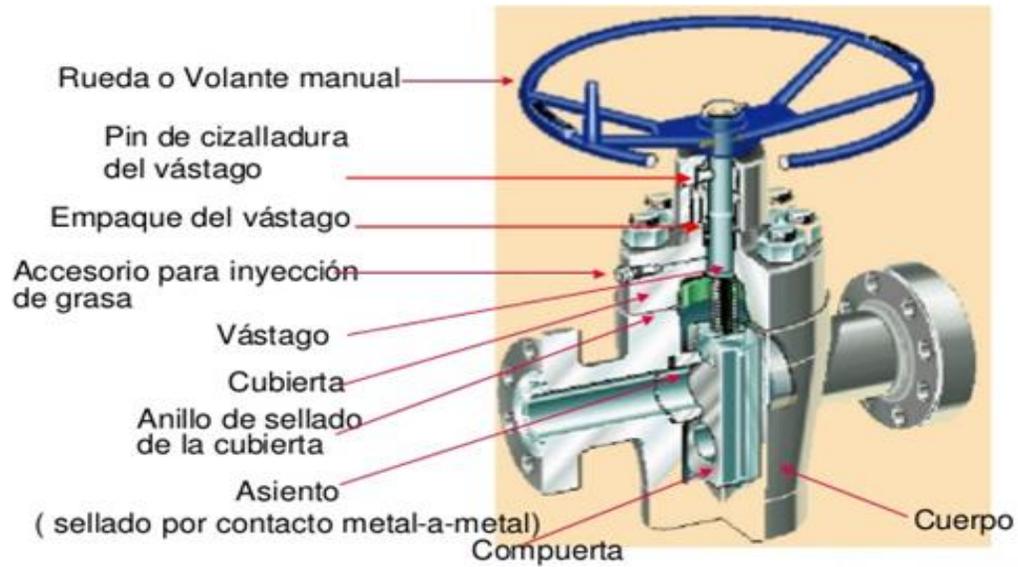
3.1.3 PARTES DEL ÁRBOL DE NAVIDAD

Un árbol de navidad convencional costa de las siguientes partes:

3.1.3.1 VÁLVULA MAESTRA

Esta se encuentra localizada sobre el colgador de tubería (tubing hanger) y su función principal es la de permitir el flujo del pozo o el corte del mismo. Un árbol de navidad consta comúnmente de dos válvulas maestras, una es llamada válvula maestra inferior (lower master valve) y la otra válvula maestra superior (upper master valve). Una de estas actúa de manera manual, mientras que la otra es de carácter neumático o hidráulico, en caso que una presente fallas la otra compensa las funciones de la misma.

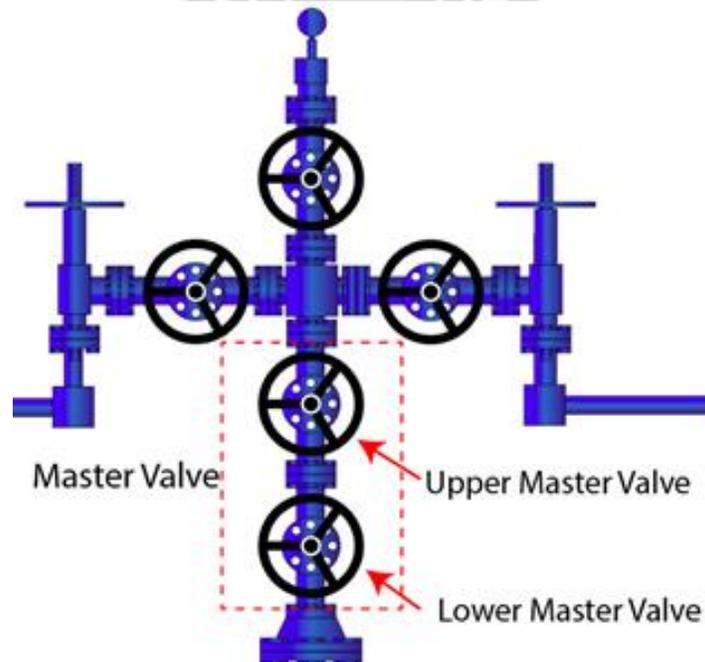
Figura 3.2 Partes de una válvula tipo compuerta



Fuente: SCHLUMBERGER

Ambas válvulas maestras son de tipo compuerta, este tipo de válvulas son accionadas por un vástago que regula el flujo, lo que significa que deben estar completamente abiertas o cerradas, es decir que el control del flujo es total no parcial.

Figura 3.3 Válvulas Maestras

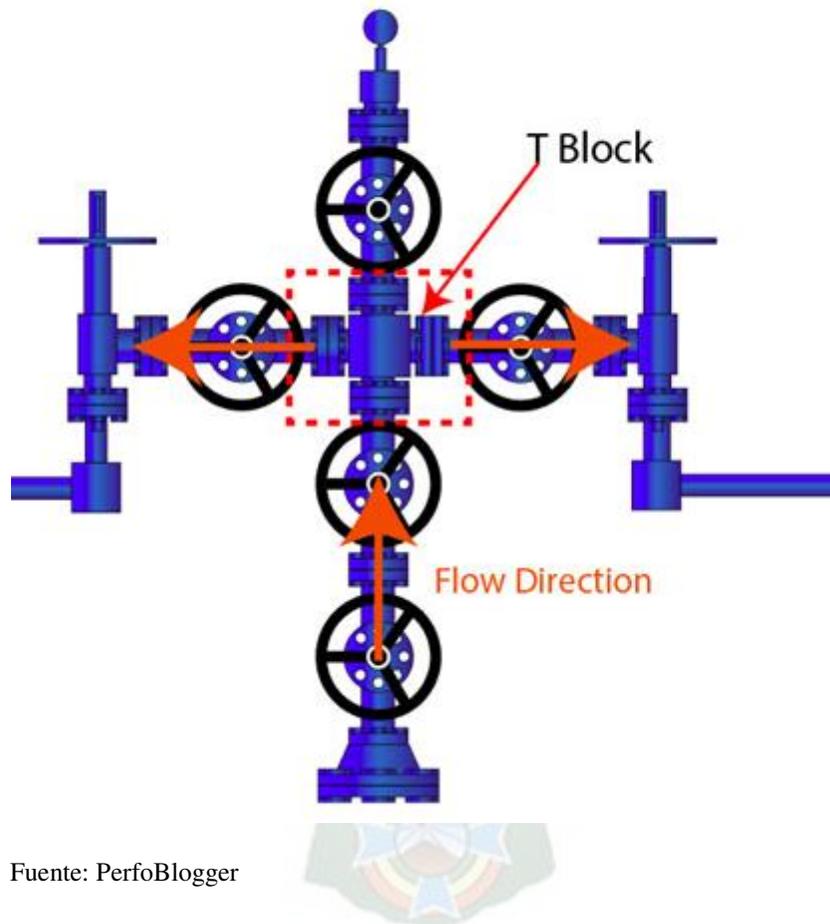


Fuente: PerfoBlogger

3.1.3.2 T DE FLUJO

Denominada también conexión tipo T, es definida como una pieza mecánica que tiene como función diversificar la corriente de flujo desde la línea vertical hacia las líneas de flujo horizontales. Además esta permite la corrida de herramientas al interior del pozo, mientras el mismo está en producción.

Figura 3.4 T de Flujo

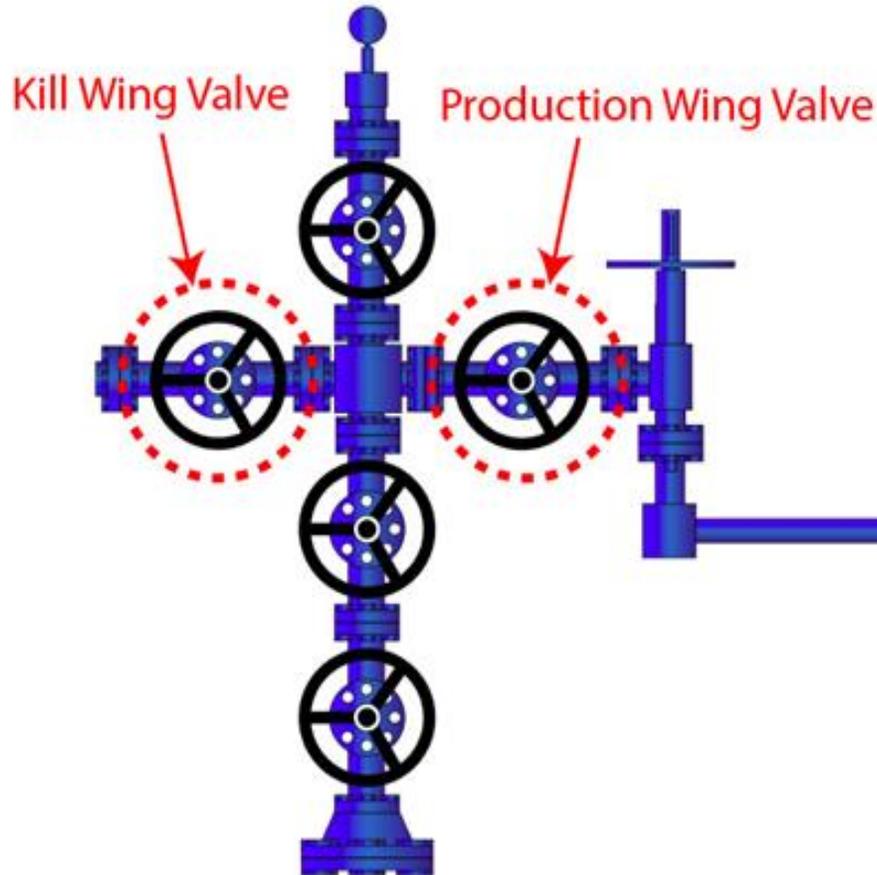


3.1.3.3 VÁLVULA LATERAL

Conocidas también como válvulas de ala, se localizan a los lados del árbol de navidad y son empleadas para regular o cortar la producción de hidrocarburos desde fondo de pozo hacia las instalaciones de superficie. En función al diseño del árbol de navidad, se pueden incluir de hasta dos válvulas laterales.

Algunos pozos son diseñados con dos válvulas laterales de producción, donde la primera es empleada para regular el flujo de producción y la segunda es empleada como un respaldo o back up, y en otros casos la segunda es empleada para controlar o ahogar el pozo.

Figura 3.5 Válvulas laterales de producción y ahogo/control de pozo



Fuente: PerfoBlogger

3.1.3.4 ESTRANGULADOR

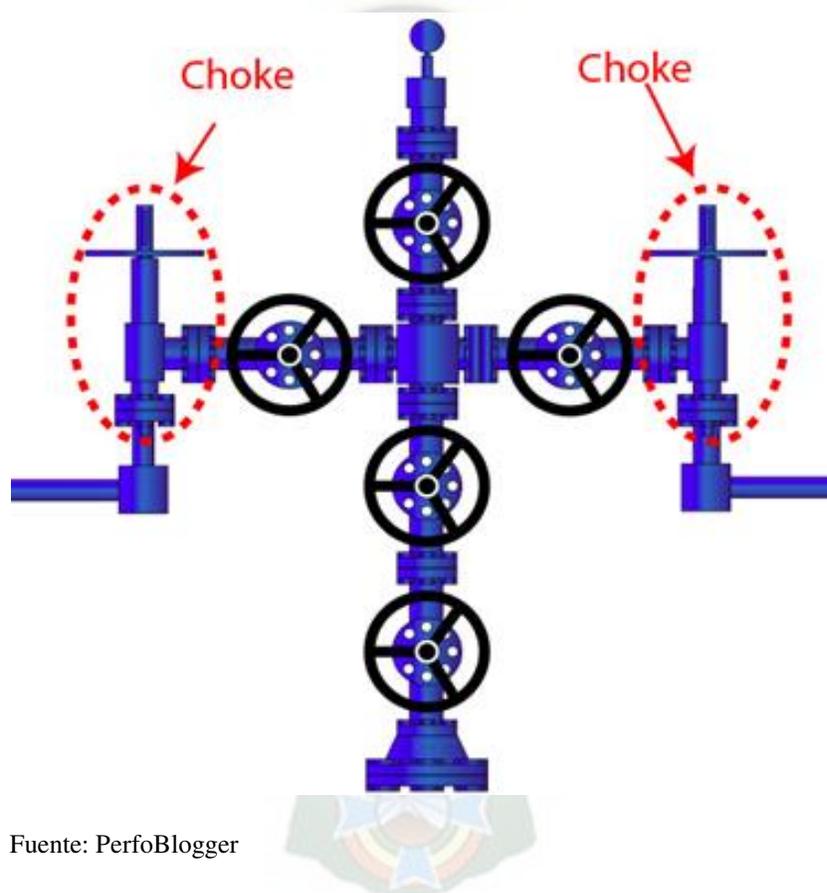
Conocido también como choke, son los orificios o reductores de menor dimensión del que consta un árbol de navidad, tienen como función controlar la presión de los pozos, regulando la producción de los fluidos de formación o para controlar la invasión de agua de formación.

En algunas ocasiones son empleados para regular la parafina, ya que reduce los cambios de temperatura, así mismo ayuda a preservar la energía del yacimiento, que disminuye la declinación en pozos, para incrementar la recuperación de fluidos así como la vida productora del pozo.

Este restringe el área de flujo de producción de hidrocarburos, a través de un orificio que esta insertado en un cuerpo de estrangulamiento. El diámetro de menor dimensión es equivalente a la tasa más baja de producción.

En la industria constamos de 2 tipos de estranguladores; el primero es de choke positivo con engranaje intercambiable, el segundo es de choke ajustable el cual permite ajustar el diámetro de estrangulación de manera más fácil.

Figura 3.6 Estrangulador o Choke

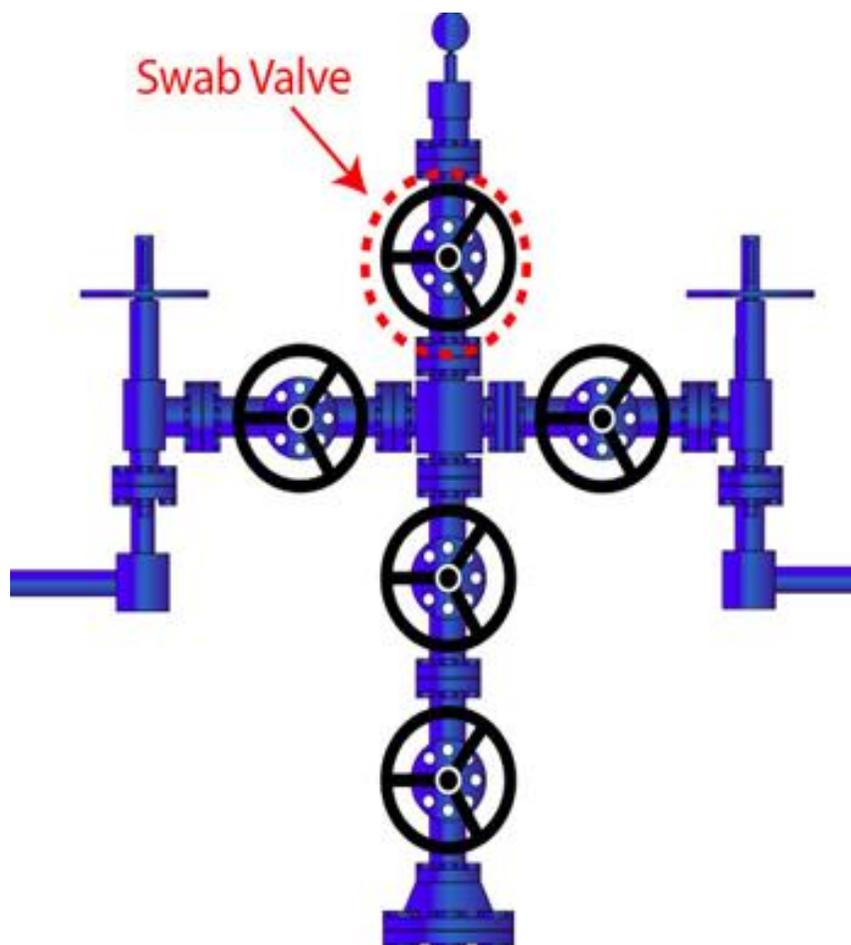


Fuente: PerfoBlogger

3.1.3.5 VÁLVULA DE SUAVEO

Es una válvula que se encuentra ubicada en la parte más cercana al tope del árbol de navidad, esta provee acceso en forma vertical hacia el pozo para operaciones futuras como intervenciones de pozo, servicios conducidos por guaya fina, eléctrica coiled tubing o unidades de snubbing.

Figura 3.7 Válvula de suaveo



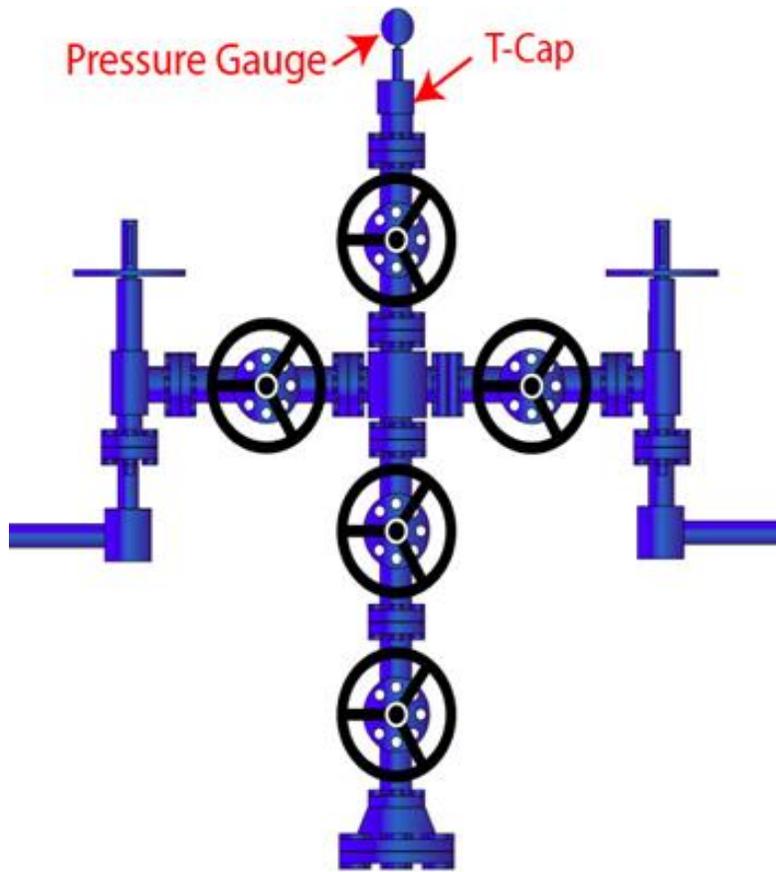
Fuente: PerfoBlogger

3.1.3.6 T-CAP Y MANOMETRO

La T-Cap es un tipo de brida o flange que está localizada en el tope de la válvula de suaveo, esta permite la instalación de equipos como el lubricador o un BOP coiled tubing o una unidad de snubbing, que es conectada al pozo con la finalidad de permitir las operaciones de intervención de pozos.

Los manómetros son equipos que se emplean para monitorear la energía del pozo manifestada como presión. Con el avance de la tecnología se emplean a menudo manómetros electrónicos que además de registrar datos de presión, también registran datos de temperatura.

Figura 3.8 T-Cap y Manómetro de presión



Fuente: PerfoBlogger

3.1.3.7 GRAPAS O BRIDAS

Una grapa o brida se define como un elemento mecánico que son empleados para unir dos componentes de un sistema sea de tuberías u otros ensambles mecánicos. Estas pueden proveerse de manera independiente o incluida a un elemento para su instalación.

Existen diversos tipos de uniones entre las bridas y equipos destinados a unión, estas pueden ser soldadas, roscadas o no tener unión mecánica alguna entre la brida y el equipo como el caso de bridas de tipo Lap Joint.

3.1.3.7.1 TIPOS

A continuación se detallan los tipos de bridas que son empleados en la industria.

a) Brida con Cuello para Soldar (Welding Neck)

Este tipo de bridas constan de un cuello largo cónico, su extremo se suelda a tope con su tubo correspondiente, el diámetro del tubo debe ser de la misma dimensión que el de la brida, ya que esto proporciona un conducto constante, evitando la producción de turbulencia en los fluidos que circulan a través de esta.

El cuello largo y suave transición de espesor del mismo, otorgan características de fortaleza que son aptas en sectores donde los equipos estén sometidos a esfuerzos de flexión, producidos por la expansión de los fluidos en la línea. Este tipo de bridas son aptas cuando se trabajan con presiones elevadas.

Figura 3.9 Brida con cuello para soldar



Fuente: Bripetrol

b) Bridas Deslizantes (Slip-On)

Este tipo de bridas, permite la intrusión del equipo al interior de la misma sin llegar hasta el plano de la cara en contacto, al que se conecta mediante cordones de soldadura interna y externa. Su montaje es más simple que la brida con cuello, debido a su facilidad de alineación.

Sus condiciones de resistencia y fatiga son buenas, pero de menor capacidad que las demás, por lo que cuando las condiciones de trabajo son de menor envergadura y menos exigentes se justifica su uso.

Figura 3.10 Brida deslizante



Fuente: Bripetrol

c) Bridas Ciegas

Estas tienen como función la de cerrar extremos de tuberías, válvulas o aberturas de recipientes, que están sometidos a presiones de trabajo que varían. Se caracterizan por soportar condiciones de trabajo muy severas, ya que al esfuerzo provocado por tracción de los bulones, se adiciona la presión ejercida por la tubería. Este tipo de bridas es aconsejado en terminales donde la temperatura sea un factor importante de trabajo o donde se presenten esfuerzos cíclicos.

Figura 3.11 Brida ciega



Fuente: Bripetrol

d) Bridas con Asiento para Soldar

Son empleadas mayormente en tuberías que son de dimensiones pequeñas que conducen fluidos a elevadas presiones. En este tipo de bridas la tubería penetra la misma hasta hacer contacto con el asiento que debe tenerlas mismas dimensiones que la tubería.

Estas bridas son empleadas frecuentemente en tuberías destinadas a procesos químicos, ya que proveen de un conducto con sección constante.

Figura 3.12 Brida con Asiento para Soldar



Fuente: Bripetrol

e) Brida Roscada

Este tipo de brida no lleva incorporada una soldadura, lo que permite que su montaje sea fácil y rápido, por lo que son empleadas en trabajos específicos. No son aptas para trabajar en conductos donde se producen variaciones de temperatura considerables, porque la dilatación de los equipos puede generar pérdidas a través de la rosca.

f) Bridas para Junta con Solapa

Este tipo de bridas producen un esfuerzo de acople a secciones de tubos solapados, que posteriormente formaran una línea. Su capacidad de absorber esfuerzos es similar a las bridas deslizantes.

Se emplean generalmente en tuberías de acero común o especial que requieren someterse con frecuencia a desmontajes para mantenimiento o limpieza. Su facilidad que presentan para ser giradas y alinear con los orificios para bulones, las hacen aptas para trabajos con tuberías de gran diámetro.

Figura 3.13 Brida para junta con solapa

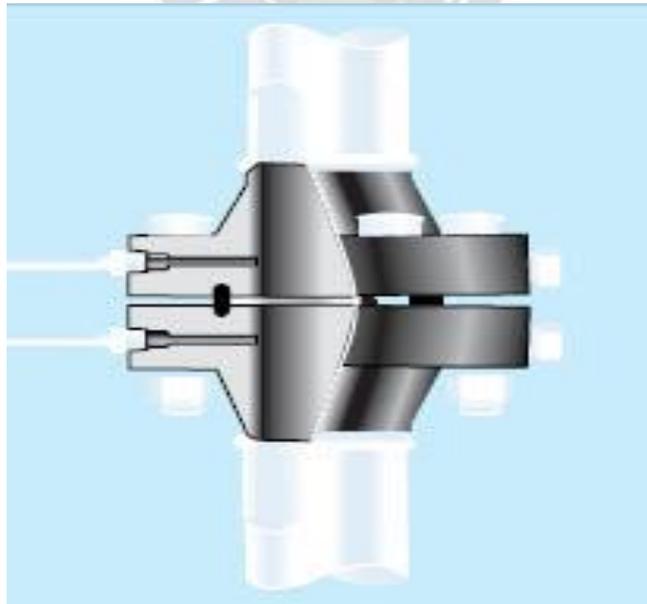


Fuente: Bripetrol

g) Bridas de Orificio

Este tipo de bridas se instala en puntos de la línea donde existirán instrumentos de medición, son idénticas a las bridas con cuello para soldar, deslizantes o roscadas, y su selección está en función a las condiciones de trabajo.

Figura 3.14 Bridas de orificio



Fuente: Bripetrol

Constan de dos agujeros roscados que son empleados para conectar los instrumentos de medición. En este tipo de bridas es necesario extraer la placa acentuada en medio del par de las bridas, para esto se constan de dos métodos; el primer método consiste en aflojar una tuerca que se encuentra enroscada a un bulón para poder aflojar la placa, y el segundo método consiste en provocar un esfuerzo en el bulón de tal modo que se separe la placa de la base de la brida.

3.2 SISTEMA DE ELEVACIÓN

Este sistema es un componente vital de un equipo de perforación e intervención ya que suministra un medio mecánico que permite suministrar un medio por el cual se brinda movimiento vertical hacia el interior o exterior del pozo. Los componentes de este sistema se dividen en estructurales, equipos y accesorios.

Este sistema está compuesto por la torre, subestructura, bloque viajero, bloque de corona, gancho, cable, malacate, elevadores, cuñas, llaves de esfuerzos, accesorios y otros.

3.2.1 FUNCIONES

Al ser uno de los sistemas más importantes durante las operaciones dentro de la industria petrolera, el mismo cumple diferentes funciones que serán detalladas a continuación.

- Provee un medio mecánico que permite bajar, levantar, introducir y sostener sartas de perforación o producción y otros equipos situados en subsuelo.
- Soporta el peso de las sartas y los equipos empleados durante las operaciones que se llevan a cabo en el pozo.
- Suministra un medio que permite el movimiento vertical a los equipos que se encuentran en el interior del pozo.

3.2.2 COMPONENTES

A continuación se realiza un detalle de los equipos más importantes que componen del sistema de elevación o izaje.

3.2.2.1 MÁSTIL

Se define como una estructura de acero con la capacidad de soportar las cargas verticales, excedentes y empuje producido por la acción del viento. Estos varían entre longitudes de 24 a 57 m y la carga que soportan varía desde 125 a 1.500 toneladas estáticas.

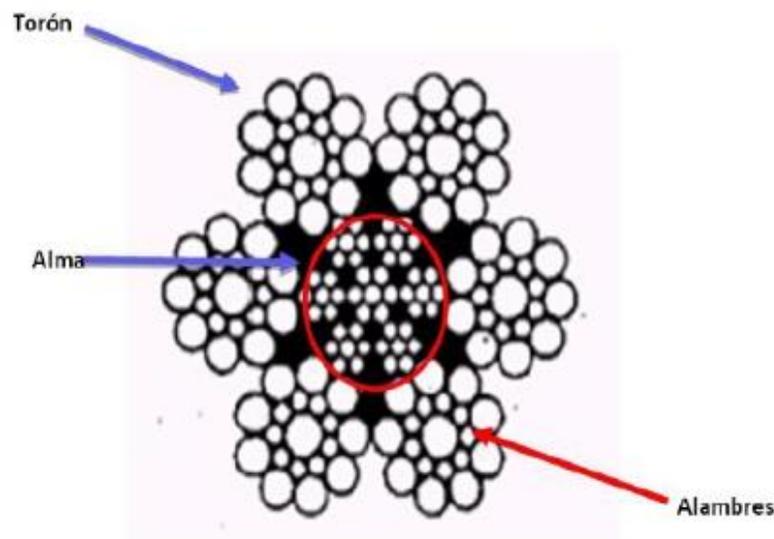
Para realizar un óptimo diseño del mástil se deben tomar en cuenta las siguientes consideraciones.

- EL mástil debe soportar todas las cargas de tipo jalón y excedentes a la capacidad del cable de perforación, brindando seguridad.
- Debe soportar el empuje que se genera por la velocidad del viento.
- La plataforma de trabajo tiene que estar instalada a una altura que permita realizar un buen manejo de los equipos.

3.2.2.2 CABLE O LÍNEA DE PERFORACIÓN

El cable de perforación es un elemento de acero diseñado exclusivamente para servicios pesados, sirve de transmisión entre el sistema de potencia y el trabajo de levantamiento de las sartas, y durante su operación el mismo está sometido a rozamiento, vibración, torsión, compresión y tensión.

Figura 3.15 Partes del Cable



Fuente: YPFB Servicios de Perforación

La confección del cable consiste en la agrupación de torones o hebras y un alma, varias hebras se tuercen rodeando al alma para formar el cable. La resistencia de un cable está en función de su constitución, resistencia del material y diámetro.

Su principal función está ligada conjuntamente con otros componentes del sistema de elevación, que es proporcionar una ventaja mecánica para elevar o bajar los equipos al interior o exterior del pozo.

Cabe recalcar que el número de torones en un cable está diseñado en función a las propiedades que se desean obtener en el mismo.

3.2.2.3 MALACATE

Es una pieza que esta provista de un sistema de frenos que ayudan a controlar las altas cargas, un sistema de enfriamiento que disipa el calor que puede generarse por la fricción en las balatas y un tambor ranurado que acomoda el cable de perforación.

Funciona con una serie de embragues, cadenas, poleas y engranajes para cambiar la dirección de giro y la velocidad de rotación, posee un sistema de frenos capaz de parar el giro del tambor con precisión cuando se trabajan con grandes cargas.

La función principal del malacate es la de enrolla y desenrollar el cable de maniobras, sirve también como centro de distribución de potencia para el sistema de levantamiento y el sistema rotatorio.

3.2.2.3.1 PARTES

a) Motor de Arranque

Es un conjunto de ensamblajes mecánicos, neumáticos que es empleado como unidad secundaria, misma que tiene la función de brindar movimiento a un motor a base diésel durante la etapa de arranque, estas unidades varían en función a la potencia de las mismas, tipo y tamaño del motor a impulsar.

b) Tambor Principal

Es la parte del malacate que se encarga de transmitir la fuerza al cable de perforación y permite realizar los movimientos de subida o bajada de la polea viajera.

c) Cabrestante

Es un componente de carácter mecánico-neumático que se encuentra acoplado en la flecha del malacate de sondeo y su función principal es la de apretar y aflojar la tubería de perforación o de producción para efectuar operaciones en el interior del pozo.

d) Frenos

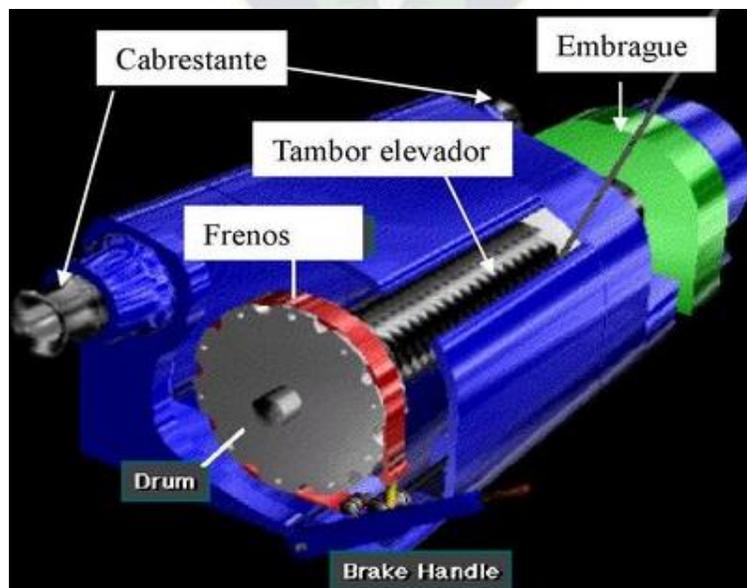
Son una de las unidades más importantes ya que de los mismos depende para el movimiento. Tienen la función de detener el deslizamiento de la tubería al interior de un pozo para lo cual se accionan dos bandas que se encuentran montadas en los tambores acondicionados en el carretel principal.

El freno principal de todos los malacates es de acción mecánica de tipo fricción. Ya que se tratan de cargas de alto tonelaje, para evitar el calentamiento del freno principal por fricción, se utilizan frenos auxiliares de manera conjunta.

e) Embrague

Es un elemento que se emplea para conectar una transmisión en movimiento y transmitir el mismo cuando se requiera, esta acción se la realiza mediante un arreglo especial con accesorios que permitan facilitar la operación de este elemento.

Figura 3.16 Malacate



Fuente: DOCPLAYER

3.2.2.4 BLOQUE CORONA

El bloque corona se define como el conjunto de poleas que se encuentra situado en el extremo superior de la torre o mástil, sobre el cual esta ensartado el cable de perforación. Su función principal consiste en proporcionar los medios de soporte para poder suspender las herramientas como el gancho, unión giratoria, cuadrante y sarta de producción o de perforación.

Las poleas se encuentran acopladas por encima de rodamientos lubricados debidamente con lubricante de alta resistencia. La base principal es reforzada para proveer de máxima resistencia ejerciendo el menor peso posible.

El pasador central esta mecanizado de una aleación compuesta de acero con tratamiento térmico, además este se encuentra enchavetado al soporte, impidiendo cualquier giro del mismo.

Los rodamientos de rodillo son dispuestos para cada polea, y están diseñados de tal manera que posean una amplia capacidad de carga radial como empuje lateral.

Figura 3.17 Bloque corona

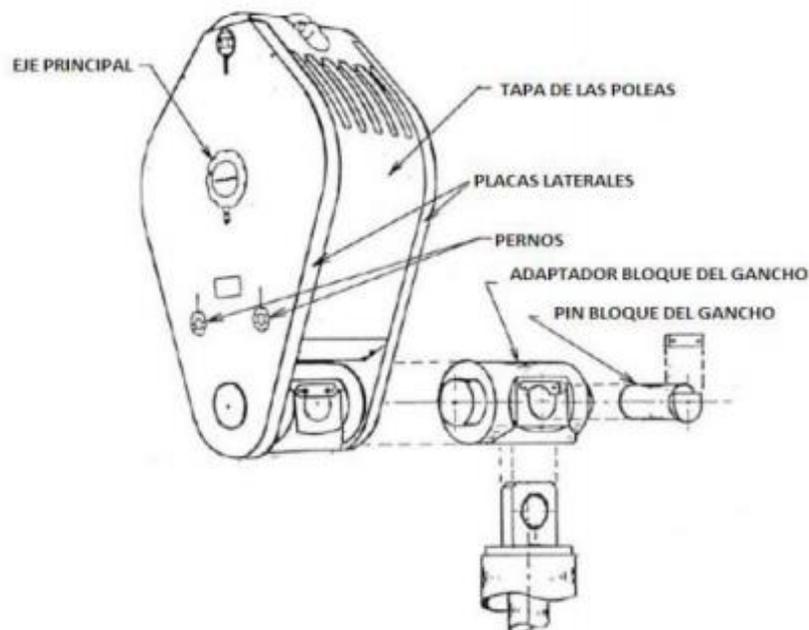


Fuente: Sovonex TM

3.2.2.5 BLOQUE VIAJERO

Se define como bloque viajero a una agrupación de poleas múltiples, las cuales asciende el cable de perforación hasta el bloque corona. El bloque viajero sube y baja entre dos posiciones en la torre. En su extremo inferior lleva incorporado el gancho, mismo que soporta la sarta de herramientas cuando se llevan a cabo las operaciones.

Figura 3.18 Esquema del bloque viajero



Fuente: Rayo Muñoz & Ospina Rojas

Este sistema de poleas genera una gran ventaja mecánica para la acción del cable de perforación, su función principal es la de permitir la subida o bajada de cargas pesadas en el pozo, como elevación o descenso de sarta de producción y tuberías de revestimiento (CSG).

Las poleas que componen el mismo son de precisión equilibrada y operan en rodamientos que poseen alta resistencia. La horquilla de acero sólido es suspendida a partir de dos pasadores grandes, los cuales se encuentran en soportes integrales con las placas laterales.

CAPITULO IV. GATO HIDRAULICO

4.1 GATO

4.4.1 DEFINICIÓN

Es un equipo auxiliar, que es empleado para elevación de cargas pesadas, mediante el accionamiento manual de una palanca o mediante un sistema de accionamiento que es asistido por un motor eléctrico o por un compresor de aire. Este dispositivo puede ser mecánico, hidráulico, inflable o neumático, empleando mecánicos para la elevación de pesos o cargas livianas, hidráulicas para la elevación de cargas pesadas, inflable solamente para automóviles y neumático para cualquiera de las anteriores.

4.4.2 CLASIFICACIÓN DE GATOS

En la industria se diferencian los siguientes tipos de gatos según su principio de funcionamiento, que los describiremos a continuación.

- **Gatos Mecánico:** Este tipo de gato, normalmente están conformados por brazos articulados y unidos en el centro, ambos se desplazan sobre un tornillo. Son los más utilizados en dentro del mercado, ya que generalmente estos son empleados como accesorios para automóviles. La principal ventaja de este tipo de herramientas es que es sumamente ligera pero una de las principales desventajas radica en su inestabilidad.

Figura 4.1 Gato mecánico



Fuente: GadgetTecnologico.com

- **Gato Hidráulico:** Este tipo de gato se basa principalmente en el principio de Pascal, aprovechan el efecto del reparto uniforme de la presión a través de un fluido entre dos émbolos de distinta sección. Tiene la capacidad de elevar cargas superiores a las que eleva el gato mecánico. Generalmente el fluido empleado es aceite.

Figura 4.2 Gato Hidráulico



Fuente: refacionariamario.com

- **Gato Inflable:** Este tipo herramienta tiene un funcionamiento diferente, que consiste en realizar una conexión entre el globo y el tubo de escape de la movilidad mediante una manguera, de tal modo que el globo comience a inflarse incrementando su volumen y elevando la carga. Este tipo de gatos solamente es empleado para elevar automóviles.

Figura 4.3 Gato Inflable



Fuente: m.forocoches.com

- **Gato Neumático:** Es un tipo de gato hidráulico con la diferencia que es accionado por aire comprimido, mediante un compresor de aire, lo que elimina la necesidad de un usuario para accionar el mecanismo del mismo, ahorrando esfuerzo e incrementando la velocidad. En algunas ocasiones este tipo de gatos pueden ser operados por el método de accionamiento hidráulico convencional, conservando la funcionalidad incluso si la fuente de aire comprimido no se encuentra disponible.

Figura 4.4 Gato Neumático



Fuente: astraballero.com

4.4.2.1 GATO HIDRÁULICO

Los gatos hidráulicos son empleados en trabajos que requieren grandes capacidades de carga, o una máxima facilidad y velocidad de accionamiento. De tal forma, que sus principales ventajas están relacionadas con la potencia y velocidad que los caracteriza, además estos pueden controlarse mediante servomecanismos.

Por otro lado, su principal inconveniente es que presentan cierto nivel de complejidad a la hora de realizar su mantenimiento, especialmente en los aspectos relacionados con la ausencia absoluta del líquido hidráulico provocada por fugas. Los fluidos empleados como líquidos hidráulicos suelen ser aceites sintéticos de baja viscosidad con el fin de presentar una capacidad de auto-lubricación.

Gatos diseñados para realizar trabajos que requieren de una alta potencia, utilizan bombas eléctricas, las cuales son capaces de proporcionar la presión hidráulica necesaria para actuar a distancias considerables y con capacidad para desplazar grandes toneladas de carga.

4.4.2.1.1 FUNCIONAMIENTO TEÓRICO

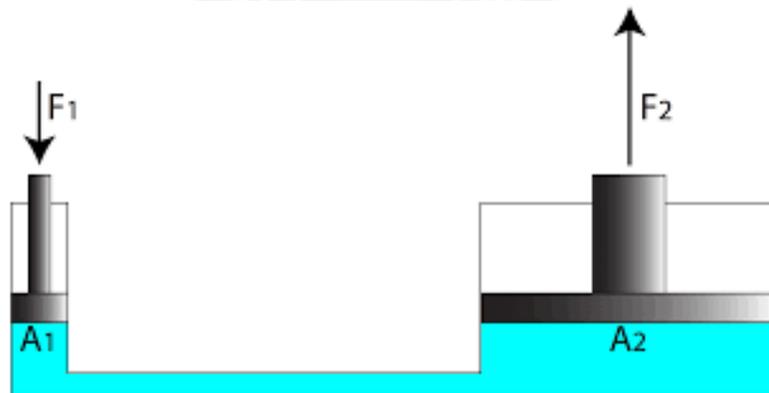
El funcionamiento de este tipo de gatos responde al principio de Pascal, que establece que la presión ejercida en cualquier lugar por un fluido incompresible encerrado, se transmite con la misma magnitud en todas las direcciones, es decir, que la presión se mantiene constante en el fluido.

$$P = P_o + \rho gh$$

En función a este razonamiento, el funcionamiento del gato hidráulico se basa en la aplicación de una fuerza a una sección de diámetro pequeño que comprime a un depósito herméticamente cerrado, esta presión es transmitida por el fluido que se encuentra en el mismo hacia una segunda sección de área mayor, de tal modo que permite magnificar la fuerza.

$$F_1 = P_1 A_1 < P_1 A_2 = P_2 A_2 = F_2$$

Figura 4.5 Principio de Pascal



Fuente: Energía Solar Hoy

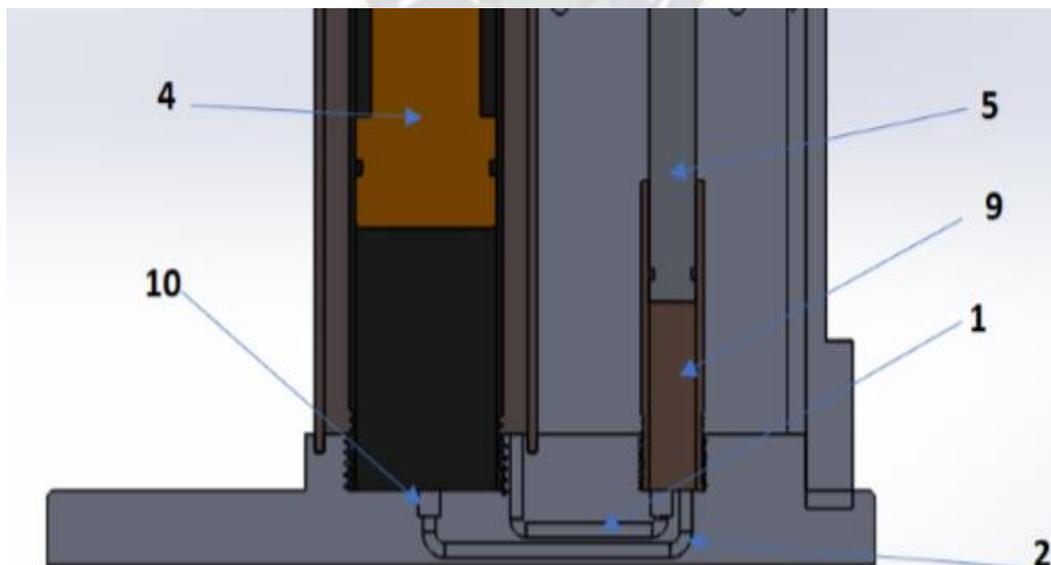
El funcionamiento del gato hidráulico aplica este concepto, aplicando una mejora que permite conservar la altura de cada impulso que es ejercido en el pistón principal, para así poder escalar las cargas, aplicando fuerzas menudas y consecuentes en el pistón secundario, es decir que el gato hidráulico aplica el principio de pascal de forma acumulativa.

4.4.2.1.2 PARTES

Antes de poder estudiar el funcionamiento práctico del gato hidráulico se hace necesario estudiar las partes del mismo. A continuación, nombraremos y desarrollaremos la función de las partes principales de los gatos hidráulicos.

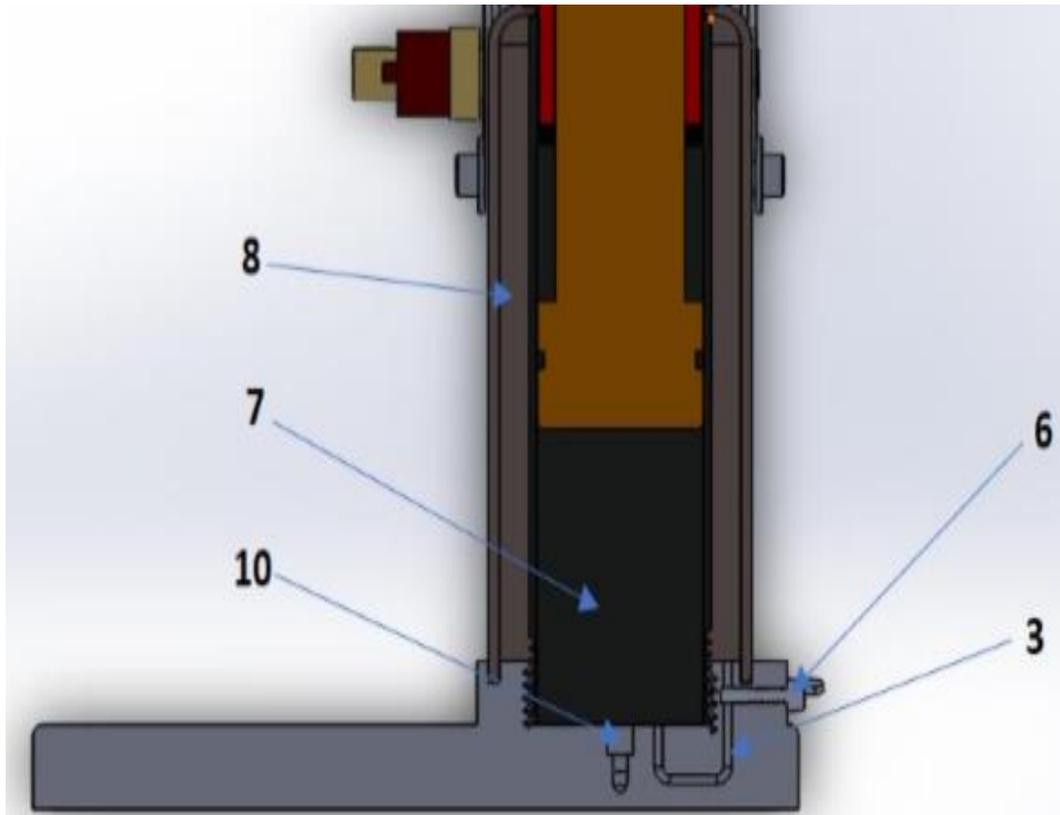
- **Deposito:** consiste en una zona donde se retiene el líquido o aceite empleado por el gato.
- **Válvula de liberación o vaciado:** tiene la función de soltar el aire para liberar la presión y devolver el procedimiento de levantamiento.
- **Cilindro secundario:** tiene la función de elevar el brazo de elevación del gato.
- **Válvula de retención:** es una válvula de tipo antiretorno, que se encarga de facilitar la circulación del fluido hidráulico hacia el cilindro principal.
- **Conductos:** son una especie de canales que tienen la función de conectar la cámara principal con la secundaria y el depósito con la cámara principal y la cámara secundaria.
- **Cilindro principal:** obtiene la presión del líquido y lo impulsa hacia el cilindro secundario.
- **Cámaras:** son las partes donde se introduce el fluido de tal modo que permitan el funcionamiento del gato hidráulico.

Figura 4.6 Partes del gato hidráulico



Fuente: Estudio y Diseño de un Gato Hidráulico con Accionamiento Rotatorio – Esteban Peña Pitarch 2018

Figura 4.7 Partes del gato hidráulico



Fuente: Estudio y Diseño de un Gato Hidráulico con Accionamiento Rotatorio – Esteban Peña Pitarch 2018

1. Conducto de unión entre la cámara secundaria con el depósito.
2. Conducto de unión entre la cámara secundaria con la cámara principal.
3. Conducto que comunica el depósito con la cámara principal.
4. Cilindro principal.
5. Cilindro secundario.
6. Válvula de vaciado.
7. Cámara principal.
8. Deposito.
9. Cámara secundaria.
10. Válvulas anti retorno.

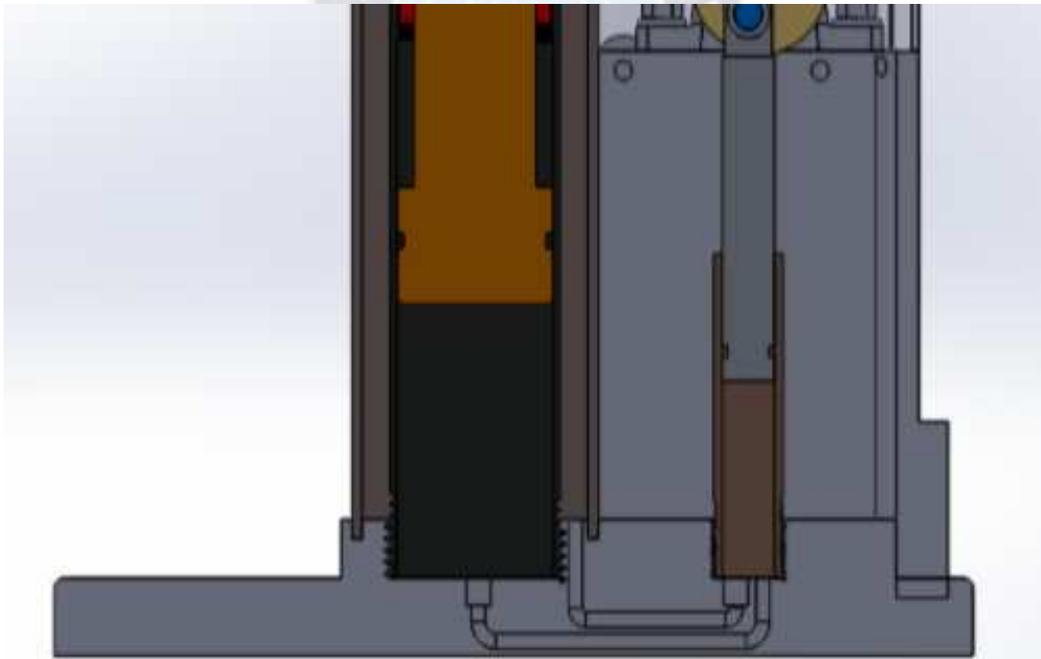
4.4.2.1.3 FUNCIONAMIENTO PRÁCTICO

El funcionamiento práctico del gato hidráulico se divide esencialmente en dos etapas, la primera es conocida como etapa de aspiración, y la segunda como etapa de impulsión.

- **Etapa de Aspiración**

En esta etapa, el pistón secundario (menor diámetro) realiza un movimiento ascendente, de tal manera que succiona el líquido a través de un conducto que conecta el depósito con un conducto secundario “1”. La succión se realiza debido a que se cuenta con una válvula antiretorno que se abre solamente cuando el pistón se encuentra en ascensión. Una válvula similar cumple la función de cerrar un conducto secundario “2” de tal manera que impida la liberación del líquido acumulado en la cámara principal.

Figura 4.8 Etapa de aspiración



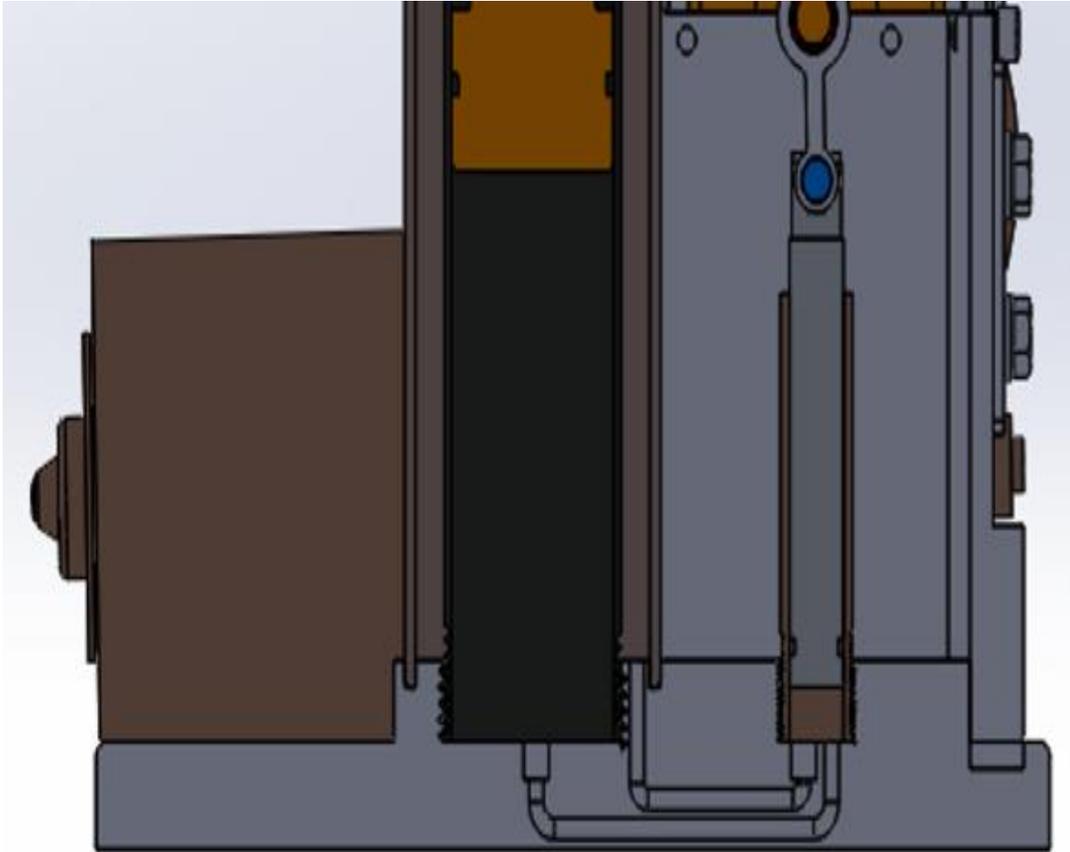
Fuente: Estudio y Diseño de un Gato Hidráulico con Accionamiento Rotatorio – Esteban Peña Pitarch 2018

- **Etapa de Impulsión**

En esta etapa, el pistón comienza su descenso, cerrando la válvula antiretorno de conducto secundario “1”. El fluido que está acumulado en la cámara secundaria durante la primera etapa, es

empujado a través del conducto secundario “2” hacia la cámara principal, provocando de tal modo que la válvula antiretorno se abra.

Figura 4.9 Etapa de impulsión

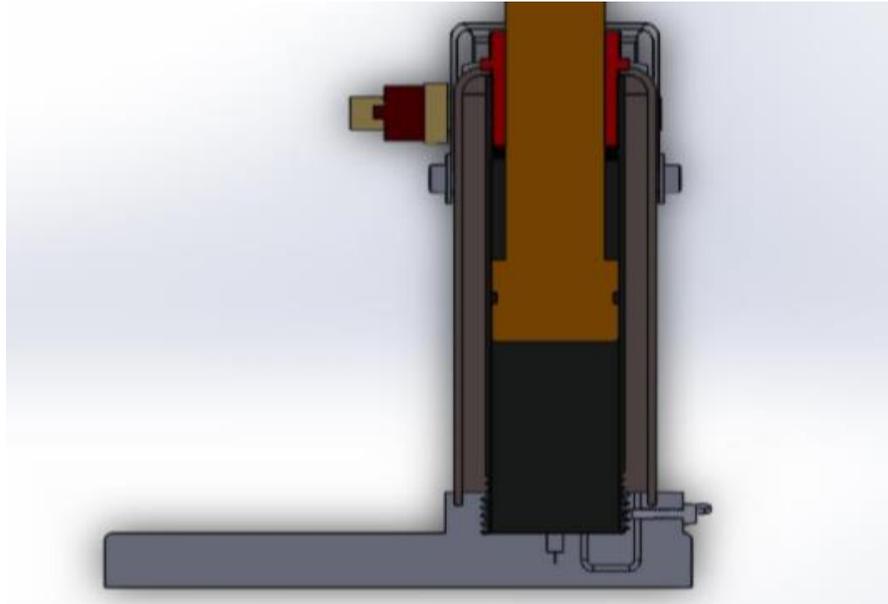


Fuente: Estudio y Diseño de un Gato Hidráulico con Accionamiento Rotatorio – Esteban Peña Pitarch 2018

Una vez repitiendo estas dos etapas varias veces, se logra trasladar el líquido desde el depósito hacia la cámara principal, pasando primero por la cámara secundaria, de esta forma se consigue acumular el fluido en la cámara principal de tal manera que el pistón de esta ascienda y levante la carga que yace sobre el mismo.

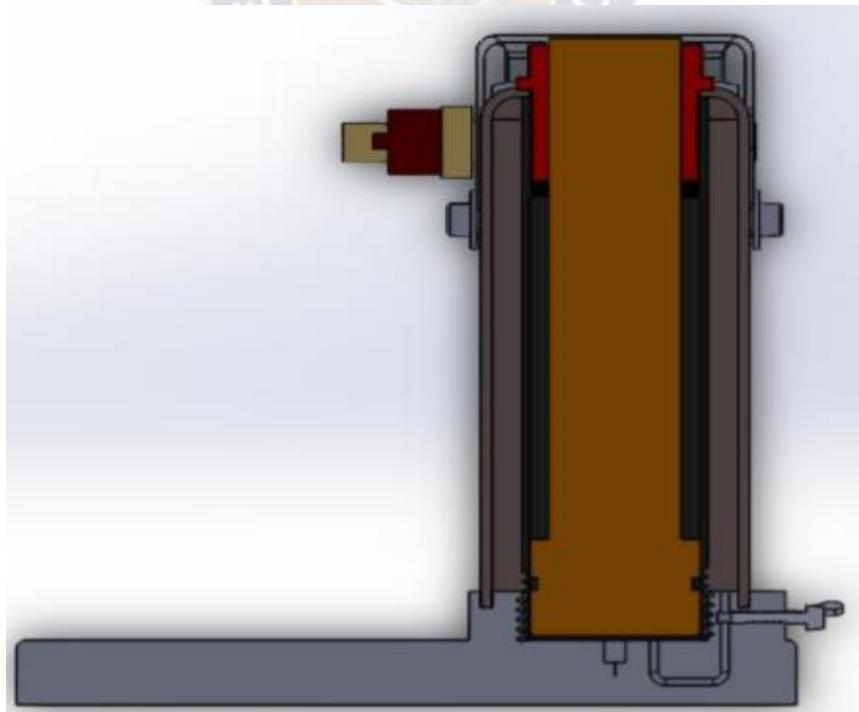
Finalmente, el conducto secundario “3”, tiene la función de liberar la presión, al abrir la válvula antiretorno, el fluido escapa desde la cámara principal hacia el depósito donde se mantiene almacenado hasta que sea requerido otra vez durante las etapas de aspiración e impulsión.

Figura 4.10 Gato hidráulico elevado



Fuente: Estudio y Diseño de un Gato Hidráulico con Accionamiento Rotatorio – Esteban Peña Pitarch 2018

Figura 4.11 Gato hidráulico bajado



Fuente: Estudio y Diseño de un Gato Hidráulico con Accionamiento Rotatorio – Esteban Peña Pitarch 2018

4.4.2.1.4 TIPOS DE GATOS HIDRÁULICOS

En la industria existen varios tipos de gatos hidráulicos que son clasificados según la capacidad de carga que ellos soportan y el espacio necesario que requieren para su accionamiento. A continuación desarrollaremos los tipos de gatos hidráulicos.

a) Jacks Planta

Conocidos también como Jack garaje o gato de coche, este tipo de gatos se usan principalmente para carga pesada de equipos de la superficie del suelo. Se empleados con mayor frecuencia en la vida cotidiana, puesto que son utilizados comúnmente para cambiar los neumáticos de los vehículos.

Figura 4.12 Gato hidráulico tipo Jack de planta



Fuente: getlucky.com

b) Gatos hidráulicos de botella

Este tipo de gatos son versátiles, ya que pueden ser colocados en espacios estrechos y gracias a su accionamiento es posible brindar un mejor sustento por cada carrera de pistón. Poseen una palanca de mayor longitud en comparación con el resto de los gatos hidráulicos. Este tipo de gatos

es principalmente utilizado en la construcción de edificios y la reparación de cimientos de las casas, también han llegado a ser muy útiles en operaciones de búsqueda y rescate.

Además estos poseen un embolo que se encuentra en posición vertical de forma que puede entrar en contacto con los bajos de los automóviles cuando requerimos levantarlos.

Figura 4.13 Gato hidráulico tipo botella



Fuente: TecniYale.com

c) Gato Hidráulico para Maquinaria YAP-YAS

Este tipo de gato está diseñado para brindar una elevación y un posicionamiento seguro de maquinaria y equipo pesado. Este modelo funciona con dos bombas integradas y en algunos casos externas, manuales, motorizadas o conjuntos electro-hidráulicos.

Se caracterizan ya que disponen de zapatas de apoyo móvil y articulado que proporcionan estabilidad e impiden inclinaciones al momento de la elevación de cargas, además constan de una válvula de descenso regulable, válvula de seguridad contra sobre carga y una palanca de elevación que puede adoptar diferentes posiciones lo que facilita su uso en lugares con espacios reducidos.

Figura 4.14 Gatos hidráulicos tipo YAP y YAS



Fuente: TecniYale.com

d) Gato Hidráulico para Maquinaria con Uña YAM

Este tipo de gato es empleado en lugares donde el espacio disponible bajo la carga a elevar es extremadamente reducido, haciendo imposible el uso de equipo convencional de elevación. Son empleados para la elevación, posicionamiento y transporte de maquinaria, construcciones metálicas pesadas o cargas similares, así como en reparaciones y mantenimiento en general. Se caracterizan por incluir una válvula de seguridad para prevenir sobrecargas, una gran base permite una mayor estabilidad al momento de elevar las cargas.

Figura 4.15 Gato hidráulico con uña



Fuente: TecniYale.com

e) Gato Hidráulico de Aluminio AJH-AJS

Este tipo de gatos combinan su peso ligero con una gran capacidad de elevación, el uso de aleación de aluminio de alta resistencia permite grandes capacidades de elevación. Mientras la base de estos sea de mayor longitud su capacidad incrementa.

Dentro de la industria se pueden contar con gatos de aluminio con uña de elevación, estos son provistos de una base mayor, están disponibles a partir de 20 toneladas de capacidad. También contamos con gatos de aluminio con tuerca de seguridad, estos permiten mantener la carga elevada durante periodos prolongados de tiempo.

Figura 4.16 Gato hidráulico de aluminio



Fuente: TecniYale.com

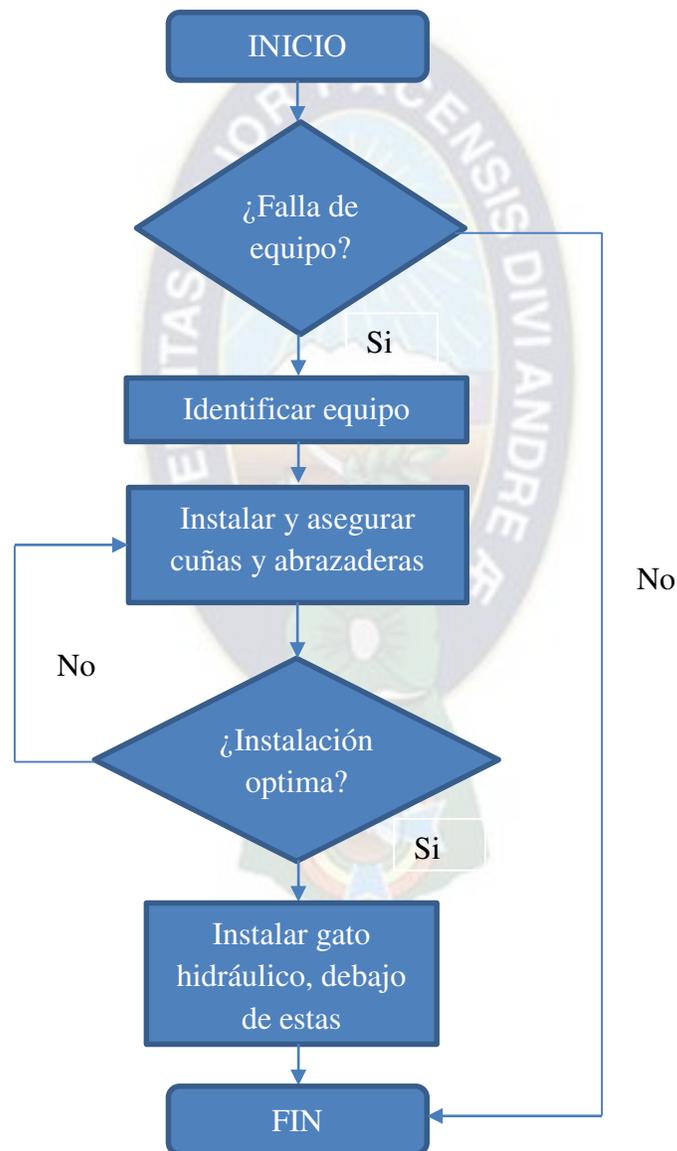
4.4.2.1.5 PROPUESTA DE INSTALACIÓN

En razonamiento a lo previamente estudiado acerca de los tipos de gatos hidráulicos que están disponibles en la industria, podemos observar que los mismos requieren de una superficie plana y estable para desempeñar su función.

En ese sentido si analizamos los equipos superficiales de producción de pozos petroleros, se puede destacar que no se cuenta con una superficie plana donde se pueda instalar el gato hidráulico para su uso, de tal manera para poder emplear el mismo, se propone la previa instalación de abrazaderas mecánicas, mismas que debemos situar en la parte inferior de la pieza que requiera el

mantenimiento y por encima de cuñas hidráulicas, en caso que las mismas sufran desperfectos durante la intervención.

De esta manera se estará brindando un medio mecánico que proporcione las condiciones necesarias para realizar una instalación adecuada de nuestro dispositivo. A continuación desarrollaremos un proceso optativo para la instalación de los mismos.



4.4.2.1.6 SECUENCIA DE INTERVENCIÓN EMPLEANDO GATO HIDRÁULICO

Ya que se requiere reemplazar un equipo convencional de intervención, también se debe reemplazar la secuencia de operaciones que es empleada por el mismo. Motivo por el cual se debe desarrollar una nueva secuencia donde se contemple el empleo del gato hidráulico durante la intervención.

De tal manera, dicha secuencia de operaciones presentaría variaciones respecto a la convencional cuando hacemos referencia a la instalación del sistema de elevación, por lo que los siguientes pasos posteriores a dicha instalación, no presentarían diferencias respecto a los convencionales. A continuación detallaremos una secuencia donde se contemple el empleo de gato hidráulico.

Tabla 4. 1 Secuencia de intervención aplicando gatos hidráulicos

Ítem	Descripción
1	Movilizar equipos hasta las instalaciones del pozo, descargar y ubicar en planchada. Efectuar reunión de coordinación y seguridad con el personal.
2	Montar unidades de bombeo, batch mixer y cajones o piletas. Apartar la jaula de protección del árbol de navidad. Retirar tapón ciego, realizar conexiones superficiales con unidad de bombeo.
3	Preparar fluido de intervención (FI). Posicionar unidad de slickline y grúa de izaje. Alistar equipos de control de presión (ECP), alistar bomba neumática.
4	Instalar manómetros y registrar presiones por directa (P_i (TBG)) y espacio anular (P_i (CSG)). Verificar alineación y cierre de válvulas. Cerrar el pozo.
5	Abrir válvula de ala y ahogar el pozo (bullheading).

6	Montar ECP con lubricador sobre el árbol y probar.
7	Verificar nivel de fluido y retirar sarta de producción con slickline.
8	Armar pumping sub y llenar por directa con FI. Realizar prueba de hermeticidad de tubing.
9	Desfogar presión por directa y espacio anular. Llenar espacio anular con FI.
10	Montar lubricador, bajar slickline para recuperar herramientas y sacarlas a superficie.
12	Cerrar las líneas de producción y monitorear presiones de directa y espacio anular.
13	Sacar herramienta a superficie y desmontar unidad de slickline
14	Cerrar pozo en válvula de ala y maestra. Retirar línea de producción. Apartar unidad de bombeo, líneas y batch mixer.
15	Montar subestructura e instalar cuñas neumáticas, abrazaderas y gatos hidráulicos.
16	Probar cuñas neumáticas, y asegurar abrazaderas. Probar sistema hidráulico del gato.

Fuente: Elaboración Propia

4.4.2.1.7 CAPACIDAD DE ELEVACIÓN

En la industria varias veces se presentan trabajos que requieren diferentes capacidades de elevación de acuerdo al tipo de trabajo requerido, en este sentido se fueron fabricando diferentes tipos de gatos hidráulicos cada uno con diferentes capacidades de trabajo, a continuación desarrollaremos en la siguiente tabla un resumen de capacidades estándares de trabajo para cada tipo de gato hidráulico.

Tabla 4. 2 Capacidades de Elevación de Gatos Hidráulicos

Tipo de Gato		Capacidad de Elevación (Ton)	Altura de elevación (mm)
Jack Planta	HRH P 1,5 H	1,5	800
	HRH P 3,0 H	3	860
	HRH P 6,0	6	570
	HRH P 15,0	15	600
Gato Hidráulico de Botella	HWH 2K 3,0	3	400
	HWH 2KS 10,0	10	530
	HWH 2K/D 10,0	10	230
	HWH KS 2,0	2	377
	HWH KS 10,0	10	480
	HWH KS 30,0	30	482
Gato Hidráulico de Aluminio	AJS-65	6,5	75
	AJS-104	10	115
	AJH-1220	20	305
	AJH-630	30	152
	AJH-1260	60	305
	AJH-6100	100	152
Gato Hidráulico con uña	YAM-2	2	113
	YAM-5	5	120
	YAM-10	10	145
	YAM-15,1	15	140
	YAP-10150	10	155
	YAP-25150	23	155
	YAP-50150	60	155

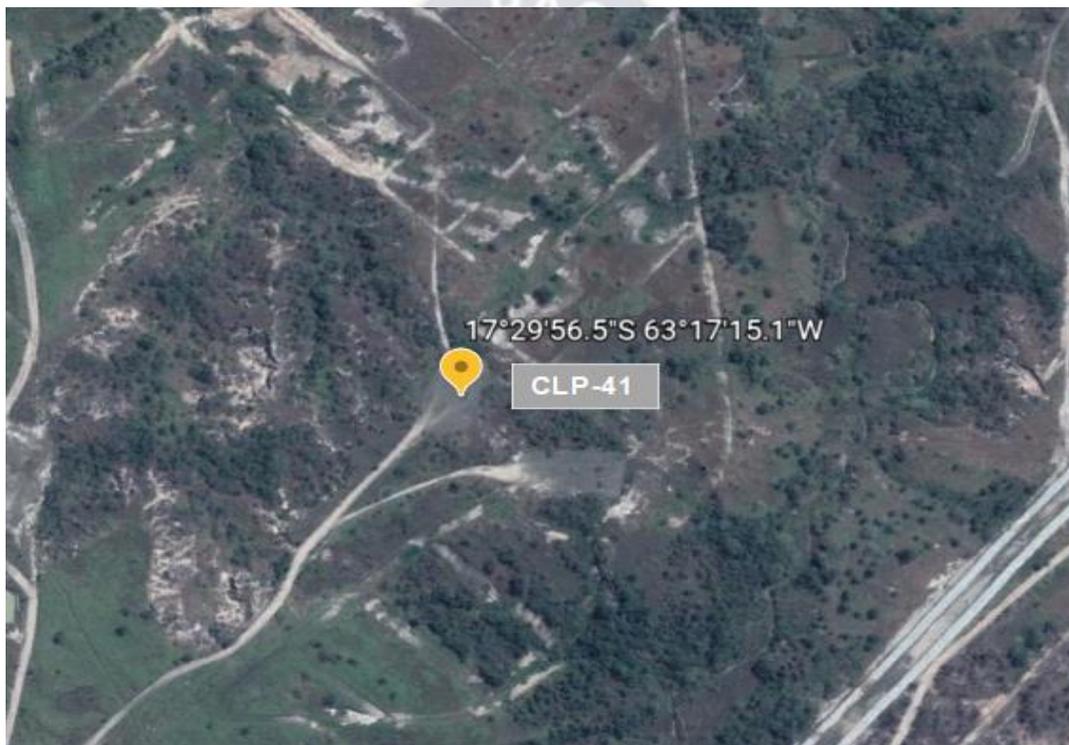
Fuente: Elaboración Propia

CAPITULO V. APLICACIÓN PRÁCTICA INTERVECIÓN DEL POZO CLP-41

5.1 DATOS GENERALES

El pozo CLP-41 situado en el área de operación que corresponde al Bloque Colpa–Caranda se encuentra aproximadamente situado a 32 Km en orientación Norte de la ciudad de Santa Cruz de la Sierra, ubicándose actualmente dentro de una zona parcelada de urbanizaciones privadas en desarrollo.

Figura 5.1 Ubicación Pozo CLP-41



Fuente: Google Earth

Tabla 5.1 Datos Generales Pozo Colpa-41

Datos Generales	
Nombre del Pozo	Copla 41
Nombre abreviado	CLP-41
Bloque	Colpa - Caranda
Campo	Colpa
WHP	800 PSI

Fuente: Elaboración propia

5.2 OBJETIVO DE LA APLICACIÓN

Solucionar el problema de fuga/perdida de gas/petróleo que se presenta en la grampa G-72 del cabezal que une el colgador de tubería con el bonete del árbol de producción del pozo CLP-41. Esta fuga se produce cuando se presuriza el espacio anular con el gas que se emplea durante la recuperación secundaria de fluidos de formación (Gas Lift) o cuando el pozo acumula presión después de un periodo de cierre.

5.3 ANTECEDENTES

El pozo Colpa-41 inicio su perforación el 25/12/1966, alcanzando una profundidad final de 2855,8 m, corriendo cañería de producción de 5 1/2” de diámetro nominal hasta una profundidad de 2850,2 m. La fase de terminación se realizó en enero de 1967, después de correr registros de CBL-GR, se procedió al baleo de los tramos 1766,6 – 1768,9 m y 2803,9 – 2806,1 m y anclando TM en 2801,1 m. Posteriormente se baleó el tramo 2791,2 – 2793,5 m, se probó y ancló packer en 2781,2 m para finalmente bajar arreglo final con tubería 2 3/8”.

5.3.1 INTERVENCIONES

- **Abandono Formación Tarija, completación Taiguati (Febrero 1990)**

Se freso TM en 2781,2 m, baleó tramos 2775,1-2776,2 m y 2777,2-2779,2 m Fm. Tarija, también baleó de tramo 2495,9-2497,4 m para verificar contacto agua-petróleo en Fm.Taiguati “C” y ancló TR en 2767,7 m para bajar arreglo final con packer en 2451,8 m y 6 mandriles de gas lift tipo “K”.

- **Empaque de grava Fm. Taiguati (Agosto-Noviembre 1990)**

Se recuperó arreglo, conformó cañería en tramos 1798-1806 m y 2481,3-2490 m, ancló TM en 2490,3 m y efectuó sand blasting, lavando baleos, para luego ampliar y rebalear los tramos 2484,6-2485,2 m y 2487-2488,4 m Taiguati M, efectuando empaque de grava con packer hidráulico en 2461,1 m. Se bajó arreglo final con nipple sello, packer MO y tubería 2 3/8” con 6 mandriles GL. Se ancló packer a 2460 m, dejando el pozo en producción.

5.4 GRADIENTE ESTÁTICO

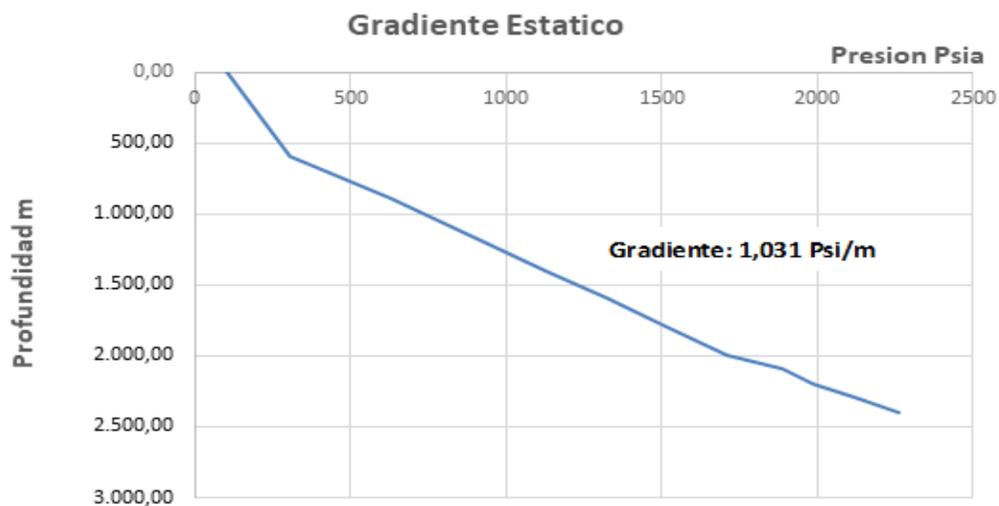
Para fines de marzo de la gestión 2017, se decidió realizar la evaluación del gradiente estático del pozo, una vez recuperados los taponos PN y DW, se dejó abierto el pozo hacia la Planta de Colpa, registrándose los siguientes datos:

Tabla 5.2 Prueba Gradiente Estático

Prof (m)	Presión (Psia)	Temp (°F)
2395	2260	173
2296	2123	170
2195	1984	167
2095	1887	163
1995	1707	159
1795	1511	153
1595	1321	145
1395	1127	137
1195	932	128
895	633	118
595	305	101
0	102	91

Fuente: Elaboración Propia

Gráfico 1 Gradiente Estático CLP-41



Fuente: Elaboración Propia

5.5 ARREGLOS DE PRODUCCION

El pozo Colpa-41 se encuentra actualmente en producción asistida por Gas Lift, esto se debe a la antigüedad del mismo. En los anexos A y B se puede apreciar su estado superficial y sub-superficial.

5.6 PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

El pozo CLP-41 productor de Petróleo del reservorio Taiguati M, se encuentra produciendo bajo un régimen de intermitencia aplicando recuperación secundaria por inyección de gas lift, el mismo tiene las siguientes características de producción:

- Frecuencia de Aperturas: 4 aperturas mensuales (aproximadamente)
- Duración de cada apertura: 6 hrs
- Volumen de Petróleo producido por cada apertura: 10 bbl
- Volumen de Agua por cada apertura: 2 bbl
- Volumen de gas inyectado: 35 Mpcd (aproximadamente)

5.7 EQUIPOS DE INTERVENCIÓN

Para realizar el trabajo de intervención al pozo CLP-41 se propone el uso de los siguientes equipos de intervención:

- Unidad de Slickline.
- Unidad de Bombeo + Batch mixer.
- Cajones c/ volumen total de 500 bbl.
- 1 Cisterna 20.000 lts
- Subestructura
- Gatos Hidráulicos
- Palmeras de iluminación con generadores portátiles
- Grúa y camión de transporte
- Rectificador de conexiones y sello de cabezal

5.8 SEGURIDAD, SALUD Y MEDIO AMBIENTE

Se recomienda que todas las operaciones se las realicen durante el día, considerando jornadas de trabajo que gocen de luz diurna, se estima un horario de operaciones de 6:00 a 18:00 hrs, en caso que los trabajos se extiendan y pasen más de las 18:00 hrs, se deberá contar con equipos de iluminación auxiliar.

Puesto que esta es una operación programada no habitual y contempla riesgos que implican manejo de cargas y exposición directa a sustancias químicas por lo que se debe tomar en cuenta las siguientes prevenciones de seguridad:

- Prever la contención de fluidos, ante la posibilidad de tener fugas y/o derrames en superficie.
- Señalizar el área de trabajo, aislando el acceso de personal no autorizado.
- Monitoreo constante de gases en las cercanías del pozo y área de trabajo.
- Solicitar, elaborar y comunicar los permisos de trabajo necesarios para el montaje y operación con sus respectivos análisis de riesgos.

5.9 SECUENCIA DE OPERACIONES

A continuación se detallara la propuesta de secuencia de operaciones para la reparación de conexiones superficiales aplicando gato hidráulico.

Tabla 5.3 Procedimiento de intervención

Ítem	Descripción	Tiempo (Hrs)
1	Movilizar todos los equipos hasta las instalaciones del pozo, descargar y ubicar los mismos en la planchada. Efectuar reunión de coordinación y seguridad con el personal.	5

2	Montar unidades de bombeo, batch mixer y cajones o piletas. Apartar la jaula de protección del árbol de navidad. Retirar tapón ciego, realizar conexiones superficiales con la unidad de bombeo (directa y espacio anular) para probar con 1000 PSI.	5
3	Preparar en la unidad de batch mixer el fluido de intervención (FI) adecuado. Posicionar unidad de slickline y grúa de izaje. Alistar equipos de control de presión (ECP) para montaje, alistar bomba neumática para recuperar FI que pudiera caer al antepozo.	3
4	Instalar manómetros y registrar presiones por directa ($P_{i(TBG)}$) y espacio anular ($P_{i(CSG)}$). Verificar alineación y cierre de válvulas en superficie. Cerrar el pozo en la línea de producción.	1
5	Abrir válvula de maniobra del árbol y realizar el ahogo de pozo (bullheading) bombeando FI por directa, a razón de 1-1,5 BPM y a una presión máxima $P_{i(TBG)}+50\text{psi}$.	2
6	Montar ECP con lubricador sobre el árbol y probar con 500-2000 psi.	1
7	Verificar el nivel de fluido y retirar sarta de producción usando slickline.	4
8	Armar pumping sub y llenar la columna por directa con FI. Realizar prueba de hermeticidad de tubing de producción.	1
9	Desfogar presión por directa y espacio anular. Llenar espacio anular con FI con el fin de esperar petróleo remanente en el espacio anular.	2

10	Montar lubricador, bajar SL con pescador y recuperar válvula ciega del primer mandril. Sacar herramienta a superficie.	3
11	Circular de manera inversa por línea de inyección de gas lift con fluido de intervención para desplazar fluidos de producción del espacio anular. Recuperar volumen por directa, monitorear retorno para determinar el momento para detener el bombeo.	3
12	Cerrar las líneas de producción y gas lift, y monitorear presiones de directa y espacio anular.	1
13	Bajar con slickline Packoff, asentar maniobrando con tubing para anclar en tubería de producción. Sacar herramienta a superficie y desmontar unidad de slickline	3
14	Cerrar pozo en válvula de maniobra y maestra. Retirar línea de producción. Apartar unidad de bombeo, líneas y batch mixer.	2
15	Montar subestructura con piso de trabajo e instalar cuñas neumáticas, abrazaderas y gatos hidráulicos. Probar sistema de izaje y apertura/cierre de cuñas neumáticas.	5
16	Conectar pieza de maniobra sobre el arbolito con crossover y válvula de apertura plena en posición abierta. Verificar presión “0” en tubing y casing. Retirar la grapa del cabezal.	2
17	Levantar progresivamente columna de producción, liberando el peso asentado sobre el packer, maniobrando hasta elongar sarta.	5

17	Colocar cuña por debajo el plug bushing. No exceder más del 80% en peso de la columna, para no desanclar el packer.	5
18	Desenroscar bonete del cabezal y desvincular arbolito. Revisar anilla-sello y realizar mantenimiento cabezal y arbolito. Reemplazar válvula lateral en línea de inyección de gas lift. Reemplazar bonete en caso que este defectuoso, rellenar con grasa sellante, colocar anillas nuevas.	6
19	Bajar bonete con arbolito, pieza de maniobra y válvula de apertura plena. Montar arbolito de producción. Colocar y ajustar grampa G-72 en el bonete. Probar hermeticidad del sello bonete-grampa, presurizando por directa contra tapón con 500 psi por 15 minutos.	4
20	Desconectar pieza de maniobra. Desmontar y apartar gatos hidráulicos con subestructura. Instalar líneas de producción y gas lift. Probar junto con el arbolito y líneas, con una presión equivalente a la de trabajo.	6
21	Montar lubricador y ECP sobre arbolito y probar con 500/2000 psi. Bajar con SL pulling tool y recuperar packoff, sacar herramienta a superficie. Bajar con SL pescador y recuperar tapón.	6
22	Bajar con SL Kick over con válvula ciega y asentar en el mandril #1 de gas lift. Sacar herramienta a superficie y desmontar Unidad de SL.	4
23	Alivianar la columna, presurizando anular con gas por línea de inyección hasta observar presión de arranque, mantener presión recuperando el FI por directa.	7

23	Reducir presión de inyección por etapas controlando el volumen recuperado.	7
24	Monitorear restitución de la producción y presiones directa y anular.	1

Fuente: Elaboración Propia

5.10 SELECCIÓN DE GATO HIDRÁULICO

Para la selección del gato hidráulico a emplear durante la intervención, se debe realizar un cálculo previo de las cargas que el mismo deberá elevar, de esta manera se debe considerar los pesos ejercidos por la sarta de producción y la cañería de producción, puesto que esta última puede como no estar cementada dependiendo del pozo a intervenir.

Por otra parte en el pozo contamos con un fluido de intervención, el mismo produce un efecto de flotación en la herramienta, pero para garantizar la aplicación del gato hidráulico, consideraremos un escenario crítico, es decir que se considerara que el pozo se encuentra vacío y así no se cuenta con el efecto de factor de flotación.

Las ecuaciones que nos permitirá calcular carga de trabajo de intervención son las siguientes.

- Peso del Caising de Producción

$$W_{caising\ produccion} = W_{lineal} * L \quad (5.1)$$

Donde:

W caising producción = Peso de la tubería de revestimiento o caising (Toneladas)

W lineal = Peso lineal del caising (lb/ft)

L = Longitud de la sección de tubería de revestimiento (ft)

Según los datos subsuperficiales del pozo Colpa-41, contamos con una tubería de revestimiento de producción de 5 ½ (plg) de diámetro, Grado J-55; 17 (lb/ft), y zapato asentado a 2850,20 (m).

$$W_{caising\ produccion} = W_{lineal} * L$$

$$W_{caising\ produccion} = 17 \left(\frac{lb}{ft} \right) * 9.349ft$$

$$W_{caising\ produccion} = 72 (Ton)$$

- Peso de Stinger

$$W_{stinger} = W_{lineal} * L \quad (5.2)$$

Donde:

W stinger = Peso de la tubería stinger (Toneladas)

W lineal = Peso lineal del stinger (lb/ft)

L = Longitud de la sección de stinger (ft)

Según los datos subsuperficiales del pozo Colpa-41, contamos con una tubería stinger de 2 7/8 (pulg) de diámetro, 9,6 (lb/ft), y longitud de sección de 2461,1 (m).

$$W_{stinger} = W_{lineal} * L$$

$$W_{caising\ produccion} = 9,6 \left(\frac{lb}{ft} \right) * 8.073ft$$

$$W_{stinger} = 35,2 (Ton)$$

- Carga Total

$$C T = W_{stinger} + W_{caising\ produccion} \quad (5.3)$$

Donde:

C T = Carga total a elevar (Toneladas)

W stinger = Peso de la tubería stinger (Toneladas)

W caising producción = Peso de la tubería de revestimiento o caising (Toneladas)

$$C T = W_{stinger} + W_{caising\ produccion}$$

$$C T = 35,2 (Ton) + 72(Ton)$$

$$C T = 107,2 (Ton)$$

De esta manera podemos observar que para garantizar el desarrollo eficiente de la operación de intervención, se deben seleccionar gatos hidráulicos que cuenten con una capacidad de elevación de al menos 60 toneladas. En base a este razonamiento los gatos hidráulicos modelo YAP-50150, AJH-1260 y AJH-6100 son aptos para realizar este trabajo.



CAPITULO VI. ANALISIS CRONOLOGICO Y ECONOMICO

6.1 INTRODUCCION

En este capítulo, la propuesta de reemplazar el sistema convencional de elevación por el equipo no convencional gato hidráulico, es evaluada en base a un análisis de beneficios de carácter cronológico y económico. Dichos beneficios se verán reflejados en la reducción de costos operacionales al momento de realizar un mantenimiento correctivo de equipos superficiales de producción, además de una reducción en el tiempo del desarrollo del mismo.

6.2 ANÁLISIS CRONOLÓGICO

Como toda operación en la industria petrolera se realiza manteniendo un cronograma, el tiempo destinado para el desarrollo de una operación de mantenimiento correctivo aplicado a conexiones superficiales de pozos, implicara un paro en la producción de los fluidos de formación del pozo, además que los equipos necesarios pertinentes para realizar la operación de mantenimiento no se encuentran ubicados en las instalaciones del pozo, implicaran un periodo de tiempo en el cual se perderá producción y ganancia, por lo que realizar esta operación en un tiempo menor al convencional podría tener mayor beneficio.

A continuación se realizará un análisis cronológico demostrando la optimización para el tiempo de aplicación del mantenimiento correctivo aplicando gato hidráulico.

Tabla 6.1 Análisis Cronológico

Operación	Equipo Convencional	Equipo con Gato Hidráulico
	Tiempo	Tiempo
Movilización del equipo hasta las instalaciones del pozo, descarga y ubicación de los mismos en la planchada.	7 días	5 hrs
Montaje de subestructura con piso de trabajo, equipo de intervención o gatos hidráulicos	8 hrs	5 hrs

Conectar pieza de maniobra sobre el arbolito y verificar presión en casing y tubing para retirar la grapa del cabezal.	2 hrs	2 hrs
Levantar progresivamente la columna de producción. Colocar cuña por debajo el plug bushing.	5 hrs	5 hrs
Desenroscar bonete del cabezal y desvincular arbolito, reemplazar válvula lateral en línea de inyección de gas lift. Reemplazar bonete en caso que este defectuoso.	6 hrs	6 hrs
Bajar bonete con arbolito, pieza de maniobra y válvula de apertura plena. Montar arbolito de producción. Colocar y ajustar grampa G-72 en el bonete. Probar hermeticidad del sello bonete-grampa.	4 hrs	4 hrs
Desmontaje y extracción de la subestructura y el equipo de intervención y gatos hidráulicos	8 hrs	5 hrs
TOTAL	8 días y 9 hrs	1 día y 8 hrs

Fuente: Elaboración Propia

Como podemos observar, el cuadro anterior refleja una comparación cronológica, que nos permite apreciar una gran diferencia en el periodo de tiempo que conlleva movilización de los equipos hacia las instalaciones del pozo, esto se da ya que el equipo convencional es de mayor tonelaje, además el transporte de equipos de alto tonelaje, tiene una movilización diferente.

En cuanto al tiempo de montaje no existe una diferencia significativa, pero la industria de los Hidrocarburos; al ser una industria que circula una enorme cantidad de dinero, por lo que la reducción de costos cuan mínima sea favorece a la empresa que debe realizar cualquier tipo de operación.

6.3 ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis económico básicamente se basa en el costo del empleo de gato hidráulico en el mantenimiento correctivo aplicado a equipos superficiales de producción.

6.3.1 COSTO DE LA OPERACIÓN DE INTERVENCIÓN

Cuando se alquila un equipo aplicado a la industria petrolera, existen diferentes tipos de alquileres, entre los que resalta y es aplicado a nuestro caso, es el siguiente; alquiler mensual por tarifa horaria. Este consiste en el monto cobrado por hora trabajada del equipo, en este caso puesto que la operación de intervención no supera un mes de ejecución se mantiene el costo mensual, pero se realiza un prorrateo que permite pagar el alquiler del tiempo que se emplea el equipo.

Después del criterio de selección del gato hidráulico estudiado en el punto 5.11, observamos que contamos con dos tipos de gatos hidráulicos como opciones para reemplazar el sistema de elevación convencional, de los cuales elegiremos el modelo YAP-50150 y realizaremos la comparación con equipo convencional de 350 HP de la empresa Global Energy S.A. A continuación se detalla el costo de alquiler del equipo convencional y gato hidráulico.

Tabla 6.2 Alquiler por hora de los equipos

Descripción	Cantidad	Alquiler (\$/hr)
Sistema de elevación 350 HP (GLOBAL ENERGY C.A.)	1	8.520
Gato Hidráulico YAP-50150 (YALE)	3	35
Subestructura	1	1.030

Fuente: Elaboración propia

Analicemos primero el costo de operación con el equipo convencional de intervención, el costo estará definido por la siguiente expresión:

$$\text{Costo} = \text{Horas de Trabajo} * \text{Alquiler Horario}$$

Las horas de trabajo a considerar suman un total de 33 horas incluidas desde el montaje hasta el desmontaje del equipo, omitiendo el tiempo que tardara la logística del mismo.

$$\text{Costo} = 33 \text{ horas} * 8520 \frac{\text{\$}}{\text{Hora}} = \mathbf{281.160 \$}$$

Analizado el costo de operación aplicando 3 gatos hidráulicos modelo YAP-50150, donde el tercero se encuentra en stand by en caso que alguno de los primeros falle, el costo para esta intervención no convencional estará definido por la siguiente expresión:

$$\text{Costo} = \text{Horas de Trabajo} * \text{Alquiler Horario} * \text{\#de gatos} + \text{costo subestructura}$$

Las horas de trabajo a considerar suman un total de 33 horas incluidas desde el montaje hasta el desmontaje del equipo, omitiendo el tiempo que tardara la logística del mismo.

$$\text{Costo} = 27 \text{ horas} * 35 \frac{\$}{\text{hora}} * 3 = \mathbf{2.835 \$}$$

Para el cálculo del costo de alquiler de la subestructura, se debe considerar el mismo tiempo de trabajo de los gatos hidráulicos. Y estará definido por la siguiente expresión.

$$\text{Costo} = \text{Horas de Trabajo} * \text{Alquiler Horario}$$

$$\text{Costo} = 27 \text{ horas} * 1030 \frac{\$}{\text{hora}} = \mathbf{27.810 \$}$$

Por lo que el costo total que representara esta intervención aplicando gatos hidráulicos será.

$$\text{Costo} = 2835 \$ + 27810 \$ = \mathbf{30.645 \$}$$

6.3.2 RESUMEN DE LOS COSTOS DE LA OPERACIÓN DE INTERVENCIÓN

Una vez habiendo valorizado el costo de alquiler que representaría la operación de intervención empleando el equipo de elevación convencional y los gatos hidráulicos, se muestra a continuación un cuadro resumen.

Tabla 6.3 Resumen de los costos de la operación de intervención

Descripción	Costo Total (\$)
Sistema de elevación convencional 350 HP (GLOBAL ENERGY C.A.)	281.160
Gato Hidráulico YAP-50150 (YALE) y Subestructura	30.645

Fuente: Elaboración propia

6.4 BENEFICIO ECONÓMICO

Si bien podemos observar en el punto 6.2, que el beneficio de carácter cronológico está reflejado en la reducción del tiempo en el que desarrolla la operación de intervención, dentro de los beneficios de carácter económico observamos una reducción de costos de la operación de intervención.

6.4.1 REDUCCIÓN DE COSTOS

Una vez calculados los costos de la operación de intervención, aplicando el sistema de elevación convencional y los gatos hidráulicos, se puede realizar una comparación porcentual entre el costo asumido empleando el equipo de intervención convencional y gatos hidráulicos, tendremos la siguiente expresión.

$$\% \text{ De Reduccion de costos} = 100\% - \frac{\text{Costo gato hidraulio}}{\text{Costo equipo convencional}} * 100\%$$

$$\% \text{ De Reduccion de costos} = 100\% - \frac{30645 \$}{281160 \$} * 100\%$$

$$\% \text{ De Reduccion de costos} = \mathbf{89,1 \%}$$

A continuación se detalla un cuadro resumen de los beneficios obtenidos empleando los gatos hidráulicos.

Tabla 6.4 Beneficios económicos aplicando gatos hidráulicos

Beneficios	Monto (\$)	% Reducción respecto al convencional
Ahorro en materia de alquiler (Gato Hidráulico)	250.515	89,1

Fuente: Elaboración propia

6.5 ANÁLISIS COSTO BENEFICIO

El beneficio – costo es una lógica o razonamiento basado en el principio de obtener los mayores y mejores resultados al menor esfuerzo invertido, tanto por eficiencia técnica como por motivación humana. Se supone que todos los hechos y actos pueden evaluarse bajo esta lógica, aquellos dónde los beneficios superan el costo son exitosos, caso contrario fracasan. En este caso se hace un análisis en base a dos indicadores de rentabilidad que son, el valor actual neto (VAN) y la relación beneficio costo (RBC).

- **Valor Actual Neto (VAN)**

Partiendo del VAN, lo que nos dicta la teoría es que si el VAN sale mayor a 0 el proyecto es rentable. Para calcularlo se utiliza la siguiente ecuación:

En nuestro caso salió 104.123,13, lo que implicaría que el proyecto es viable.

$$VAN = \sum_{i=1}^n \frac{\text{Beneficios Netos}}{(1+a)^i} - I_0$$

Dónde:

n = Número de periodos de tiempo

a = Tipo de interés exigido a la inversión

I_0 = Inversión realiza en el momento inicial

Para calcular el VAN se considera un período de 5 años y un tipo de interés del 15%. Entonces, reemplazando datos se tiene:

$$VAN = \frac{35788}{(1+0,15)^1} + \frac{41750}{(1+0,15)^2} + \frac{41750}{(1+0,15)^3} + \frac{41750}{(1+0,15)^4} + \frac{41750}{(1+0,15)^5} - 30645$$

$$VAN = 104.123,13$$

- **Relación Beneficio - Costo (RBC)**

Además del VAN se verificó la rentabilidad de este proyecto mediante el uso del indicador RBC, que nos muestra una proporción entre los beneficios y los costos según:

$$RBC = \sum_{i=1}^n \frac{\text{Beneficios Netos}}{(1+a)^i} \frac{1}{I_0}$$

El criterio a tomar en cuenta para conocer si debe implementar o no el SGSST es el siguiente:

RBC mayor a 1: SE ACEPTA EL PROYECTO

RBC menor o igual a 1: SE RECHAZA EL PROYECTO

Reemplazando datos se tiene:

$$RBC = \frac{35788}{30645} + \frac{41750}{30645} + \frac{41750}{30645} + \frac{41750}{30645} + \frac{41750}{30645}$$

$$RBC = 2,87$$

Con este indicador vemos cuánto (en términos de proporciones) de nuestra inversión está volviendo con el tiempo a nosotros poniendo como valor comparativo los beneficios netos en la

duración del proyecto. En nuestro caso obtenemos un $RBC = 2,87$, esto nos muestra que los beneficios en el tiempo del proyecto son algo mayores a la inversión realizada en un principio en comparación a la inversión realizada en caso de aplicar el sistema de elevación convencional, por lo que se recomienda llevar a cabo el proyecto.

Cabe recalcar que, el proyecto de aplicación de gato hidráulico como equipo de sustitución del convencional, solo hace referencia al mantenimiento correctivo de los equipos superficiales de producción.



CAPITULO VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 CONCLUSIONES

Habiéndose culminado el presente proyecto se derivan las siguientes conclusiones:

- El gato hidráulico es un equipo que puede ser empleado en las intervenciones de pozos como alternativa del sistema convencional de elevación, dado que el mismo tiene las condiciones necesarias para garantizar el desarrollo óptimo de la intervención, además que el mismo reduce el tiempo de respuesta ante una emergencia, simplifica la logística al momento de transportar el mismo y minimiza los costos de operación de una intervención.
- En la industria se cuentan con diferentes tipos de gatos, de los cuales son más empleados los gatos hidráulicos ya que estos están provistos de un mecanismo de funcionamiento que asegura un trabajo eficiente. Además se cuenta con una amplia gama de gatos hidráulicos, puesto que son comerciables estos están diseñados con diferentes capacidades de elevación y en algunos casos diseñados para realizar trabajos específicos donde las condiciones de trabajo no permiten el uso de otro tipo de gatos.
- Las operaciones de intervención mayores, presentan una complejidad elevada en comparación a las operaciones de intervención menores, esto se debe porque se presentan problemas en el equipo sub-superficial de producción, en este sentido no se cuentan con las comodidades que ofrece la superficie y obligatoriamente se requieren equipos específicos para solucionar los mismos.
- Para reemplazar un equipo convencional que cumple determinadas funciones específicas durante las operaciones que se llevan a cabo en la industria petrolera, se requiere un estudio previo y específico de las características de los equipos, logística, condiciones de trabajo, secuencia de operaciones, instalación y costo que los mismos representan durante la misma.
- En el proyecto se demostró que al emplear el gato hidráulico para realizar el mantenimiento correctivo a las conexiones superficiales de producción del pozo Colpa-41, los costos de dicha operación se redujeron en un 89,1%. Además de reducir el tiempo de intervención programado de aproximadamente 8 días y 9 horas a 1 día y 8 horas,

incluyendo el tiempo que representa la logística de los equipos hasta las instalaciones del pozo.

7.2 RECOMENDACIONES

Adicional a todo lo desarrollado en el presente proyecto, se recomienda lo siguiente:

- Dada la antigüedad de los pozos productores tanto de petróleo como gas en el país, se recomienda que las empresas operadoras encargadas de la producción de hidrocarburos, realicen un seguimiento al estado de las conexiones tanto superficiales como sub-superficiales de los pozos productores, puesto que de esta manera se pueda realizar un mantenimiento preventivo, para evitar a futuro la necesidad de realizar un mantenimiento correctivo a dichas conexiones.
- Se recomienda realizar un estudio complementario, donde se contemple la posibilidad de aplicar el gato hidráulico en las operaciones de intervención mayor, ya que si esta herramienta cuenta con las características necesarias para desempeñar y garantizar una satisfactoria operación, se reducirían tanto el costo como el tiempo en que se desarrollan las mismas.
- Puesto que vivimos en una era donde la tecnología se encuentra actualizándose de manera continua, los planes de estudio con los que cuenta la carrera de Ingeniería en Petróleo, Gas y Procesos, corre el riesgo de quedar obsoleta, por lo que los mismos deben actualizarse mínimamente cada 5 años.
- Se deben explorar nuevas alternativas tecnológicas que puedan reemplazar los equipos convencionales de intervención, ya que algunos de estos elevan el costo de las intervenciones y complican el desarrollo de las mismas, además en algunos casos podría resultar favorable la adquisición de nuevas tecnologías de tal modo que no se deba depender de equipos proporcionados por terceros.

BIBLIOGRAFÍA

Jonathan Emmanuel Segura Flores, 2010, “Trabajos de reparación y mantenimiento de pozos para los activos de la región norte”, México, DF. 2010.

Operaciones de mantenimiento y reparación – SCHLUMBERGER

Mantenimiento de Pozos Petroleros–BCPVEN. Recuperado de <http://www.bcpven.com/mantenimiento-de-pozos-petroleros/>

Estudio de la intervención de pozos. Recuperado de <https://es.scribd.com/document/208050378/Estudio-de-La-Intervencion-dePozos>

La exploración de hidrocarburos en Bolivia, 2014, www.energiabolivia.com Recuperado de http://www.energiabolivia.com/index.php?option=com_content&view=article&id=3292&Itemid=113

Maclovio Yañez Mondragon, 13 de junio de 2016, Perforación, Terminación y Reparación de Pozos Petroleros sin Contaminación Ambiental. Recuperado de <https://es.slideshare.net/AcademiaDeIngenieriaMx/perforacin-terminacin-y-reparacin-de-pozos-petroleros-sin-contaminacin-ambiental>

Miguel Consuegra, 20 de abril de 2016, Equipos Utilizados en Operaciones Workover. Recuperado de <https://es.scribd.com/doc/309853173/Equipos-Utilizados-en-Operaciones-Workover>

Petroblogger.com, 20 de septiembre de 2016, Equipos de Workover, recuperado de <http://www.ingenieriadepetroleo.com/equipos-de-workover/>

Rafael Valbuena Hernandez, Edilson Saza Barreto, 2009, Principales Herramientas Utilizadas en Campo Castilla Para Operaciones De Workover, recuperado de https://issuu.com/biliovirtual/docs/principales_herramientas_utlizadas_

Joaquin Pablo, 15 de julio de 2014, Equipos de Intervención de Pozos (Diplomado en Producción de Hidrocarburos), recuperado de <https://es.scribd.com/document/233955599/EQUIPOS-DE-INTERVENCION-DE-POZOS-pdf>

Alexander Vitales, 3 de julio de 2014, Partes Del Equipo de Workover, recuperado de <https://es.scribd.com/doc/232526090/Partes-Del-Equipo-de-Workover>

Componentes de Izaje de un Taladro, 12 de noviembre de 2015, recuperado de <http://perfob.blogspot.com/2015/11/que-es-un-taladro-de-perforacion-y.html>

Gato (dispositivo), 8 de septiembre de 2019, recuperado de [https://es.wikipedia.org/wiki/Gato_\(dispositivo\)](https://es.wikipedia.org/wiki/Gato_(dispositivo))

Gato hidráulico, funcionamiento y tipos, recuperado de <https://www.quiminet.com/articulos/gato-hidraulico-funcionamiento-y-tipos-2650085.htm>

Mikel's, 30 de octubre de 2018, Tipos de Gatos Hidráulicos, recuperado de <https://www.susrefacciones.com/blog-herramientas/tipos-de-gatos-hidraulicos>

Partes del gato hidráulico, recuperado de https://www.partesdel.com/gato_hidraulico.html

EcuRed, Gato hidráulico, recuperado de https://www.ecured.cu/Gato_hidr%C3%A1ulico#Principio_de_funcionamiento

Tecni Yale, Gatos Hidráulicos, <http://www.tecniyale.com/paginas/gatos-hidraulicos-yale>

Anónimo, 8 de diciembre de 2011, Producción I Completamiento, recuperado de <https://es.slideshare.net/gabosocorro/produccion-i-completamiento>

Ing Raul Maldonado, Universidad Mayor de San Andres, Estudio de los Equipos Superficiales de Producción, recuperado de <https://es.slideshare.net/HUALLPITA/produccionicap3>

Maria Lizeth Huaycho Andres, 9 de mayo de 2018, Equipos Superficiales de Producción, recuperado de <https://es.scribd.com/document/378735778/Equipos-Superficiales-de-Produccion>

Anonimo, 17 de noviembre de 2014, Manejo de la Producción en Superficie, recuperado de: <https://es.slideshare.net/HUALLPITA/manejodelaproduccionensuperficie>

Hamid Afkir, 8 de junio de 2018, Estudio Y Diseño De Un Gato Hidráulico Con Accionamiento Rotatorio.

David Garcia Redondo, 2017, Desarrollo Del Prototipo Virtual De Un Gato Hidráulico, Simulación Dinámica y Análisis Por Elementos Finitos.

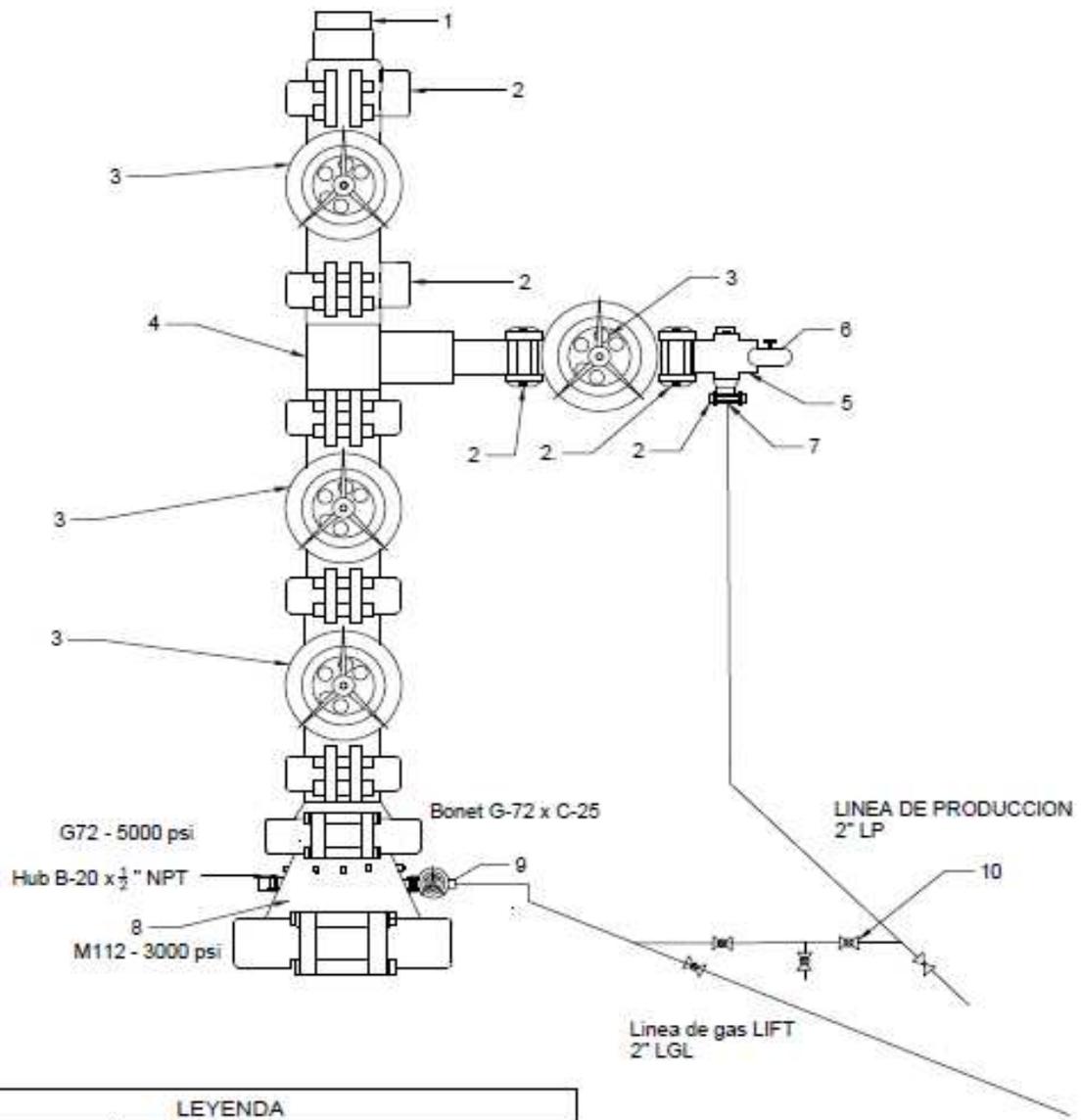
Ramiro Javier Araujo Cevallos, octubre de 2015, Diseño de gato mecánico para el análisis de manufactura y producción nacional enfocado a la comunicación en los modelos Aveo y Sail

ANEXOS

ANEXO A

ARREGLO SUPERFICIAL DEL POZO COLPA-41

**ESTADO SUPERFICIAL
POZO CLP-41**



LEYENDA

1	Tapón ciego 2 $\frac{3}{8}$ " 8RD ;Hub B-20 x 2 $\frac{3}{8}$ " 8RD
2	Grampa + anilla B-20
3	Válv. Esclusa 2 /8" xB-20
4	Tee Grayloc B-20x B-20
5	Portachoque B-20 x B-20
6	Válv. Aguja $\frac{3}{4}$ " NPT
7	Hub B-20 x2" LP
8	Tubing Hed M-112 x G-72
9	Válv. Escl. 2 $\frac{3}{8}$ " x B-20
10	Válv. Esfér. 2"-1500 psi

ANEXO B

ARREGLO SUB-SUPERFICIAL DEL POZO

COLPA-41

ESTADO SUB-SUPERFICIAL POZO CLP-41

PCP= 4.69

Punzados en Produccion Reservorio	Profundidad	
	Tope	Base
Taiguati M	2483.5	2488.4

Entubacion del Pozo

Cañeria Guia

Diametro	# / pie
Grado	metros
Prof. Zapato	

Cañeria Intermedia

Diametro	9 5/8"
Grado	
Peso	36 # / pie
Prof. Zapato	606.0 metros

Cañeria de Produccion

Diametro	5 1/2"	
Grado	J-55	
Peso	17	# / pie
Prof. Zapato	2850.20	metros

Tapones y otros accesorios

Descripcion	Profundidad (metros)	Observaciones
TM	2490.30	
TM	2768.70	
PCK	2791.40	
TM	2801.10	

