

	<b>GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS</b>						  
	<b>CARTA DE AUTORIZACIÓN</b>						
<b>CÓDIGO</b>	<b>AP-BIB-FO-06</b>	<b>VERSIÓN</b>	<b>1</b>	<b>VIGENCIA</b>	<b>2014</b>	<b>PÁGINA</b>	<b>1 de 2</b>

Neiva, 3 FEBRERO DEL 2015

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

CAMILO ANDRES PELAEZ MONJE, con C.C. No. 1.075.248.063,  
CAMILO HERNANDO MOSQUERA RODRIGUEZ, con C.C. No. 1.075.253.298,  
\_\_\_\_\_, con C.C. No. \_\_\_\_\_,  
\_\_\_\_\_, con C.C. No. \_\_\_\_\_,

autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado o \_\_\_\_\_

titulado LISTA PROGRAMADA DE PROCEDIMIENTOS Y REQUERIMIENTOS PARA EL MANTENIMIENTO Y REACONDICIONAMIENTO DE POZOS – VARISUR S.A.S. -

presentado y aprobado en el año 2015 como requisito para optar al título de

INGENIERO DE PETROLEOS;

autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.

- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.

	<b>GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS</b>					  	
	<b>CARTA DE AUTORIZACIÓN</b>						
<b>CÓDIGO</b>	<b>AP-BIB-FO-06</b>	<b>VERSIÓN</b>	<b>1</b>	<b>VIGENCIA</b>	<b>2014</b>	<b>PÁGINA</b>	<b>2 de 2</b>

- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores”, los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:  
 Firma:  \_\_\_\_\_

EL AUTOR/ESTUDIANTE:  
 Firma:  \_\_\_\_\_

EL AUTOR/ESTUDIANTE:  
 Firma: \_\_\_\_\_

EL AUTOR/ESTUDIANTE:  
 Firma: \_\_\_\_\_

	<b>GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS</b>						  
	<b>DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO</b>						
<b>CÓDIGO</b>	<b>AP-BIB-FO-07</b>	<b>VERSIÓN</b>	<b>1</b>	<b>VIGENCIA</b>	<b>2014</b>	<b>PÁGINA</b>	<b>1 de 3</b>

**TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO:** LISTA PROGRAMADA DE PROCEDIMIENTOS Y REQUERIMIENTOS PARA EL MANTENIMIENTO Y REACONDICIONAMIENTO DE POZOS - VARISUR S.A.S. -

**AUTOR O AUTORES:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Mosquera Rodríguez	Camilo Hernando
Peláez Monje	Camilo Andrés

**DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Aranda Aranda	Ervin

**ASESOR (ES):**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Roa	Jose Miller

**PARA OPTAR AL TÍTULO DE:** Ingeniero De Petróleos

**FACULTAD:** Ingeniería

**PROGRAMA O POSGRADO:**

**CIUDAD:** Neiva - Huila    **AÑO DE PRESENTACIÓN:** 2015    **NÚMERO DE PÁGINAS:** 168

	<b>GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS</b>					  	
	<b>DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO</b>						
<b>CÓDIGO</b>	<b>AP-BIB-FO-07</b>	<b>VERSIÓN</b>	<b>1</b>	<b>VIGENCIA</b>	<b>2014</b>	<b>PÁGINA</b>	<b>2 de 3</b>

**TIPO DE ILUSTRACIONES** (Marcar con una **X**):

Diagramas X Fotografías X Grabaciones en discos \_\_\_ Ilustraciones en general X Grabados \_\_\_ Láminas \_\_\_  
 Litografías \_\_\_ Mapas \_\_\_ Música impresa \_\_\_ Planos \_\_\_ Retratos \_\_\_ Sin ilustraciones \_\_\_ Tablas o  
 Cuadros X

**SOFTWARE** requerido y/o especializado para la lectura del documento:

**MATERIAL ANEXO:**

**PREMIO O DISTINCIÓN** (En caso de ser LAUREADAS o Meritoria):

**PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:**

	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>		<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1.	<u>Lista</u>	<u>List</u>	6.	<u>Cambio De Bomba</u>	<u>Pump Change</u>
2.	<u>Mantenimiento</u>	<u>Maintenance</u>	7.	<u>Completamiento</u>	<u>Completion</u>
3.	<u>Workover</u>	<u>Workover</u>	8.	<u>Cañoneo</u>	<u>Perforating</u>
4.	<u>Pozos</u>	<u>Wells</u>	9.	<u>Procedimientos</u>	<u>Procedures</u>
5.	<u>Limpieza De Arenas</u>	<u>Sands Cleaning</u>	10.	<u>Equipos</u>	<u>Equipments</u>

**RESUMEN DEL CONTENIDO:** (Máximo 250 palabras)

En el frecuente uso de los servicios de mantenimiento y reacondicionamiento de pozos, es de vital importancia hacer un control riguroso y una supervisión permanente para un adecuado funcionamiento y eficiencia del mismo. Como bien ya sabemos, estos servicios a pozos se llevan a cabo cuando se presentan en estos ciertos requerimientos y/o problemas que impidan el buen funcionamiento del mismo o son afectados en su funcionamiento por factores operacionales. En el departamento del Huila y Tolima, usualmente estos servicios de mantenimiento y reacondicionamiento de pozos son prestados por la empresa VARISUR S.A.S, que es donde enfocamos la investigación de nuestro trabajo.

Para cumplir los objetivos operacionales de servicio se creó una lista programada de procedimientos y requerimientos para servicios de mantenimiento y reacondicionamiento de pozos, de esta forma el operario estará informado sobre cuándo, dónde y cómo realizar su labor, mejorando el servicio a pozo, ahorrando tiempo, y por sobre todo, reduciendo

	<b>GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS</b>						  
	<b>DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO</b>						
<b>CÓDIGO</b>	<b>AP-BIB-FO-07</b>	<b>VERSIÓN</b>	<b>1</b>	<b>VIGENCIA</b>	<b>2014</b>	<b>PÁGINA</b>	<b>3 de 3</b>

gastos en la operación. La eficiencia radica en que la aplicación de esta lista es práctica y de bajo costo, ya que al ser manipulada por los operarios, mejoran el control de cada trabajo, generando menos paradas de equipos, y por consiguiente menos paradas de producción, es decir, la relación costo-beneficio será más significativa incrementando la rentabilidad durante los servicios a realizar.

**ABSTRACT:** (Máximo 250 palabras)

In the frequent use of maintenance and reconditioning services of wells, it is important to do a hard control and a permanent supervision for an adequate working and efficiency of itself. As well we know these services take place when well presents some requirements or problems that inhibit the working of it or when it is affected by operational factors. In the departments of Huila and Tolima, usually this maintenance and reconditioning service is provided for the company VARISUR S.A.S, which is where we focus our investigation.

To satisfy the services' operational targets was created a schedule list of procedures and requirements to services of maintenance and reconditioning of wells, thus the operator will be informed about where, when and how do his labor, improving service to well, saving time, and above all, reducing expenses in the operation. The efficiency is in that application of this list is practice and cheap, because when is manipulated by operators, they improve the control in each work, generating less stops in equipments and therefore less stops in production, that is to say, the relation cost-benefit will be more significant, increasing profitability during services to do.

**APROBACION DE LA TESIS .**

Nombre Presidente Jurado:

Firma:

Nombre Jurado: *CONSTANZA VARGAS CASTELLANOS*

Firma: *Constanza Vargas Castellanos*

Nombre Jurado: *Luis Humberto Ordez*

Firma:

*Luis Humberto Ordez*



LISTA PROGRAMADA DE PROCEDIMIENTOS Y REQUERIMIENTOS PARA EL  
REACONDICIONAMIENTO Y MANTENIMIENTO DE POZOS  
- VARISUR S.A.S. -

CAMILO ANDRES PELAEZ MONJE  
CAMILO HERNANDO MOSQUERA RODRIGUEZ

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE PETRÓLEOS  
NEIVA - HUILA  
2015

LISTA PROGRAMADA DE PROCEDIMIENTOS Y REQUERIMIENTOS PARA EL  
REACONDICIONAMIENTO Y MANTENIMIENTO DE POZOS  
- VARISUR S.A.S. -

CAMILO ANDRES PELAEZ MONJE  
CAMILO HERNANDO MOSQUERA RODRIGUEZ

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero de  
Petróleos

Asesores:

Ing. JOSE MILLER ROA  
VARISUR S.A.S

Ing. ERVIN ARANDA ARANDA  
UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE PETRÓLEOS  
NEIVA - HUILA  
2015

**Nota de aceptación:**

-----  
-----  
-----  
-----  
-----

-----  
Firma del presidente del jurado

*Asistente Vargas Castellanos*  
-----  
Firma del jurado

*[Handwritten signature]*  
-----  
Firma del jurado

Neiva, Febrero del 2015.

## DEDICATORIA

*A Mis Padres Horacio A. Peláez y Clara I. Monje por su apoyo incondicional a lo largo del transcurso de toda mi carrera, por compartir su fortaleza y sabiduría, por guiarme y tender de su mano en momentos difíciles y enseñarme la importancia que tiene que es crear y lograr de objetivos y metas la vida.*

*A mis hermanos Andrea C. Peláez y Sebastián F. Peláez por su apoyo de un modo u otro.*

*A las familias Mosquera Rodríguez, Mosquera Cruz, Andrade Pérez por ser parte de mi formación, por sus grandes atenciones en sus respectivos hogares y de su apoyo.*

*A mi compañero Camilo H. Mosquera por su apoyo, comprensión, dedicación, atención, amistad y trabajo en conjunto durante todo este proceso y etapa de aprendizaje que es la realización de esta carrera.*

Camilo Andrés

*A Dios; por permitir culminar un ciclo satisfactoriamente y permitirme adquirir las fuerzas y voluntad necesaria para terminar este proceso además de brindarme las herramientas para lograrlo.*

*A mis padres Hernando y Sonia; sin ellos nada de estos hubiera sido posible. Gracias por su voluntad en ayudarme a terminar este proceso, por su paciencia, por cada palabra de consuelo y apoyo, por el tiempo dedicado y la paciencia involucrada en cada movimiento de mi vida.*

*A mis hermanas Angélica, Mónica y María José; siempre han sido un motor de búsqueda, de impulso, de ejemplo para seguir adelante con ese deber de aprender cualquier cosa que la vida nos depara.*

*A mi novia Tania; siempre ha estado ahí cuando la he necesitado, gracias por sus consejos y sus palabras de apoyo en momento de caer. Gracias por su sentimiento y sus enseñanzas de querer seguir adelante sin importar las dificultades. Gracias por enseñarme a ser más fuerte.*

*A mis compañeros Oliver, Diego y Camilo; por ser tan consecuente con su amistad, por sus ratos de alegría, de peleas, por esas horas y horas de estudio. Gracias sus familias, por apoyar cada etapa de estudio, por aguantar nuestras traspasos y por tantos litros de tinto llenos de ese valor y fuerza que solo unos padres pueden dar a sus hijos.*

Camilo Hernando

## **AGRADECIMIENTOS**

Los más sinceros agradecimientos a:

Al Ingeniero Ervin Aranda Aranda, director de tesis, que mediante sus conocimientos y experiencias generaron de una guía valiosa para poder lograr de este objetivo.

Al Ingeniero Miller Roa, por su asesoría, guía incondicional, y por compartir información y conocimiento para la realización de la tesis.

A Varisur S.A.S, por permitirnos realizar de la tesis, compartir información y permitirnos representarlos mediante esta tesis.

A todos y cada uno de los docentes de la Universidad Surcolombiana que han formado parte de nuestra formación académica y ética que mediante su sabiduría, conocimientos, hicieron posible la culminación de una etapa, un objetivo, una meta de la vida, ser profesionales.

A todos mil gracias...

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. JUSTIFICACION	18
2. OBJETIVOS	19
2.1 OBJETIVOS GENERALES	19
2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS	19
3. GENERALIDADES	20
3.1 VARISUR S.A.S.	20
3.1.1 Reseña histórica	20
3.1.2 Misión	20
3.1.3 Visión	21
3.1.4 Equipos	21
3.1.5 Gestión de HSEQ	24
3.1.6 Políticas HSEQ	25
3.1.7 Mejoramiento continuo	30
3.2 WORKOVER	30
3.2.1 Acumulación de sólidos	32
3.2.2 Acumulación de parafinas	32
3.2.3 Exclusión de arenas	33
3.2.3.1 Liners ranurados o mallas	34
3.2.3.2 Empaquetamiento con grava o arena	34
3.2.4 CAÑONEO o RE-CAÑONEO	38
3.2.4.1. Técnicas de cañoneo	39
3.2.5. PRUEBA DEL REVESTIMIENTO CASING LEAK-OFF	42
3.2.6 REPARACIÓN DE COLAPSOS	43
3.2.6.1 Tipos de reparación por colapso	43
3.2.7 OPERACIONES DE PESCA DE CABLE (WIRE-LINE)	44
3.2.7.1 Herramientas	45
3.2.8 PRUEBAS DST DE POZOS	46
3.2.8.1 Tipos de pruebas de presión	48

	Pág.	
3.2.8.2	Diseño	51
3.2.9	SWABEO (ACHICAMIENTO)	52
3.2.9.1	Herramientas convencionales	54
3.2.9.2	Ensamble de herramientas	54
3.2.9.3	Problemas operativos	57
3.2.10	ACIDIFICACIÓN	57
3.2.10.1	Tipos de daño de formación	59
3.2.10.2	Fuentes del daño de formación	61
3.2.10.3	Reconocimiento y proceso de selección del candidato por tratamiento	61
3.2.10.4	Tipos de acidificación	62
3.2.10.5	PROCEDIMIENTO OPERACIONAL	65
3.2.11	FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	66
3.2.11.1	Generación de fractura	68
3.2.11.2	Orientación de la fractura	69
3.2.11.3	Aspectos a considerar en un fracturamiento	70
3.2.12	CORRIDA Y CEMENTACIÓN DE LINERS	73
3.2.12.1	Funciones de un revestidor	73
3.2.12.2	Esfuerzos a los que se somete el revestidor	74
3.2.12.3	Cementación de un revestidor	74
3.2.12.4	Planificación de una cementación	74
3.2.13	SQUEEZE	75
3.2.14	CAMBIOS DE BOMBAS DE SUB SUELO, VÁLVULAS DE GAS LIFT, VARILLAS	76
4.	REALIZACIÓN DE LA LISTA	77
4.1	REQUERIMIENTOS DE EQUIPOS	77
4.2	DISPOSICION DE EQUIPOS VARISUR S.A.S., MODELO EQUIPO "TIPO".	78
4.3	HOJA DE VIDA UNIDAD "TIPO" – VARISUR S.A.S.	92
5	PROCEDIMIENTOS Y LISTAS DE EQUIPOS REQUERIDOS PARA TRABAJOS "TIPO" USADOS EN EL MANTENIMIENTO Y REACONDICIONAMIENTO DE POZOS, VARISUR S.A.S	106
5.1	METODOLOGIA	107
5.1.1	RECOLECCION Y PROCESAMIENTO DE INFORMACION	107
5.1.2	FINALIZACION DE LISTAS	108

		Pág.
5.2	LIMPIEZA DE ARENAS POR CIRCULACIÓN	110
5.3	CAMBIO BOMBA PCP A ESP	116
5.4	CAÑONEO	121
5.5	COMPLETAMIENTO	132
6.	CONCLUSIONES	137
7.	RECOMENDACIONES	138
	BIBLIOGRAFIA	139
	ANEXOS	141

## LISTA DE TABLAS

		Pág.
Tabla 1	Tipos de pruebas DST según tipo de pozo	48
Tabla 2	Tabla de requerimientos de nivel de fluido y profundidad según número de viajes y altura del líquido del tanque	56
Tabla 3	Lista de requerimientos para limpieza de arenas por circulación	115
Tabla 4	Lista de requerimientos para el cambio de bomba PCP a ESP	120
Tabla 5	Lista de requerimientos para cañoneo	130
Tabla 6	Lista de requerimientos para el completamiento de un pozo	135

## LISTA DE ILUSTRACIONES

		Pág.
Ilustración 1	EQUIPO: RIG-018	94
Ilustración 2	EQUIPO: BOM-L-018	95
Ilustración 3	TK-M-R82364	95
Ilustración 4	UF-003	96
Ilustración 5	MR-018	97
Ilustración 6	EQUIPO: ACUM-015	98
Ilustración 7	EQUIPO: PLA-E-036	99
Ilustración 8	EQUIPO: PLA-E-037	100
Ilustración 9	EQUIPO: PB-015	101
Ilustración 10	EQUIPO: LLA-HT-017	102
Ilustración 11	EQUIPO: LLA-HV-014	103
Ilustración 12	EQUIPO: BOP-041/042	103
Ilustración 13	EQUIPO: ANU-018	104
Ilustración 14	EQUIPO: TI-014	105
Ilustración 15	C-S21176	105
Ilustración 16	C-S21198	106

## LISTA DE DIAGRAMAS

		Pág.
Diagrama 1	Diagrama de flujo de pautas para la realización del proyecto	109
Diagrama 2	Diagrama de flujo para el procedimiento de un lavado de arenas	112
Diagrama 3	Diagrama de flujo de un procedimiento para el cambio de bomba PCP a ESP	118
Diagrama 4	Diagrama de flujo para el procedimiento de un cañoneo	125
Diagrama 5	Diagrama de flujo para el procedimiento del completamiento de un pozo	133

## LISTA DE ANEXOS

	Pág.	
Anexo A	Relación de equipos y herramientas mínimos de mantenimiento de pozos PETROLEROS ECOPETROL S.A. para un equipo de 550 HP	142
Anexo B	LAYOUT "TIPO" – VARISUR S.A.S.	163
Anexo C	Especificaciones unidad básica FALCON SR-550	164

## RESUMEN

En el siguiente documento al ver el uso o empleo frecuente de equipos y herramientas para la práctica técnica de la extracción de hidrocarburos realizada por la industria petrolera en la exploración, perforación, extracción, refinación y comercialización de estos, es de vital importancia hacer permanente mantenimiento y control para un adecuado funcionamiento. Los servicios de mantenimiento y reacondicionamiento de pozos son prestados por la empresa VARISUR S.A.S. usualmente en el departamento del Huila y Tolima, que es donde enfocamos la investigación de nuestro trabajo.

El servicio de mantenimiento se lleva a cabo por ejemplo, cuando se presentan en el pozo ciertos requerimientos y problemas que impidan el buen funcionamiento de este, es decir, cuando la adecuación del pozo es insuficiente para la ejecución manual del mismo; problemas como pegas de tubería, pesca de tubería, implementación de nuevos sistemas de levantamiento, o cuando los BHA's (equipos de fondo de pozo) son afectados en su funcionamiento debido a factores operacionales como corrosión, incrustaciones, rompimientos, entre otras, al punto que la integridad del pozo es perjudicada, lo que ocasiona decaimiento de la producción del mismo, inclusive en muchos casos, llegando a cero.

En la lista programada de requerimientos para el mantenimiento y reacondicionamiento de pozos que se planteó, se hace énfasis en la responsabilidad que poseen los operadores de sus activos respecto a su manutención y operación, puesto que son los encargados de las operaciones rutinarias como la revisión de variables de operación (presión, niveles de fluido, peso, velocidad, entre otros), lubricación y reporte oportuno de anomalías a los especialistas de mantenimiento.

Para comenzar, se tuvo una buena historia de producción de los pozos a los cuales VARISUR S.A.S. intervino en trabajos de mantenimiento y reacondicionamiento. Usando este histórico, se diseñó una manera de realizar el trabajo de una forma lógica y tratando siempre de ahorrar al máximo el tiempo de equipo necesario para dichas operaciones y de este modo minimizar costos. Así, se proyecta una manera práctica de procedimientos programados para el mantenimiento y reacondicionamiento de los pozos en general, específicamente en labores operacionales rutinarias, para que éstas se realicen de manera adecuada y eficiente, tanto para el operador, como para el contratista.

Para cumplir los objetivos operacionales de servicio, se creó una lista programada de requerimientos para servicios de mantenimiento y reacondicionamiento de pozos y optimización de la producción por levantamiento artificial, incluyendo una serie de lineamientos, en donde se especifican las herramientas a utilizar, labores rutinarias a realizar y el tiempo programado en el cual sería óptima su ejecución; de esta forma el operario estará informado sobre cuándo, dónde y cómo realizar su labor, mejorando el servicio, ahorrando tiempo, y por sobre todo, reduciendo gastos en la operación.

Elaborado de esta forma, el proyecto da como resultado una mejoría en el control de equipos a solicitar al versen optimizados todos los procesos en un servicio; la eficiencia radica en que la aplicación y uso de esta lista programada es práctica y de bajo costo, luego de que sea realizada por los operadores, mejorando su control, generando paradas de equipos, y por consiguiente días de producción, es decir, la relación costo-beneficio será más significativa incrementando la rentabilidad durante los servicios a realizar.

Palabras Claves. Lista, mantenimiento, Workover, pozos, limpieza de arena, cambio de bomba, completamiento, cañoneo, procedimientos y equipos.

## ABSTRACT

In the next document at to see frequent use of equipment and tools in the technical practice of oil extraction did it by petroleum company in exploration, drilling, extraction, refinement and merchandising of oil, is important to do a maintenance and control permanent to a suitable working. Services of maintenance and reconditioning of wells are provided by VARISIR S.A.S in department of Huila and Tolima usually, which is where we focus our investigation.

Services of maintenance is take for example, when a well present some requirements and problem which inhibit the good working of it, take is to say, when the state of well is insufficient to be executed manually, problem such as pipe hit, fishes, new artificial lift systems or when BHA (Bottom Hole assembled) is affected in its working by operational factors such as corrosion, incrustations, outbreak, inter, to the point that well's integrity is impaired, which causes decrease of production, even lead it at zero.

In the schedule list of procedures and requirements for maintenance and reconditioning o wells which is propose next, is focus in the responsibility that operators have respect to its support and operation, being as they are attendant of operations, equipments checking, and report of fails on them or in well.

Firstly, we had a good record of production in wells which VARISUR S.A.S did maintenance and reconditioning works. Using these records, we design a way to do the work in a logical way and trying to save the maximum time of equipment needs in each operation and in this way decrease costs.

To satisfy operational targets of services, we made a schedule list of procedures and requirements for maintenance and reconditioning services of wells which includes a series of guidelines where is specified tools to use, labors to do and the time to do each labor. In this way, operator will be informed about where, when and how to do his labor, improving the service, saving time and decreasing costs. The project results a improving in control of equipment to solicit, efficiency begin in that application and use of this list is practice and cheap.

Keywords. List, maintenance, workover, wells, sands cleaning, pumps change, completion, perforating, procedures, equipments.

## INTRODUCCIÓN

En el uso o empleo de equipos y herramientas para la práctica técnica de la extracción de hidrocarburos frecuentemente realizada por la industria petrolera en la exploración, perforación, extracción, refinación y comercialización de estos, es de vital importancia hacer permanente mantenimiento y control para un adecuado funcionamiento. Los servicios de mantenimiento o workover son usados por la industria petrolera para encargarse de realizar dicha labor.

Respecto a la elaboración de una técnica exacta para el mantenimiento y reacondicionamiento de pozos, existen varios factores a considerar. Para esto, los departamentos de perforación y producción elaboran un plan detallado para cada etapa del proceso que se esté realizando con el fin de optimizar la labor, teniendo como prioridad la seguridad industrial, los daños ambientales y costos. Estos planes son diseñados con fines de prevenir y ahorrar en pérdidas, ya sean de tipo económico, temporal, técnico frente a la productividad del pozo y ambiental.

Por lo anterior, es necesario que las técnicas realizadas durante dichas operaciones se ajusten a una serie de lineamientos operacionales, cuya finalidad es prevenir, economizar y optimizar las pérdidas en diferentes procesos, evaluando y corrigiendo el deterioro por operación y condicionamiento de los equipos, atendiendo a lo estipulado en los protocolos internacionales para la estabilidad mecánica de los mismos.

En base a ello, se establecen de manera práctica procedimientos programados de mantenimiento y reacondicionamiento del pozo de forma confiable y eficiente para todos los equipos involucrados en las técnicas de extracción de hidrocarburos, para así tener un control accesible y ordenado ante la posibilidad de estar ejecutando este servicio. Asimismo, se requiere la capacitación constante del personal involucrado en el servicio de mantenimiento y del cual depende la correcta ejecución para minimizar los casos que pueden causar daños a los operadores, al ambiente y al equipo en sí.

De este modo el objetivo se centra en la organización y desarrollo de una lista programada de procedimientos y requerimientos para el mantenimiento y reacondicionamiento de pozos, organizada en base a la prioridad de los equipos a utilizar y el tipo de operación a realizar, siempre referenciándose en los procedimientos del tipo de servicio de workover a desplegar para una mayor optimización operacional, lo que nos lleva a un incremento en la eficiencia.

## 1. JUSTIFICACION

Durante los últimos años las grandes compañías, especialmente en el sector de hidrocarburos, han enfocado su atención hacia el modelo de decisión “costo-riesgo” debido a que este permite comparar el costo laboral a una acción de mantenimiento contra el nivel de reducción de riesgo o mejora en el desempeño debido a dicha acción; en otras palabras, el modelo permite saber “cuanto obtengo por lo que gasto”.

De acuerdo a este modelo, es de suma importancia una buena gestión de activos debido a que el costo del mantenimiento según políticas de la empresa no debe superar el 12% de la facturación de la compañía. De esta forma se establece el presupuesto y la selección del personal idóneo para la operación y mantenimiento de los mismos; garantizando así, la relación costo-beneficio, la integridad mecánica y la operación adecuada de los equipos.

Este trabajo se realiza entonces, con la finalidad de mejorar y establecer una vanguardia en las variables globales económicas y productivas, convirtiéndolo en un eje fundamental de la efectividad en una operación de workover.

El énfasis fundamental en este proyecto es establecer un método más sencillo de seguimiento controlado de la operación de mantenimiento mediante el planteamiento de una lista programada de requerimientos que permitirá una revisión estrictamente organizada sobre los equipos a usar, creando un registro de utilidad, de modo que se podrán almacenar en una base de datos de la operación, equipos y/o herramientas que hagan parte durante un servicio.

Elaborado de esta forma, el proyecto da como resultado una mejoría en dicha relación costo-beneficio al versen optimizados todos los procesos en un servicio; la eficiencia radica en que la aplicación y uso de esta lista programada es práctica y de bajo costo, luego de que sea realizada por los operadores, mejorando su control, generando paradas de equipos, y por consiguiente días de producción, es decir, la relación costo-beneficio será más significativa incrementando la rentabilidad durante los servicios a realizar.

## 2. OBJETIVOS

### 2.1 OBJETIVOS GENERALES

Elaborar una lista programada de requerimientos para el mantenimiento y reacondicionamiento de pozos para su cuidado y optimización operacional.

### 2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

Recopilar información de guías de procedimientos empleadas por la empresa de mantenimiento VARISUR S.A.S en servicios de completamiento, mantenimiento y reacondicionamiento en producción de pozos productores de hidrocarburos hasta la fecha.

Evaluar paso a paso los procedimientos para así identificar los puntos críticos donde se pueda ver efectuado con más certeza los planes de mantenimiento.

Establecer lineamientos para la aplicación de los procesos de mantenimiento y reacondicionamiento en las operaciones de completamiento, y optimización de sistemas de levantamiento artificial.

Realizar visitas semanales como aparecen programadas en el cronograma, a un equipo de servicio en BASE VARISUR S.A., identificando los principales equipos y herramientas empleadas en el desarrollo de un mantenimiento de pozos y así lograr un reconocimiento sobre el programa efectuados en las diferentes operaciones realizadas por dicha empresa.

Identificar y enlistar los resultados obtenidos de las visitas, creando la base de la lista de requerimientos, en cuanto a los diferentes equipos y herramientas necesarias en una operación de workover.

Organizar toda la información obtenida en una lista programada de requerimientos para el mantenimiento y reacondicionamiento de pozos, organizada cronológicamente basados en la prioridad de los equipos a utilizar y el tiempo de duración de la misma para todos los procedimientos en un servicio de workover.

### 3. GENERALIDADES

#### 3.1 VARISUR S.A.S.

##### 3.1.1 Reseña histórica.

Creada el 3 de marzo de 1986, por iniciativa del Ingeniero CARLOS ONOFRE PINZON SIERRA.

Egresado en el año de 1.960, de la facultad de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander, con más de 25 años de experiencia en las actividades de perforación, mantenimiento y reacondicionamiento de pozos de petróleo, orientó sus esfuerzos a la creación de una empresa de origen nacional, con capacidades humanas, técnicas y financieras, capaz de competir en un mercado hasta entonces controlado por firmas extranjeras.

Con la adquisición de un equipo básico para el mantenimiento de pozos de petróleo, marca FRANK 33, con capacidad de 48.000 libras, se iniciaron las actividades de varilleo en los pozos de la Asociación DINA 540, operada por la empresa HOCOL S. A., generando empleo directo a 12 personas e iniciando un proceso de consolidación y crecimiento en la industria.

Con 16 frentes de trabajo con capacidades entre 48.000 y 275.000 libras de tensión y una nómina que supera los 400 trabajadores, VARISUR S.A.S. atiende actualmente las necesidades que en materia de mantenimiento y reacondicionamiento de pozos de petróleo, demandan en los Departamentos del Huila y Tolima, Operadoras tales como HOCOL S. A., PETROBRAS INTERNATIONAL B.V., PETROBRAS COLOMBIA LIMITED y ECOPETROL S. A. entre otras.

3.1.2 Misión. VARISUR S.A.S. presta los servicios de Completamiento, Mantenimiento y Reacondicionamiento de Pozos de PETRÓLEO, GAS y AGUA, cumpliendo con los requerimientos de los clientes, desarrollando nuestros Procesos con Personal Competente que contribuya a lograr alcanzar bienestar y desarrollo de la organización, empleados, comunidades y ambiente, generando un beneficio económico apropiado para los socios a través de la transparencia, sostenibilidad, responsabilidad, confianza y trabajo en equipo.

3.1.3 Visión. VARISUR S.A.S. estará posicionada en el año 2016 como una alternativa confiable en el sector de Hidrocarburos a nivel nacional, siendo reconocidos por la prestación de nuestros servicios bajo Estándares de Calidad, Gestión de Seguridad, Salud Ocupacional, Medio Ambiente y Talento Humano altamente capacitado, satisfaciendo las necesidades de nuestros clientes internos y externos que contribuya al crecimiento de la organización a través de la transparencia, sostenibilidad, responsabilidad, confianza y trabajo en equipo.

### 3.1.4 Equipos



<b>EQUIPO</b>	VARISUR-0
<b>MARCA</b>	FRANK-33
<b>MODELO</b>	F-33
<b>ALTURA Y CAPACIDAD DE LA TORRE</b>	54 PIES/ 48.000 LIBRAS
<b>POTENCIA</b>	120 HP



<b>EQUIPO</b>	VARISUR-1
<b>MARCA</b>	IDECO
<b>MODELO</b>	H-35
<b>ALTURA Y CAPACIDAD DE LA TORRE</b>	96 PIES / 180.000 LIBRAS
<b>POTENCIA</b>	350 HP



<b>EQUIPO</b>	VARISUR-2
<b>MARCA</b>	PEMCO
<b>MODELO</b>	2020
<b>ALTURA Y CAPACIDAD DE LA TORRE</b>	96 PIES / 205.000 LIBRAS
<b>POTENCIA</b>	380 HP



<b>EQUIPO</b>	VARISUR-4
<b>MARCA</b>	IDECO
<b>MODELO</b>	H-35
<b>ALTURA Y CAPACIDAD DE LA TORRE</b>	96 PIES / 212.000
<b>POTENCIA</b>	350 HP



**EQUIPO** VARISUR-5  
**MARCA** COOPER  
**MODELO** 350  
**ALTURA Y CAPACIDAD DE LA TORRE** 96 PIES / 200.000 LIBRAS  
**POTENCIA** 350 HP



**EQUIPO** VARISUR-6  
**MARCA** IDECO  
**MODELO** H-37  
**ALTURA Y CAPACIDAD DE LA TORRE** 104 PIES / 270.000 LIBRAS  
**POTENCIA** 420 HP



**EQUIPO** VARISUR-7  
**MARCA** IDECO  
**MODELO** H-35  
**ALTURA Y CAPACIDAD DE LA TORRE** 96 PIES / 180.000 LIBRAS  
**POTENCIA** 350 HP



**EQUIPO** VARISUR-8  
**MARCA** FRANK  
**MODELO** 300  
**ALTURA Y CAPACIDAD DE LA TORRE** 96 PIES / 180.000 LIBRAS  
**POTENCIA** 350 HP



**EQUIPO** VARISUR-9  
**MARCA** IDECO  
**MODELO** H-35  
**ALTURA Y CAPACIDAD DE LA TORRE** 96 PIES / 180.000 LIBRAS  
**POTENCIA** 350 HP



**EQUIPO** VARISUR-10  
**MARCA** IDECO  
**MODELO** H-35  
**ALTURA Y CAPACIDAD DE LA TORRE** 96 PIES / 180.000 PIES  
**POTENCIA** 350 HP



**EQUIPO** VARISUR-11  
**MARCA** FRANK  
**MODELO** 200  
**ALTURA Y CAPACIDAD DE LA TORRE** 72 PIES / 140.000 LIBRAS  
**POTENCIA** 280 HP



**EQUIPO** VARISUR-12  
**MARCA** FALCON  
**MODELO** SR550  
**ALTURA Y CAPACIDAD DE LA TORRE** 104 PIES / 275.000 LIBRAS  
**POTENCIA** 550 HP



**EQUIPO** VARISUR-14  
**MARCA** FALCON  
**MODELO** SR400  
**ALTURA Y CAPACIDAD DE LA TORRE** 96 PIES / 112.000 LIBRAS  
**POTENCIA** 460 HP



**EQUIPO** VARISUR-15  
**MARCA** IDECO  
**MODELO** H35  
**ALTURA Y CAPACIDAD DE LA TORRE** 96 PIES / 115.000 LIBRAS  
**POTENCIA** 400 HP



**EQUIPO** VARISUR-16  
**MARCA** FALCON  
**MODELO** SR400  
**ALTURA Y CAPACIDAD DE LA TORRE** 96 PIES / 112.000 LIBRAS  
**POTENCIA** 460 HP



**EQUIPO** VARISUR-17  
**MARCA** FALCON  
**MODELO** SR675  
**ALTURA Y CAPACIDAD DE LA TORRE** 104 PIES / 300.000 LIBRAS  
**POTENCIA** 675 HP



<b>EQUIPO</b>	VARISUR-18
<b>MARCA</b>	FALCON
<b>MODELO</b>	SR550
<b>ALTURA Y CAPACIDAD DE LA TORRE</b>	104 PIES / 275.000 LIBRAS
<b>POTENCIA</b>	550 HP

### 3.1.5 Gestión de HSEQ

Gestión de calidad. Nuestros Sistemas de Gestión, manual de calidad, políticas, procedimientos y sistemas son sometidos a revisiones y cambios con regularidad.

Además, desarrollamos y revisamos de forma constante nuestros objetivos de calidad para mejorar nuestros servicios. El camino a la excelencia de **VARISUR S.A.S.** está básicamente fundamentada en los siguientes criterios:

- Organización enfocada al Cliente.
- Liderazgo.
- Participación de todo el personal.
- Calidad de los procesos.
- Mejora continua.
- Enfoque objetivo hacia la toma de decisiones.
- Relaciones mutuamente benéficas con nuestros proveedores.

Medio ambientes. Somos responsables ante nuestros empleados, clientes y el medio ambiente de minimizar el impacto que nuestras actividades puedan tener sobre ellos.

Para alcanzar este objetivo, nuestros directivos y nuestro personal trabajan juntos para identificar las actividades de nuestra organización que puedan tener una influencia negativa sobre el medio ambiente.

Programas claves de acción en Medio Ambiente:

- Gestión Integral de Residuos Sólidos.
- Optimización y uso eficiente de los recursos.
- Prevención y control de derrames.

- Presión sonora.
- Orden y aseo.

Salud ocupacional y Seguridad industrial. Hemos adquirido el compromiso de ofrecer un entorno laboral seguro y sano para nuestros trabajadores, contratistas, clientes y visitantes; para ello, identificamos y reducimos riesgos en todo tipo de actividades laborales que puedan desembocar en lesiones, enfermedades, daños materiales, incendios o fallas de seguridad.

Este compromiso nos lleva a garantizar que nuestras operaciones no impliquen riesgos de lesiones, enfermedades o daños materiales para la población. Ofrecemos información, instrucción, formación y supervisión a trabajadores, contratistas y clientes para que puedan comprender mejor los riesgos en el centro de trabajo, como por ejemplo prácticas laborales seguras y preparación ante emergencias.

Nuestro objetivo es animar a los trabajadores a que desarrollen comportamientos e iniciativas que contribuyan a crear un entorno laboral mejor y más seguro a todos los niveles de la organización.

Aspiramos a establecer unos objetivos desafiantes, y controlamos y revisamos regularmente los progresos para garantizar la mejora continua de nuestro rendimiento a nivel de seguridad y salud ocupacional.

### 3.1.6 Políticas HSEQ

Política de responsabilidad integral. VARISUR S.A.S. presta los servicios de completamiento, reacondicionamiento y mantenimiento de pozos de petróleo, gas y agua, con ética y responsabilidad social, cumpliendo la normatividad legal y requerimientos de los clientes, generando una rentabilidad apropiada, formando permanentemente un recurso humano comprometido con los intereses de la Empresa, dentro de un marco de mejoramiento continuo que contribuya a garantizar la integridad de nuestros grupos de interés, los activos propios y de terceros y fomentando el desarrollo de operaciones limpias y sostenibles.

Política de elementos de protección personal. Es política de VARISUR S.A.S proteger la salud y la seguridad de sus trabajadores, de peligros que no pueden ser eliminados en su área de trabajo. Para ello la Empresa suministrará a todos

sus empleados los elementos de protección personal necesarios para reducir los riesgos asociados a los procesos, y de acuerdo con las regulaciones que el Ministerio de Trabajo y Seguridad Social tienen al respecto, con las disposiciones contractuales y que cumplan con estándares internacionales. El uso de estos elementos de protección se constituirá en medida de prevención solo en aquellas circunstancias en las cuales el control de los riesgos en su fuente o en su medio de dispersión no sea posible por razones técnicas o económicas.

Los elementos de protección personal suministrados serán nuevos, de buena calidad y de acuerdo a las especificaciones técnicas adecuadas y con los riesgos reales y potenciales de cada actividad, teniendo en cuenta los requerimientos legales y las normas técnicas nacionales e internacionales al respecto.

Todo trabajador que ingrese por primera vez a la Empresa, se le entregará una dotación de elementos de protección personal nueva, se le hará inducción sobre esta política, su uso y cuidado y no podrá laborar sin tener toda su dotación de acuerdo con la matriz anexa a esta política.

Política de transporte. La política de VARISUR S.A.S. respecto al sistema de transporte de equipos, materiales, insumos y de personal, es la de mantener altos estándares de seguridad durante estas actividades, cumpliendo con normas de compañías operadoras y contratistas, con las disposiciones establecidas en el Código Nacional de Tránsito Terrestre y con las demás regulaciones establecidas por las autoridades competentes; garantizando así un manejo seguro para si y para la comunidad, garantizando su control y mejoramiento continuo.

Para garantizar el cumplimiento de la presente política, la Gerencia de VARISUR S.A.S. establece las siguientes normas y lineamientos internos sobre el manejo y operación de vehículos de transporte de personal y de carga:

- Legislación en Salud Ocupacional en Transporte Terrestre. Para efectos del desarrollo de sus operaciones de transporte, Varisur S.A.S. se basará en la Legislación Colombiana vigente para el transporte terrestre y especialmente en las siguientes disposiciones aplicables en los aspectos de salud ocupacional en el transporte:

Constitución Nacional de la República de Colombia, 1991. Decreto 1344 de 1970, Código Nacional de Tránsito Terrestre. Resolución 13791 de 1988, Pesos y

Dimensiones de los Vehículos de Carga. Acuerdo 034 (INTRA), Prueba para selección de conductores.

- Transporte Pesado .El transporte pesado por carretera deberá realizarse con vehículos en buen estado y con personal con competencia comprobada; cuando se requiera subcontratar este servicio, se realizará con empresas conocidas y que cumplan con los estándares y políticas de transporte establecidos por VARISUR S.A.S., de acuerdo con los requerimientos contractuales, las operaciones a efectuar y las Regulaciones Gubernamentales. Todas las actividades de operación y mantenimiento involucradas en el transporte deben ser planeadas adecuadamente de forma tal que se optimicen las operaciones y se minimicen los riesgos.
- Transporte de Personal. El transporte del personal hacia y desde los centros de trabajo se hará con recursos propios o a través de subcontratistas, para lo cual VARISUR S.A.S se asegurará o garantizará que el transporte de personal se realice cumpliendo con los requisitos mínimos de seguridad, dotando o exigiendo los recursos y entrenamiento necesarios para minimizar los riesgos existentes.
- Velocidades Máximas Permitidas. Todas las operaciones de transporte deberán realizarse bajo los límites máximos impuestos por el Código Nacional de Tránsito Terrestre, por las compañías operadoras y bajo las normas internas establecidas por VARISUR S.A.S.

Máximas velocidades permitidas para vehículos livianos (Camionetas, colectivos, automóviles).

Movilización por carreteras nacionales:

- 80 Km / Hora. Movilización hacia los pozos (dentro de áreas de influencia de compañías operadoras).
- 40 Km / Hora. Movilización entre pozos.
- 30 Km / Hora. Movilización por vías urbanas.
- 30 Km / Hora. Movilización dentro de locaciones o dentro de instalaciones de compañías operadoras.
- 20 Km / Hora.

*Máximas velocidades permitidas para vehículos de transporte pesado:*

- 60 Km / Hora. Carreteras nacionales.
- 30 Km / Hora. Movilización hacia los pozos.
- 20 Km / Hora. Movilización entre pozos, por zonas urbanas, dentro de localizaciones o en áreas industriales.

Sin embargo en condiciones adversas como carreteras húmedas, aceitadas, en zonas urbanas durante festividades o en cualquier área crítica se disminuirá la velocidad según el criterio del conductor.

- Política de Manejo de Comunidades. Es Política de VARISUR S.A.S. realizar sus actividades en armonía con las comunidades vecinas mediante el respeto, la responsabilidad social y la equidad en el tratamiento con las diferentes regiones en las cuales la Empresa realiza sus operaciones de completamiento, reacondicionamiento y mantenimiento de pozos de petróleo.

Con el fin de mantener una buena relación social con las comunidades vecinas de las áreas de influencia de la Empresa y de esta manera dar cumplimiento a la presente Política, VARISUR tendrá en cuenta los siguientes aspectos:

- Ocupación de mano de obra local para actividades no calificadas. Se dará preferencia al personal de la región donde se encuentre el equipo para ocupar mano de obra no calificada en actividades como: celaduría de los equipos en las localizaciones de los pozos, trabajos de limpieza en los equipos y localizaciones (obreros de patio), y otros trabajos ajenos a las operaciones de los pozos donde se necesite mano de obra no calificada.

- Ocupación de mano de obra local para actividades calificadas. Cuando se requiera contratar personal para ocupar cargos calificados, VARISUR S.A.S. tendrá en cuenta de manera preferencial al personal de las regiones donde realizará sus actividades clasificándolos de acuerdo con las áreas de mayor a menor influencia. La mano de obra calificada se contratará siempre y cuando cumpla con los requisitos tanto internos como de las compañías operadoras correspondientes, con los perfiles del cargo que Varisur Ltda. tiene definido en su Manual de Funciones y de acuerdo con los lineamientos establecidos en su Manual de Calidad.

- Contratación de bienes y servicios locales. Se dará preferencia a la contratación local de bienes y servicios como alimentación, elementos de aseo, lavado de ropa de trabajo, transporte de personal, transporte de materiales y cualquier otro servicio o bien disponible en las regiones de influencia que sean requeridos por VARISUR S.A.S. Estos bienes y servicios serán adquiridos siempre y cuando cumplan con los requerimientos y costos establecidos por la Empresa y que no afecten la calidad de los servicios o que vayan en contravía con las Políticas de Salud Ocupacional, Seguridad Industrial o de Manejo Ambiental tanto internas como de las Compañías Operadoras para las cuales se prestan los servicios.

- Apoyo y ayuda para el Bienestar Social. VARISUR S.A.S. apoya las actividades de recreación, deporte y desarrollo social de sus comunidades vecinas, mediante la colaboración económica y en especie de implementos deportivos, regalos y otras donaciones entregadas en fechas especiales como fiestas patronales y eventos regionales de las áreas y regiones de su influencia.

- Respeto con nuestras Comunidades Vecinas. La Empresa educa a sus trabajadores a comportarse de una manera responsable dentro y fuera del sitio de trabajo, haciendo énfasis en el comportamiento dentro de las áreas de influencia con las comunidades y con el personal que allí habita. Enfatiza sobre el respeto por las costumbres culturales, religiosas y políticas del personal de la comunidad, evitando así confrontaciones, desafíos, críticas u otro tipo de problema que se pueda presentar.

- Protección y cuidado del Medio Ambiente. VARISUR S.A.S. mediante su Programa de Manejo Ambiental, en armonía con las normas y políticas de las compañías operadoras y con la Legislación Nacional sobre manejo ambiental, promueve la protección y cuidado del medio ambiente mediante la aplicación de procedimientos seguros de trabajo, evitando así la contaminación o daño ambiental en las áreas de influencia. Igualmente se compromete a que en caso de presentarse un incidente ambiental y en el cual se evidencie su responsabilidad directa, la Empresa realizará las acciones pertinentes para su mitigación y restauración hasta donde sea posible.

- Cumplimiento de Normas y Regulaciones Legales Vigentes. La Empresa se compromete a cumplir con la normatividad legal vigente y con las regulaciones en aspectos sociales y culturales tanto nacionales como regionales que le sean aplicables durante el desarrollo de sus actividades.

3.1.7 Mejoramiento continuo. En nuestros esfuerzos por alcanzar los más altos estándares en calidad, seguridad industrial, salud ocupacional y medio ambiente, hemos estructurado un esquema de mejoramiento continuo como la principal herramienta de gestión, que nos permite ser más productivos y competitivos en el mercado.

Los sistemas de gestión bajo estándares y normas internacionales, son una de las herramientas que en los diferentes sectores industriales del mundo globalizado, permite que se hable de una calidad integrada. Calidad, para productos y servicios (Sistema de Gestión de la Calidad - ISO 9001), calidad del entorno donde tenemos influencia (Sistema de Gestión Ambiental - ISO 14001) y calidad para quienes realizan el producto o prestan los servicios (Sistema de Gestión en Seguridad y Salud Ocupacional - OHSAS 18001); lo que en el sector se conoce como el Sistema Integrado de Gestión HSEQ. Nuestra Empresa está certificada con cada una de estas normas, lo que nos permite ser competitivos a gran escala.

Desde el área de HSEQ, nuestra Empresa ha implementado varios programas, que piensan en el bienestar de nuestros empleados y le aportan al desarrollo y la productividad de la organización:

- Programa de Medicina Preventiva y del trabajo.
- Programa de Seguridad Industrial e Higiene Industrial.
- Programa de Operaciones Limpias.
- Programa de Seguridad Basada en el Comportamiento.
- Programa de Capacitación y Entrenamiento.

## **3.2 WORKOVER**

Cuando hablamos de workover nos referimos a una serie de trabajos, donde algunos son de regular periodicidad, realizada a los pozos con el fin de mantener su producción en valores más o menos constantes. También podemos definir dentro de este término a la realización de trabajos de completamiento o recompletamiento del pozo y estimulaciones.

Son muchas las causas que disminuyen la productividad de los pozos, y estos problemas son los que exigen la realización de un trabajo de workover, tales como problemas de la formación en la cara del pozo, problemas de las perforaciones y/o de líneas rasurados y los problemas que relacionen a los equipos de producción.

Además, así como en la mayoría de los casos los servicios de workover tienen como objetivo aumentar la producción o reparar pozos existentes, estos equipos se utilizan también para sellar zonas agotadas en pozos ya existentes, abrir nuevas zonas productoras para aumentar la producción o bien activar zonas productoras mediante procesos de fracturación o acidificación. Los servicios de workover se utilizan también para convertir pozos productores en pozos de inyección a través de los cuales se bombea agua o dióxido de carbono a la formación, para así aumentar la producción del yacimiento.

Para esto, en el campo siempre se debería tener una buena historia de producción del pozo al cual se le planea hacer el trabajo de workover, y con dicha información se debería diseñar el trabajo a realizar en manera lógica y tratando siempre de ahorrar al máximo el tiempo del equipo (taladro) necesario para tales operaciones y así minimizar costos de operación.

- Lavado de arena
- Empaquetamiento con grava.
- Cañoneo y/o recañoneo.
- Reparación de colapsos.
- Taponamiento de rotos en el Casing y búsqueda de los mismos
- Pruebas DST.
- Lavado de perforaciones.
- Operaciones de swabeo.
- Acidificaciones.
- Fracturamiento.
- Corrida y cementación de liners.
- Squeezes.
- Cambios de bombas de subsuelo, válvulas de gas lift, de varillas.
- Operaciones de pesca (tuberías, cables, llaves, conos, empaques y/o cuñas, etc.).

Los trabajos Workover son considerados entre las operaciones más minuciosas y difíciles, esto debido al alto riesgo operacional al que se está tratando. Entre sus muchas y complejas operaciones encontramos que las causalidades para una intervención de un equipo workover son problemas en la cara del pozo, daños y problemas durante la perforación, complicaciones en equipos y sistemas de producción como son los servicios a los diferentes sistemas de levantamiento artificial; Además mediante otra serie de labores un equipo workover puede realizar una evaluación y pronóstico productivo de un pozo, además de solucionar problemas que afectan la productividad de un pozo, trabajos de workover más comunes son:

### 3.2.1 Acumulación de sólidos.

La acumulación más común es la ocasionada por arena, la mayoría de las formaciones petrolíferas están formadas por arenas no consolidadas, de tal manera que existen bloques de arena que se derrumban o fluyen dentro del pozo con aceite; existen otras que están parcialmente cementadas y sufren desintegración variable por efecto de flujo de aceite y gas a través de ellas e incluso aún estando muy bien cementadas, el efecto erosional de los fluidos desprende y arrastra partículas de arena, las cuales pasan a través de los poros de tamaño mayor y llegan hasta el pozo, en donde se acumulan.

Otro caso en común, es cuando las formaciones productoras están alternadas por una serie de capas entre arcilla y arenas y si los estratos arenosos no están consolidados se pueden desintegrar fácilmente en la vecindad del pozo por las grandes velocidades de flujo, y estos granos sueltos son arrastrados dentro del pozo, facilitando el derrumbe de las capas arcillosas contra el revestimiento produciendo el bloqueo parcial o total de la zona productora.

El sistema que debe emplearse en cada caso en particular depende de la dureza y compactación de los sólidos acumulados principalmente, y del equipo disponible. Los métodos comunes se enumeran a continuación

- *Succión (Swabbing)*: Para fluidos con alta concentración de sólidos.
- *Achique (Bailing)*: Para acumulaciones blandas, utiliza achicador (Bailer) similar a los empleados en perforación a percusión, o bomba especial.
- *Circulación*: Para acumulaciones semiduras; utiliza aceite, agua salada o lodo base aceite como fluido circulante.
- *Perforación*: Para acumulaciones duras y compactas; requiere el uso de broca, y un fluido circulante como en el caso anterior.

### 3.2.2 Acumulación de parafinas.

En un pozo de petróleo, especialmente de tipo parafínico, es común que la cera parafina se separe del petróleo crudo y pueda depositarse ya sea en los poros de la formación o en las perforaciones del revestimiento, en las ranuras u orificios de los Liners, en las tuberías de producción, o en el equipo y líneas de superficie.

Antes de estudiar los métodos para remover esas acumulaciones se da un la producción de parafinas se debe principalmente por el enfriamiento rápido del crudo ya sea por la rápida expansión del gas asociado o por reducción de la

presión. También al tener presencia de agua esto puede ocasionar emulsificación que ayuda a la depositación y acumulación de parafina.

Existen varios métodos para remover estas parafinas que dependen de la constitución y desarrollo del pozo y principalmente consisten en aumentar el calor en la zona de presencia o producción de parafinas. Es común el uso de solventes como: benzol, gasolina o agentes químicos orgánicos solubles en aceite, esto para aumentar la solubilidad de la parafina fundiéndola. También se hace la aplicación directa del calor, ya sea con vapor sobrecalentado bombeado directamente dentro del pozo o por métodos de Ignición directa en el fondo del pozo de una mezcla de aire y gas, uso de explosivos o calentamiento eléctrico. Estos métodos son claros y ventajosos solamente en casos especiales. O si no, se usan raspadores especiales de cuchilla.

### 3.2.3 Exclusión de arenas.

La exclusión de arenas se refiere a los trabajos que se realizan en los pozos con el fin de evitar o reducir los problemas de arenamiento.

Para evitar este problema se usan diferentes técnicas, pero la más frecuente son las de tipo puente: como uso de tubos rasurados o malla, empaquetamiento con grava o arena y empaquetamiento con cáscaras de nuez o coco recubiertas con plástico. Los factores más importantes que se deben considerar en la técnica tipo puente son el tamaño de los granos, los fluidos, las técnicas de completamiento y control de la consolidación de granos sueltos por medio de resinas y plásticos. En este caso influyen mucho la permeabilidad y la temperatura de la formación. Pero el factor dominante para exclusión de arenas por medio de la técnica tipo puente es generalmente el diámetro de los granos de arena del 10% acumulado por peso, el cual es obtenido en el análisis de mallas. Con este valor se selecciona la abertura o ranura de los "Liners" o "Screens", o el tamaño de la arena o grava que se deba emplear. Sin embargo puede ser prudente reducir el ancho de la ranura o el tamaño de la partícula cuando la arena tiene una proporción grande de granos finos.

Generalmente es más económico y eficiente utilizar las técnicas de exclusión de arenas durante el completamiento inicial del pozo que después de presentarse un problema de arenamiento. Sin embargo, es necesario estar seguro de que el problema realmente existe. Entre las mencionadas anteriormente tenemos:

### 3.2.3.1 Liners ranurados o mallas.

Al diseñar o decidir que Liners usar se debe tener en cuenta ciertas especificaciones; Dependiendo de la dirección de la ranura y del sistema de fabricación, los Liners pueden ser de varios tipos: Ranura horizontal, ranura vertical, malla de alambre enrollado, pre-empacado con grava, arena gruesa o bolas de cristal.

Así mismo, deben tenerse en cuenta varios factores adicionales como lo son:

- El tipo de fluido de completamiento a usar: si se ha usado de tipo convencional debe reemplazarse por otro fluido (agua salada) y se debe lavar bien la cara de la formación antes de asentarse los Liners.
- *El clearance.* El cual debe ser tan pequeño como sea posible para evitar el bloqueo de la malla por derrumbes de arcillas.

En cuanto a la localización del Liner, que puede estar ubicado frente a las perforaciones o sobre las perforaciones, y dependiendo si es a hueco abierto o con revestimiento, también se deben tener ciertas consideraciones:

- Opuesto a las perforaciones en hueco revestido: Al estar el “Liners” sometido a una acción de chorro proveniente de las perforaciones abiertas mientras se forma un puente de arena estable entre el “Liners” y el revestimiento, se aconseja una baja velocidad de fluido al principio.
- Suspendido en el extremo inferior de la tubería de producción: Colocado en frente de las perforaciones actuaría como un “Liners” interior convencional, pero si está ubicado encima de las perforaciones formaría un tapón de arena dentro del revestimiento.
- En sarta combinada: No es aconsejable usarla en áreas con mucha producción de arenas, ya que no podría sacarse cuando las circunstancias lo requieran.

### 3.2.3.2 Empaquetamiento con grava o arena.

El empaquetamiento con grava es una técnica de consolidación mecánica que consiste en colocar una considerable cantidad de grava y compactarla para que este en contacto directo con la formación y de esta manera impedir que partículas

de arena provenientes de la formación entren al pozo.

Las mallas usadas en el empaquetamiento con grava sirven de soporte para este, y proporcionan alta permeabilidad para que exista el flujo de los fluidos del reservorio hacia el pozo. Existen dos tipos de empaquetamiento con grava:

Empaquetadura de grava en hueco abierto. En el empaquetamiento en hueco abierto, la estabilidad es el factor crítico. El pozo no tiene otro soporte que el fluido de completación antes y durante la instalación de la malla. Debido a esto el empaquetamiento de grava cumple dos funciones básicas:

- Sirve de soporte para prevenir derrumbes del estrato, formación de cavernas e hinchamientos.
- Provee taponamiento mecánico para prevenir el flujo de arena hacia el pozo.

Empaquetadura de grava en hueco entubado. El mecanismo de Empaquetadura de Grava en Hueco Entubado crea un empaquetamiento de grava detrás de la tubería de revestimiento en las cavidades formadas por los canales producto de los cañoneos T.C.P, ranurados Hydro-Jet o limpiezas posteriores. Estas cavidades pueden ser continuas en las areniscas no consolidadas si las técnicas de limpieza o acidificación interconectaron las cavidades de los disparos. En todo caso, las cavidades deberán ser puestas en comunicación con el pozo mediante las ranuras o disparos hechos a través del empaquetamiento que penetran el cemento y el espesor de la tubería de revestimiento.

Para mantener consistente el empaquetamiento que resiste flujo de fluidos y está en con la cara del pozo, el anular entre la malla y la tubería de revestimiento debe ser fuertemente empaquetado con grava.

Para empaquetar la formación y las cavidades producto de los disparos o ranurados, se deben usar fluidos de transporte viscosos con alta concentración de grava. La lechada formada por el fluido de transporte, la grava, los aditivos necesarios, debe ser inyectada a la formación sin fracturarla. La presión con la que es desplazada la lechada conduce a los fluidos polimerizados hacia la formación deshidratándose y compactando la grava.

Existen herramientas especiales de fondo, desarrolladas para permitir que se aplique presión a la formación a ser empaquetada impidiendo a la vez que las ranuras de la malla se taponen. Para poner en comunicación a la zona de con el pozo es necesario que la tubería de revestimiento y el cemento estén perforados o ranurados a la profundidad de la zona de interés. Para esto se recurre al cañoneo con T.C.P o al ranurado Hidro-Jet.

- METODO DE EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA

Dentro del revestimiento y usando “Liner”. Método de circulación y reversa. Es el método más antiguo y todavía en uso en algunas áreas. Como regla general para aplicar este método y los que se describen posteriormente, la primera operación que ha de realizarse es lavar las perforaciones en el revestimiento por medio de una herramienta lavadora especial; luego se baja el “Liner” con tubería de cola y se produce el empaquetamiento bombeando la mezcla de grava y fluido por el espacio anular mientras se recobra por la tubería de producción el fluido limpio.

Las desventajas de este método son: puede producir taponamiento de las ranuras del “Liner” con las incrustaciones o suciedades del revestimiento, presenta atascamientos ocasionales de la tubería de producción, requiere tiempo considerable.

Método de flujos cruzados (Cross Over): En este método la mezcla de grava y fluidos se bombea por dentro de la tubería de producción o de perforación hasta llegar a la herramienta “Cross Over Tool” donde se produce una desviación en la dirección de los flujos; el fluido bombeado por la tubería al espacio anular por debajo del “Cross Over Tool” y el retorno obtenido a través de la tubería pasa de cola para al espacio anular por encima de la misma herramienta.

Este tiene un empaquetamiento para aislar el espacio anular arriba y abajo del sitio de asentamiento. En este método lo mismo que el anterior usan el “liner” ciego a unos 40 pies aproximadamente por encima de la sección ranurada, unos orificios denominados “Tell Tale Holes” los cuales se usan para indicar cuándo se ha terminado el trabajo de empaquetamiento por el aumento instantáneo que se produce en la presión de inyección. Además un extremo de la tubería les impide arrastrar suciedades del espacio anular que podrían taponar las ranuras.

Método de lavado hacia abajo (Wash Down). Consiste esencialmente en las siguientes operaciones: Lavado de perforaciones inyección a presión de la mezcla

grava fluido para llenar todas las cavidades exteriores al revestimiento, bajada del “Liner”, Lavado en circulación directa, hasta el punto deseado, soltada de la tubería que ha servido para bajar el “Liner”: después de que la grava se ha sedimentado en espacio anular. Las ventajas de este método son: Se llenan todas las cavidades detrás del revestimiento y por lo tanto se pueden evitar taponamientos por derrumbes de arcilla, se produce una sedimentación diferencial de la grava, es decir, el material grueso se deposita primero en el fondo y el material fino (suciedad, incrustaciones, etc.) quedan depositados frente al “Liner” ciego.

Método medio viaje (Half Trip). Como su nombre lo indica la operación completa se realiza con una sola bajada de tubería. Para este método se conecta la herramienta para lavar perforaciones a la válvula de contra presión colocada en la parte inferior del “Liner”, y todo el conjunto de herramientas, es decir, “Liner”, tubería de cola o lavado, colgador y empaque (equipo opcional), se baja al pozo en un solo viaje. El proceso general puede resumirse así: Se desplaza el lodo por circulación directa con agua de formación o agua salada, se lavan las perforaciones y la formación circulando en reversa, se desconecta la herramienta lavadora aplicando presión en el espacio anular y rotación a la derecha a la tubería y se empuja por debajo de las perforaciones, se coloca a grava bombeándola por la tubería de producción y la tubería de cola que se extiende a través de la válvula de contra presión, se baja el “Liner” por medio de un mecanismo de ranura en forma de T aplicando peso y torque a la derecha; finalmente si se quiere, se puede sacar la tubería de cola con un equipo de cable.

En hoyo desnudo y usando “Liner”. Se puede usar cualquiera de los métodos descritos anteriormente, pero los más usados, al igual que cuando el trabajo se hace dentro del revestimiento, son los métodos de lavado hacia abajo y flujos cruzados.

Procedimiento para el método (Wash Down). Se desplaza el lodo con agua salada, se lavan las paredes de la formación, se coloca la grava rápidamente en el fondo del pozo y se baja el “Liner” por medio de circulación directa hasta el sitio exacto. Para lograr un mayor espesor del empaquetamiento es conveniente ensanchar el hoyo usando herramientas especiales. Cuando es necesario emplear lodo en el trabajo de empaquetamiento es conveniente utilizar el método “Cross Over”, pero se requiere que el contenido de arena del lodo sea muy bajo. Además, después de empacar el pozo, el “Liner” y la grava se deben lavar bien con agua salada.

Sin “Liner” (Sand Packing). En este tipo de trabajo la arena se desplaza para situarla totalmente por fuera de las perforaciones de revestimiento.

Procedimiento: Usando tubería de producción, unión y empaque de circulación se inyecta a presión (con o sin ruptura de formación) la arena en un fluido transportador a través de las perforaciones en el revestimiento; se limpia el pozo del exceso de arena y se pone de nuevo en producción. Este método utiliza esencialmente las mismas herramientas y la misma técnica que los trabajos de facturación hidráulica, pero las presiones de inyección son generalmente bajas.

Uso de los colgadores (Hangers) y empaques. Estas herramientas permiten sostener el “liner” del revestimiento y aislar el espacio anular entre ellos, pero en la mayoría de los trabajos puede omitirse.

La reserva de grava de unos 25 a 40 pies que se deja en el espacio anular cierra el paso de los fluidos y hace el oficio de empaque. Este podría resultar necesario en los casos que se pierda la reserva antes mencionada, para dirigir el flujo o producción del pozo a través de las ranuras del “Liner”. El uso de colgadores se ha considerado por cuanto después de haber hecho el trabajo de empaquetamiento el “Liner” queda firmemente asegurado.

### **3.2.4 CAÑONERO O RE-CAÑONEO**

Los completamientos con disparos desempeñan un papel fundamental en la producción de hidrocarburos. Desde las pruebas de pozos para la evaluación del yacimiento hasta el completamiento e intervención de remediación, el disparo es un elemento clave para el éxito de la exploración, la producción económica de hidrocarburos, la productividad del pozo a largo plazo y la recuperación eficiente de los HC. El proceso de disparo en general, crean trayectorias que van desde el pozo a la formación, atravesando el casing, el cemento y la roca del yacimiento de manera que los fluidos entren al pozo y puedan fluir o ser levantados hasta superficie. Los factores más sobresalientes que se deben tener en cuenta para que la operación de cañoneo sea exitosa, son:

- Estado mecánico del pozo.
- Selección de las formaciones a cañonear.
- Numero de formaciones a cañonear.
- Diferencial de presión entre pozo y formación.

- Características del fluido del pozo y de la formación.
- Selección del tipo de cañón y de carga a usar.

#### 3.2.4.1 Técnicas de cañoneo.

Existen varias formas de establecer comunicación entre el pozo y la formación productora. Entre estas encontramos:

- Cañoneo por medios mecánicos: este método apareció alrededor de 1960 como medio para perforar el revestimiento, cemento y formación; no se utiliza como método de perforación por el tiempo y el costo que requiere la operación, su mayor complicación está en la utilización que se hace para inducir o fracturar la formación. La perforación o fracturamiento se realiza por acción del efecto abrasivo de la arena y la presión proporcionada por las bombas en superficie. Generalmente, se usan de una a tres boquillas que se bajan en la punta de la sarta de tubing y se proporcionan frente a la profundidad deseada. Las boquillas están dispuestas de tal forma que su eje quede horizontal para que dirijan el chorro de fluido con arena contra la formación.

- Cañoneo a bala: Consiste en el disparo de una bala impulsada por la alta energía que se le suministra a la explosión de una carga. Los cañones utilizados para la perforación a bala son cilindros de acero que pueden ser enterizos o armados por secciones de diferentes longitudes con boquillas para cuatro balas de pie. Estas pueden estar dispuestas en espiral o en línea y pueden ser disparas selectiva o simultáneamente.

- Cañoneo a Chorro: es el método más ampliamente usado por su efectividad, su variedad de aplicaciones y su gran adaptabilidad a las diferentes condiciones que puedan presentarse en un pozo. Las cargas a chorro producen entradas de hueco satisfactorias aunque no tan uniformes.

- WIRELINE CONVENCIONAL

Este sistema de cañoneo se realiza utilizando una unidad de cable eléctrico, los portadores de carga jet son los dispositivos más usados para lograr este propósito. El cañoneo debe ser realizado en condiciones de sobre-balance (overbalance) hacia la formación, es decir, que la presión hidrostática necesaria para matar al pozo es mayor o igual que la presión de formación, esto se hace con el fin de evitar el soplado de los cañones hacia arriba, altas presiones en el espacio anular y en la superficie.

Tipos de Wireline convencional. Los tipos de portadores jet están basados en el área de aplicación y son de dos tipos: Casing Gun (Tipo de cañón que sirve para cañonear el casing) y Through Tubing (Cañones que son de menor diámetro que el Casing Gun y que son bajados a través de la tubería de producción). Los Casing Gun son usados para cañonear casing de gran diámetro, todos son recuperables, algunos son reusables. Los Through Tubing son usados para cañonear casing bajo el tubing, y el tubing en sí; son recuperables y algunas reusables.

- Casing Gun.

Los Cañones convencionales bajados con cable eléctrico, producen orificios de gran penetración que atraviesen la zona dañada por el lodo de perforación. Sin embargo, el cañoneo debe ser realizado con el pozo en condiciones de sobre-balance, con el fin de evitar el soplado de los cañones hacia arriba, altas presiones en el espacio anular y en la superficie.

Esta condición de sobre-balance deja los orificios perforados taponados por los restos de las cargas, aún si el intervalo cañoneado es achicado o el pozo puesto a producción; es muy raro que se pueda generar un diferencial de presión que limpie la mayoría de los orificios perforados, creándose con esta condición altas velocidades de flujo y turbulencia en el frente productor. La zona compactada alrededor de los orificios perforados y los restos de las cargas, son muy difíciles de remover acidificando o achicando; tan solo la zona compactada reduce la permeabilidad original hasta un 80%. Esto se hace más crítico en campos con alto índice de agotamiento.

Las principales ventajas de este sistema son las siguientes:

- Opción para cargas de alta Penetración.
- Opción para cargas de gran diámetro de entrada.
- En caso de falla tiene pérdida de tiempo mínimo.
- Servicio más económico con respecto a TCP (cañones transportados por tuberías de producción).
- Operación rápida aumentando el rango de temperatura para las cargas usadas.

- Hasta 12 DPP.
- Permite selección del tamaño del cañón compatible con diámetro de la tubería de revestimiento.
- Puede disparar en zonas de alta presión.
- Tiempo de operación de 4 a 8 horas

Las principales limitaciones del método son:

- Daño severo por dispararse en condiciones de sobre-balance. Los Build ups (pruebas de restauración de presión) han indicado un factor de daño alto.
- Punto débil del cable eléctrico.
- Se dispara con pozo lleno de fluido de matado.
- Reducción de la permeabilidad en un 70 a 80%.
- Durante el trabajo se debe interrumpir las comunicaciones de radio, operaciones de suelda pues interfieren en el disparo.

- Through Tubing.

Los cañones bajados a través de la tubería de producción con cable eléctrico, son utilizados ampliamente para cañonear pozos productores o inyectores, porque se puede aplicar un diferencial pequeño de presión estático a favor de la formación que puede ser usada sin soplar las herramientas hacia arriba, no es suficiente para remover y eliminar los restos de las cargas y la zona compactada creada alrededor del orificio perforado. Es igualmente preocupante la penetración de las pequeñas cargas utilizadas y la fase de disparos de este sistema. Estas cargas no pueden penetrar en la formación y, frecuentemente tampoco atraviesan la zona dañada por el lodo de perforación.

Otra desventaja es que el pequeño diferencial de presión a favor de la formación, solo se puede aplicar en la primera zona o intervalo a cañonear, por limitaciones en el lubricador, punto débil del cable eléctrico o en la tubería de producción.

Las principales ventajas de esta técnica son las siguientes:

- Los pozos pueden ser perforados con un pequeño bajo balance, lo cual permite que los fluidos de formación limpien las perforaciones efectuadas.
- Para la completación de una nueva zona o reacondicionamiento de una zona existente no se requiere el uso de taladro.
- Un registro CCL permite un posicionamiento preciso en profundidad.

La principal limitación de este método es:

- Debido a que el cañón es bajado a través del tubing, pequeñas cargas son utilizadas, obteniendo reducidas penetraciones, para lograr penetraciones mayores con este sistema, el cañón usualmente es posicionado contra el casing para eliminar la pérdida de rendimiento cuando se perfora a través de líquido en el pozo. Este arreglo requiere una fase del cañón a 0°.

### **3.2.5 PRUEBA DEL REVESTIMIENTO CASING LEAK-OFF**

Las pruebas leak-off (filtración) y de límite son llevados a cabo durante la fase de perforación del pozo. La BOP es cerrada alrededor de la tubería de perforación, y el pozo es presurizado lentamente usando el lodo de perforación. A la primera señal de filtración del fluido hacia la formación, el bombeo es detenido. Es decir, que las pruebas Leak-off son llevadas a cabo hasta que se observe una filtración y las pruebas de límites son llevadas a cabo hasta que una prueba de presión pre-determinada es alcanzada.

Estas pruebas son llevadas a cabo para:

- Confirmar la fuerza del ligamento del cemento alrededor de la zapata del casing y para asegurar que la trayectoria de flujo es establecido para formaciones por encima de la zapata del casing o para la previa sección anular.
- Investigar la capacidad del hueco abierto para soportar la presión adicional por debajo del zapato del casing (controlar un influjo, y permitir una perforación segura de la siguiente del sección del hueco).

- Recolectar datos regionales en la fuerza de la formación para la optimización de un futuro diseño del pozo.
- Estas pruebas son llamadas también comúnmente: asentamiento del casing, entrada a la formación, fuerza de la formación o pruebas de integridad de la formación.
- Una propia planeación, ejecución, interpretación y reporte de estas pruebas es esencial para la seguridad del pozo para así obtener máximos beneficios del experimento.

### **3.2.6 REPARACIÓN DE COLAPSOS**

Durante la vida productiva de los pozos se presentan daños por rotura en el casing intermedio y de producción, originada mayormente por corrosión, desgaste por viajes y rotación de tubería durante los trabajos de reacondicionamiento y pesca; esta situación ocasiona producción de fluidos no deseados y en algunos casos de arenas, afectando el sistema de producción de bombeo, lo que motiva al cierre de los pozos con pérdida de producción y en algunos casos pérdida del pozo.

Inicialmente, se analizan las causas principales del daño en el casing y la forma como minimizarlo, existen muchos factores que pueden inducir al colapso del casing:

- Diseño del pozo.
- Geometría del pozo.
- Metalurgia del Casing.
- Fricción por Viajes o Rotación de Tubería.
- Trabajos de Pesca o Molienda.
- Corrosión.
- Mala cementación.

### 3.2.6.1 Tipos de reparación por colapso.

Actualmente se dispone de gran variedad de herramientas y técnicas para la reparación de casing, debido al sistema de producción empleado y completación de los pozos que permiten restituir la producción de pozos parados por este problema, mejorar el estado mecánico y garantizar la continuidad operativa de los mismos.

Tie Back. La técnica de reparación con Tie Back se aplica en pozos con liner de producción. Consiste en conectar casing al colgador de liner y extenderlo hasta superficie, cementando el espacio anular entre el casing intermedio y el casing instalado. Esta técnica permite cubrir todo el tramo de casing intermedio. Cuando se aplica ésta técnica se debe instalar en el cabezal de pozo un carretel colgador para el casing instalado. Esta reparación no limita la profundidad de instalación de las bombas electrosumergibles.

Short Tie Back. La reparación con Short Tie Back se aplica en pozos con liner de producción. Consiste en conectar casing al colgador de liner y extenderlo hasta cubrir las zonas dañadas instalando un nuevo colgador de liner, cementando el espacio anular entre el casing intermedio y el casing instalado. Esta técnica la aplicamos cuando la zona dañada del casing intermedio está cercana al tope del Liner y no hay limitación en la profundidad de instalación de las bombas electrosumergibles.

Scab Liner / Liner Packer. El Scab Liner / Liner Packer consiste en instalar un casing de menor diámetro cubriendo el intervalo de casing intermedio dañado, el casing instalado se fija con empaques hidráulicos, los mismos que aíslan la zona dañada. Es necesario instalar una guía en el tope y fondo de esta instalación para permitir el paso de herramientas y bomba electrosumergible. Este tipo de reparación no limita la profundidad de instalación de las bombas electrosumergibles.

Se emplean los empaques hidráulicos para aislar las zonas dañadas cuando la profundidad de asentado de los empaques no son limitantes en la profundidad de instalación de las bombas electrosumergibles.

Casing Patch. La técnica de Casing Patch se aplica en pozos donde el casing en mal estado no está cementado, consiste en retirar el casing en mal estado, y reemplazarlo con casing nuevo. La unión entre el casing del pozo y el casing instalado es por medio del casing patch lead seal, el espacio anular puede ser cementado a superficie. Cuando se aplica ésta técnica se debe instalar en el

cabezal de pozo un carretel colgador para el casing instalado. Esta reparación no limita la profundidad de instalación de las bombas electrosumergibles.

### **3.2.7 OPERACIONES DE PESCA DE CABLE (WIRE-LINE)**

Son técnicas especiales que se realizan con el propósito del poder extraer los materiales que se han quedado dentro del pozo (pescado) mediante el empleo de herramientas especiales denominadas pescantes; Sin embargo, fallas por fatiga, corrosión y/o erosión y atascamientos entre otros; son también causas comunes que llevan a realizar operaciones de pesca.

Las fallas por fatiga se producen en la tubería de perforación, como en estabilizadores, sustitutos, u otras herramientas; debido a diferentes esfuerzos a los cuales es sometida la sarta de perforación.

La corrosión y/o erosión, se debe a sustancias que se encuentran incluidos en el fluido de perforación y la erosión se debe al flujo turbulento dentro de ella. La combinación de ambos conduce a la rotura o el agujeramiento de la sarta de perforación como consecuencia de la reducción del espesor de pared del tubo.

Para la recuperación y posterior adecuación de un sistema y/o de un pozo general debido al rompimiento, atascamiento, falla de una tubería, herramienta, varilla, cable, empaque, entre otras cosas, se tiene una serie de parámetros y herramientas, luego con éstas se establecen los diferentes métodos para la pesca. Para la realización exitosa de este tipo de trabajo lo primero para realizar una pesca es:

- Lograr la mayor información de las operaciones realizadas en el momento en que falló la operación y quedó herramienta en el pozo.
- Identificar profundidades del Pescado.
- Bajar bloque de impresión.
- Sacar bloque de impresión para mirar procedencia del pescado.
- Determinación de tipo de herramienta para pesca dentro del pozo

#### **3.2.7.1 Herramientas**

✓ Agarre:

- RELEASING SPEAR: Extraer herramientas dentro del pozo.
  - TAPER TAP: Extraer herramientas dentro del pozo en buenas condiciones.
  - ARPÓN: Es un cable eléctrico o guaya, para extraer Sand-Line.
  - OVERSHOT: Recupera varillas, tuberías, y herramientas tubulares de diferentes tamaños.
  - DIE COLLAR: Para conectar cualquier tipo de tubería hasta la longitud que se permita correr con junta de seguridad.
- 
- ✓ Golpeadoras: Para atascamientos y de difícil recuperación.
  - FISHING JAR: Extraer tubería y herramientas de tamaño considerable.
  - BUMPER SUB: Extraer tubería y varillas.
  - JAIR INTENSIFIER: Extraer tubería y varillas.
- 
- ✓ Demoledoras: Utilizadas para moler partes metálicas dejadas dentro del pozo o para rectificar tope de pescado.
  - FONDO PLANO (FLAT BOTTOM JUNK MILL).
  - FONDO CONCAVO (CONCAVO BOTTOM JUNK MILL).
  - CON PILOTO GUIA.
  - CÓNICO (TAPER MILL).
  - NARIZ REDONDA.
  - EMPAQUE (PACKER MILL).
- 
- ✓ Lavado: Utilizadas para el lavado en el pozo (hueco abierto o revestido) cuando se tiene tubería pegada, atascada o con pega diferencial, empaquetada con arena o cortes de perforación.
  - WASH PIPE.
- 
- ✓ Recuperadoras: Utilizadas para recoger trozos desprendidos de algún elemento durante la perforación.
  - JUNK BASKET SUB.
  - JUNK BASKET GLOBE.
  - JUNK BASKET FOR REVERSE CIRCULATION.
  - FISHING MAGNETICO.

### 3.2.8 PRUEBAS DST DE POZOS

Desde el punto de vista operacional y de campo, una prueba de presión reside en la adquisición de datos de presión, producción y muestra del fluido a condiciones de pozos (aperturas y cierres) controladas. La completación del pozo objeto de prueba puede ser temporal o permanente.

Por lo general las pruebas de presión consisten en inducir cambios en la tasa actual de producción del pozo o pozos del campo, lo que perturba o cambia las condiciones dinámicas presentes (presión, flujo) asociadas con el área de drenaje del pozo. El análisis de los cambios de presión y flujo en función del tiempo permite la determinación de los parámetros del yacimiento. Dependiendo de las características dinámicas del yacimiento, es posible el logro de todos los objetivos de evaluación propuestos, siempre y cuando la duración de la prueba y el procedimiento usado en la realización de la misma lo permitan.

En el caso de pozos exploratorios, las pruebas por lo general son de corta duración, y la completación del pozo para la prueba es temporal, de aquí que tanto los procedimientos de la prueba como los equipos a usar, deben ajustarse a las condiciones de completación particular de pozo

Los operadores que llevan a cabo las pruebas de un pozo lo hacen para determinar ciertos parámetros del yacimiento y características del mismo, para predecir su comportamiento futuro o del sistema pozo-yacimiento. Estas pruebas son más beneficiosas cuando se realizan en la etapa de exploración. Descubrir nuevas reservas o prevenir la completación de los pozos secos son uno de los principales objetivos de una prueba. Algunas veces, la prueba se lleva a cabo para saber si hay suficiente hidrocarburo que justifique los costos de desarrollos de nuevos campos. Aunque las pruebas de pozos pueden ocasionar gasto de tiempo, bien vale el esfuerzo por la información que se obtiene de las mismas.

Los objetivos de las pruebas de presión varían de acuerdo al pozo donde se lleven a cabo; en pozos exploratorios las pruebas de presión se utilizan con la finalidad de confirmar las hipótesis de exploración y concretar los primeros pronósticos de producción. En pozos de desarrollo, se realiza para refinar la descripción previa del yacimiento y del pozo, confirmando las características previamente estimadas. En pozos de avanzada, el objetivo es ajustar el modelo del yacimiento y evaluar las necesidades de posibles tratamientos al pozo (fracturamiento, control de arena, estimulación, perforación estratégica, diseño de

completación, entre otros), para ello se monitorea constantemente la presión promedio del yacimiento.

A continuación se presenta en la siguiente tabla, un resumen del tipo de pruebas e información relevante de yacimiento y pozo que se deriva de la interpretación de datos de presión y producción obtenidos de las pruebas de presi

Tabla 1. Tipos de pruebas DST según tipo de pozo.

POZO	TIPO DE PRUEBA	INFORMACION QUE SE OBTIENE
Exploratorio	<ul style="list-style-type: none"> <li>• DST (con taladro).</li> <li>• Muestreo.</li> <li>• Prueba sin taladro.</li> <li>• Probador de formación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Presión.</li> <li>• Muestra de fluido para el análisis PVT.</li> <li>• Permeabilidad y daño.</li> <li>• Potencial del pozo.</li> <li>• Índice de productividad.</li> </ul>
Productor	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Restauración, multitasa.</li> <li>• Interferencia.</li> <li>• Sensores de presión permanentes.</li> <li>• Gradientes de presión.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Permeabilidad y daño.</li> <li>• Presión actual y promedio.</li> <li>• Tipo de límites asociados con el área de drenaje.</li> <li>• Monitoreo continuo de presión de fondo.</li> </ul>
Inyector	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inyectabilidad.</li> <li>• Fall Off.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Índice de inyectabilidad por capa.</li> <li>• Presión actual del área de inyección.</li> <li>• Distancia del pozo del frente del banco de agua.</li> </ul>

### 3.2.8.1 Tipos de pruebas de presión.

Prueba de formación o prueba Drill Steam Test (DST). La prueba DST es utilizada normalmente para evaluar la potencialidad de formaciones poco conocidas, en pozos exploratorios que no han sido completados. Esta prueba se realiza utilizando herramientas especiales que permiten completar temporalmente el pozo.

El DST permite determinar el tipo de fluido presente en la formación, evaluar tasas de flujo, presiones estáticas y de flujo, y establecer la posibilidad de

producción comercial. Básicamente, la prueba consiste en la evaluación de periodos de flujo y cierre de producción sucesivos, registrando la presión en el fondo del pozo en función del tiempo.

Las medidas y los análisis de la presión del DST proporcionan al ingeniero una manera práctica y económica para estimar parámetros fundamentales previos a la completación del pozo. De hecho, la estimación más acertada de la presión inicial del yacimiento es obtenida a través del DST en los pozos exploratorios, y utilizando algunas técnicas del análisis de presión se puede obtener la capacidad de flujo, el efecto de daño, permeabilidad de la formación, potencial del pozo, y de acuerdo al tiempo que dure la prueba se puede realizar un estudio acerca de la geometría del yacimiento, además, permite las tomas de muestras para el análisis PVT.

Un DST se corre bajando dentro del hoyo, la tubería de producción con un arreglo de empacaduras y válvulas de fondo y superficie. Las empacaduras son usadas para sellar el anular del intervalo a ser probado y las válvulas para permitir que el fluido de la formación entre en la tubería. Cerrando las válvulas, se puede obtener la presión de restauración.

Prueba de restauración de presión. Una prueba de restauración se efectúa cuando un pozo que está fluyendo a tasa constante es cerrado, registrando una presión en el fondo del pozo conocida como la presión de restauración. La ventaja práctica de esta prueba, es que la restauración se logra fácilmente, ya que la tasa de flujo es cero.

Una curva resultado de una prueba de restauración de presión puede dividirse en tres regiones de acuerdo al tiempo transcurrido y la distancia recorrida por la onda de presión durante la prueba, estas regiones son: La primera, región de tiempo inicial (ETR: "Early Time Region"), la segunda, región de tiempo medio (MTR: "Middle Time Region") y la tercera región, denominada región de tiempo final (LTR: "Late Time Region").

- Región de tiempo inicial: Durante la restauración de presión, la presión causada por el cierre del pozo, se mueve a través de esta región, cuya permeabilidad puede estar alterada debido al posible daño existente en la zona; esta es la razón por la cual no se debe esperar una línea recta en la gráfica de Horner durante los tiempos iniciales de la prueba.

Además del efecto que pueda causar el daño de la formación en la región de tiempo inicial, otro factor de gran importancia que puede influir en el comportamiento de la curva, es el efecto de almacenamiento o flujo posterior. El efecto de flujo posterior puede prevenirse cuando el cierre del pozo se realiza en el fondo del mismo, esto es posible cuando se lleva a cabo una prueba de formación por medio de tubería DST o cuando se coloca una válvula de cierre en fondo durante una prueba de medición de presión en el fondo del hoyo.

- **Región de tiempo medio:** Cuando el radio de investigación se ha movido más allá de la influencia de la zona alterada en las cercanías del pozo y cuando el flujo posterior ha dejado de afectar la data de presión, usualmente se observa una línea recta ideal, cuya pendiente está relacionada directamente con la permeabilidad de la formación. Esta línea recta, usualmente continúa, hasta que el radio de investigación alcanza uno o más límites del yacimiento.

El análisis de una prueba de restauración, puede hacerse utilizando el método Horner, el cual requiere que se reconozca la región de tiempo medio, la cual debe ser localizada de una forma acertada, para evitar confusiones entre regiones y así obtener resultados confiables, debido a que el cálculo de la permeabilidad, daño y presión de la formación dependen de la recta de Horner.

- **Región de tiempo final.** Cuando se alcanza un tiempo suficiente, el radio de investigación alcanzará los límites de drenaje del pozo, indicando el final de la región de tiempo medio e indicando el comienzo de la región de tiempo final. En esta región, el comportamiento de la presión está influenciado por la configuración del límite, por la interferencia de pozos cercanos, por heterogeneidades del yacimiento y por contactos entre fluidos. Si el yacimiento es infinito, esta región no se logrará identificar debido a que la recta de Horner no cambiara su pendiente.

Prueba de declinación de presión. Una prueba de declinación de presión consiste en abrir un pozo que ha estado cerrado y estable, donde la presión de fondo fluyente es monitoreada constantemente y es usada para el análisis. El pozo debería estar produciendo a tasa constante, pero en la práctica, esto es difícil de lograr y la data de declinación de presión normalmente es errática. Por tanto, el análisis del periodo fluyente (declinación) es frecuentemente difícil e inexacto.

Las pruebas de declinación de presión es un buen método para pruebas de límites de yacimiento, ya que el tiempo requerido para observar una respuesta de límite

es largo, y fluctuaciones operacionales en la tasa de flujo son menos significantes sobre tales longitudes de tiempo.

Prueba multitasa. Una prueba de flujo a dos o más tasas, se supone da la misma información que puede obtenerse de una prueba de restauración de presión: permeabilidad y factor de daño. Para llevar a cabo esta prueba, el pozo debe estar produciendo a una tasa constante,  $q_1$ , por una longitud de tiempo razonable. Se baja un sensor de presión dentro del pozo a un nivel por encima de las perforaciones, donde se deja por unas pocas horas antes de que la tasa sea cambiada repentinamente de  $q_1$  a  $q_2$ . La teoría es aplicable si  $q_1$  es menor o mayor que  $q_2$ . Pero es mejor requerir que  $q_2$  sea menor que  $q_1$  por la simple razón de que siempre es posible reducir la tasa. Además, si  $q_2$  fuera mayor que  $q_1$ ,  $p_{wf2}$  podría caer por debajo de la presión de burbujeo y el gas podría salir del petróleo, lo cual añade complejidad a la interpretación de la prueba.

#### 3.2.8.2 Diseño.

Generalmente, las pruebas de presión se realizan en un corto período de tiempo, por lo que se debe tener claro cuáles son los objetivos de la misma, que información queremos obtener para la caracterización del yacimiento, etc. Las pruebas de presión casi siempre se llevan a cabo en pozos exploratorios, o en áreas que no se tienen suficiente grado de certeza, por ejemplo, áreas de reservas probables/posibles, la cual requiere comprobar si las reservas tienen algún atractivo comercial. Con la prueba de presión permite evaluar los siguientes aspectos del yacimiento:

✓ *Productividad:* Permite evaluar el potencial de la arena productora, con distintos reductores, evaluar efectos de turbulencia (daño), presión de fondo fluyentes, y otros efectos en la cara de la arena (resistencia inercial y despojamiento capilar).

✓ *Propiedades de yacimiento:* Con el cierre para restauración de presión, permite evaluar la presión promedio de la formación, permeabilidad, capacidad de la formación, skin, efectos de barrera o límites de yacimiento.

✓ *Muestreo de fluidos:* Con las muestras de fluido en fondo permite caracterizar en fluido original de yacimiento, la cual juega un papel importante en la estimación de fluidos originales en sitio, monitoreo y estudios de yacimiento, diseño de las facilidades de superficie, etc.

Generalmente la prueba de presión inicia con la bajada de la herramienta hasta su posicionamiento en fondo (ya desde el comienzo de la bajada se va haciendo registros de presión y temperatura). Posteriormente se realiza el cañoneo (dependiendo) si se tiene acoplado los cañones en la sección final de la sarta, que generalmente pueden contener soltadores para enviarlos al fondo del pozo o pueden ser recuperadores posterior a la operación. Luego de la ejecución del cañoneo, y teniendo el pozo alineado en superficie con unidad de well testing (separador portátil), se alinea el pozo a producción con reductor de mínimo diámetro. Es aquí cuando empieza los períodos de flujo y cierre la cual podemos detallar a continuación:

- Primer período de flujo y primer cierre (Opcional): Generalmente queda a consideración de la compañía operadora, y se hace a las pocas horas de haber realizado el cañoneo del pozo. En este período el pozo solo desplazará lodo de perforación, pero permitirá verificar la conexión yacimiento-pozo. Debido al poco período de cierre, el BU realizado no permitirá una interpretación.
- Segundo período de flujo y cierre (Período de limpieza): Este período de flujo y cierre puede realizarse con varios reductores dependiendo de las respuestas energéticas que tenga el pozo, con el equipo de well testing se monitorean los parámetros de corte de agua y API hasta desplazar totalmente el lodo de perforación. Generalmente el período de cierre ulterior es el doble del período tiempo de flujo. La BU realizada permitirá analizar la condición de daño que pueda tener la arena productora.
- Tercer período de flujo (Prueba multitasa) y Cierre (BU Principal): Este se considera el período principal de flujo, generalmente se hace con 3 o 4 reductores, dependiendo de la respuesta de la arena productora. Generalmente estas pruebas son de 24 horas con cada reductor y siempre se realiza fiscalizada ante el ente regulador. El período de cierre se realiza al menos el doble de tiempo de la prueba multitasa (en ocasiones, bajando una herramienta de lectura de sensores con equipo de wireline en el BHA), para realizar seguimiento de la prueba de restauración. Con esta información de BU, permitirá observar el daño del pozo (compararla con la BU del período de limpieza), estimar permeabilidad, capacidad de formación, y si el tiempo lo permite, analizar límites o barreras.
- Cuarto período de flujo y cierre (Toma de muestras): Ya con el pozo con suficiente desplazamiento, se realiza el muestreo de fondo o superficie (de acuerdo al tipo de yacimiento), con el propósito de realizar estudios convencionales PVT y/o análisis especiales, según sea el requerimiento. Con esta

etapa, en líneas generales se culminaría la prueba de presión, se procede operativamente a realizar el control del pozo, ya sea para seguir probando otra arena superior o bajar la completación permanente.

### **3.2.9 SWABEO (ACHICAMIENTO)**

El Swabbing o Swabeo, es aquella estimulación mecánica, cuya finalidad es garantizar el retiro o limpieza de perforados presentes en el pozo, al igual permite restar el peso generado por la columna hidrostática de los fluidos que ocupan el interior de la tubería, siendo así un modo de estimulación para el pozo.

El objetivo de este método de estimulación o servicio de limpieza, es ofrecer la extracción eficiente de fluidos contenidos en el interior del pozo, tomando como prioridad operativa, la seguridad del personal, de equipos, y medio ambiente.

Como todo trabajo o servicio que se elabora, se tiene la responsabilidad de mantener fija la condición establecida por la empresa ccesionaria que emplea de la contratista, esto para mantener un rango de gasto-beneficio, mediante el conocimiento exacto de los parámetros que intervienen en la realización de esta operación: yacimiento, formación, materiales, equipo de swabeo, personal.

Para la realización de este tipo de trabajo se requiere de una serie de equipos en lo que encontramos:

- Taladro (RIG).
- Tanques de Almacenamiento.
- Tubería (tubing) o drill pipe.
- Empaque recuperable.
- Niplesilla.

El Swabeo es la acción descendente y ascendente de una barra denominada barra de Swabeo, la cual recibe de un movimiento reciproco mediante la operación de halado de un cable de 9/16" (Sand-line), y luego por fuerza gravitacional y consecuente a su peso, vuelve a descender en el interior de la tubería, de este modo se crea de un efecto tipo pistón de una bomba de subsuelo impulsando el fluido contenido en la tubería en cada viaje, generando que la presión hidrostática descienda, provocando una fuerza de succión que induce la entrada de fluido desde la formación al agujero del pozo.

Al tiempo que se realiza de esta labor se lleva un registro o monitoreo preciso sobre las condiciones a las que se es sometido el equipo operacional, para así ir adaptando y proveer a los equipos de herramientas necesarias previniendo daños y por consiguiente paradas no programadas durante el servicio; estos registros contienen datos desde cantidad de fluido levantado, profundidad, características de fluido, efectos sobre la barra de swabeo debido a esfuerzos, desgaste en los empaques, esto con el fin de verificar su integridad y cambiarlas si es necesario. De esta manera se realizan el número de viajes necesario para swabear el pozo, verificando constantemente el nivel de fluido en la tubería; si el nivel de fluido dentro de la tubería se encuentra cada vez más bajo en cada viaje, indica que el pozo no está aportando, si el nivel de fluido dentro de la tubería permanece constante, es indicio de que el pozo está aportando.

#### 3.2.9.1 Herramientas convencionales.

Lo que comúnmente se llama equipo de Swabeo, se compone en forma general de:

- a. Sand drum y sand line generalmente de 9/16", 5x7 que hacen parte del Rig.
- b. Hydraulic Wire line Oil saver que contiene insertos o bushings, que a su vez aseguran y presionan el Oil saver Rubber.
  - Compuerta (gate) o tapa de Oil saver.
  - Releasing attachment, que mecánicamente acopla con el oilsaver por medio de unos balines.
  - (2) válvulas master colocadas verticalmente.
  - Una conexión en cruz, roscada generalmente colocada en medio de las válvulas master.
  - Nipples de extensión.
  - Reducción o botella para conectar los nipples a la tubería (tubing).
  - Un Rope Socket para anclar allí el cable por medio de un nudo o soldadura de magnesio y plomo.
  - Un swivel Rope socket.
  - Barra de swabeo (sinker bar).

- Mandrel sub (que conecta la barra de mandriles).
- Juego de mandriles para swabeo.
- Copas de swabeo en cada mandril y según el tipo de tubería usada.
- Lower mandril o base de mandriles.

### 3.2.9.2 Ensamble de herramientas.

- Bajar tubería (tubing o drill pipe) a fondo con empaque recuperable. Sentar empaque arriba de las perforaciones.
- Instale en orden riguroso de abajo hacia arriba desde la rotaria y sobre el primer tubo de tubing lo siguiente (botella o reducción (LP- tubing) + niples LP + válvula master + cruz + válvula master + unión de golpe + lubricador + releasing attachment).
- Tomar la punta del cable (Sand Line) y pasarlo por el oil saber y también por el rope socket.
- Hacer nudo a la punta del cable y pegarlo con la magnolia fijamente dentro del rope socket.
- Enroscar el swivel rope socket al rope socket.
- Enrosque la Sinker bar al swivel rope socket.
- Enrosque la Sinker bar al mandrel sub.
- Instale en cada mandril una copa de swabeo, acóplelos a la cabeza de los mandriles.
- Levante todo lo anterior con el Sand line, e introdúzcalos por el releasing attachment.
- La longitud del tubo lubricador en todo caso deberá ser mayor que la longitud de (mandriles + Sinker bar + Swivel rope socket + rope socket).
- El diámetro de todo el equipo de cabeza (válvulas master + lubricador + releasing attachment) debe ser mayor que el del tubing.

- Coloque las marcas con hilos (cabuya o fibra) que identifiquen sobre el cable (sand line) la distancia desde la rotaria hasta el sand drum, para no ir a estrellarse el rope socket con el oil saber durante la operación. Son prevenciones.
- Coloque más marcas sobre el cable que indiquen profundidad de trabajo o profundidad del último mandril.
- Es recomendable no meterse más de 500 pies por debajo del nivel de fluido, pues queda muy pesada la columna para el cable.
- El nivel de fluido dentro de la tubería se detecta por la distensión o seno que experimenta el cable al dejar bajar el conjunto de barras rápido entre el pozo.

Tabla 2. Tabla de requerimientos de nivel de fluido y profundidad según número de viajes y altura del líquido del tanque.

# Viajes	Nivel Fluido (ft)	Altura Liq. Tanque	Profundidad (ft)
1	500	2	1100
2	1000	3	1200
3	1100	4	1500
4	1300	5	1600
5	1400	6	1700

- En cualquier momento que se note que en los tanques el pozo empieza a fluir sin necesidad de más viajes, saque rápido las copas hasta que todo el conjunto esté por dentro del lubricador y encima de la válvula master superior y ciérrase dicha válvula. El pozo fluirá (por la válvula lateral solo). En ese momento se debe medir el nivel del tanque (fluido) y contabilizar tiempos y rata de producción.
- Terminado el swabeo y si el pozo produjo, es necesario seguramente circularlo en reversa con fluido pesado para matarlo y así poder quitar el árbol de swabeo.
- Como las copas de swabeo se desgastan, se deberán chequear cada 10 o 20 viajes y cambiarlos si es el caso. La unión de golpe instalada en la base del lubricador hace fácil y rápido la operación de cambio de copas.

- La línea de flujo que va desde la cruz llevando el fluido del pozo deberá conducir a un separador de gas situado antes que el tanque.
- En muchos casos después de ir sweatband el nivel del fluido desciende gradualmente hasta quedarse prácticamente seca la tubería por dentro. Es decir el pozo no responde y en ese caso se debe tratar de sacar el empaque sin igualar la columna hidrostáticas, debido a su alto grado de complejidad.
- Debe recordarse que si el pozo responde y el empaque no asienta es difícil que produzca. Por el contrario si es un pozo seco aunque el empaque no asiente: al swabearlo saldrá fluido también del anular, pero se secura finalmente.
- Durante el Swabeo a medida que se saca el cable se deberá estar bombeando aceite hidráulico por medio de la bomba hidráulica hacia Oil saver, para evitar lluvia de fluidos en el equipo.
- En resumen la operación consiste en bajar las copas de swabeo por debajo del nivel de fluido y luego sacar rápido, para que las copas saquen el fluido que está encima de ellos.

#### 3.2.9.3 Problemas operativos.

- Tiempo de vida del motor, (por excesivas cargas de fluido.
- Agarre o ataque del conjunto de subsuelo (varillon, copa y mandriles, cable, etc.)
- Condiciones inseguras/actos inseguros.
- Cable de acero deteriorado.

#### 3.2.10 ACIDIFICACIÓN

La acidificación es una aplicación que se deriva en varias técnicas implementadas en yacimientos de areniscas, cuya prioridad es la remoción de daños presentes en formaciones donde el contenido de cuarzo es de aproximadamente el 95%, en este caso es efectuada la estimulación a la formación por disolución de cuarzo.

Sin embargo estos no son las únicas formaciones estimuladas puesto que también se puede presentar estimulación en formaciones presentes en yacimientos tipo

carbonático, obteniendo resultados de daño inferiores de -1 hasta -2, indicando que la formación tratada en el este tipo de yacimiento se encuentra estimulada. De acuerdo al tratamiento que se quiera aplicar, existe tres tipos de acidificación: el lavado ácido, que tiene como propósito remover los depósitos de las paredes del pozo o para abrir los intervalos perforados obturados, generalmente tapados con escalas. Otro tipo de acidificación, es la estimulación matricial, que no es más que la inyección de un ácido a la formación a una presión menor a la presión de fractura en forma radial. Finalmente, la fractura ácida, que consiste en inyectar ácido a una presión lo suficientemente alta para producir una fractura hidráulica dentro de la formación. Con este tipo de acidificación, se obtienen canales de flujo de alta conductividad que con un buen agente de sostén (propante) puede permanecer por un largo período de tiempo después de haber aplicado el tratamiento.

La acidificación no solo se limita a este tipo de tratamientos o estimulaciones en la formaciones, también es implementada como colchón de fracturamiento hidráulicos, para disolver finos y partículas formadas en el proceso de cañoneo, posee la peculiaridad de ser aplicado como rompedor de emulsiones en formaciones que son sensibles a pH, al igual que disolvente de fluidos altamente viscosos en tratamientos de fracturas hidráulicas, y en las operaciones de cementación.

Los pasos básicos para el diseño de una acidificación son básicamente los siguientes:

- Seleccionar los candidatos de pozos más adecuados, evaluando la severidad del daño, su localización, radio de penetración del daño y si un ácido puede remover el mencionado daño.
- Diseñar el tratamiento más adecuado de acuerdo a: el tipo de ácido que puede remover el daño de la formación y su compatibilidad con la formación y los fluidos contenidos en ella, caudal máximo de operación.
- Control de calidad.
- Monitoreo del tratamiento.
- Evaluación de resultados.

Diseño de un tratamiento ácido:

- Ubicación del daño.
- Cara del pozo.
- Daño por costras e incrustaciones.
- Taponamiento por arena.
- Perforaciones taponadas.
- Taponamiento por parafina.
- Depósitos de asfáltenos.
- Matriciales críticos:
  - Sólidos finos del lodo.
  - Taponamiento de por cemento.
  - Sólidos de los fluidos de terminación y reparación.
  - Migración de finos en la producción.
  - Arcillas nativas.
  - Permeabilidad natural baja de la formación.

Daño de la formación – Definición. Disminución de  $K_o$  y  $\Phi$  en zonas aledañas al pozo. Se reconoce mediante correlación de pozos vecinos, pruebas y registros Baja producción en la misma formación. Descartar cambios naturales litológicos y en la propiedades de la roca Natural (producido por los fluidos del yacimiento) Inducido (por los fluidos de control o trabajo).

### 3.2.10.1 Tipos de daño de formación

- *Emulsiones:* Formada por invasión de filtrados en zonas de aceite o mezcla de filtrados de lodo base aceite con el agua innata, se puede diagnosticar debido:
  - Declinación abrupta de la producción
  - Corte de agua
  - Producción de sólidos
  - Muestras de fluido de fondo
  - Inyección de inhibidores
  - Tratamiento
  - Surfactantes
  - Solventes mutuales
  
- *Cambio de humectabilidad:* La mojabilidad del petróleo en la roca reduce la permeabilidad relativa al petróleo  $K_o$  como consecuencia de la adsorción a través de minerales activos en la superficie de la pared poral y se puede determinar mediante:

- Rápida declinación de la producción
  - Fuga en el revestimiento
  - Corte de agua
  - Conificación de agua
  - Decrecimiento o desaparición de gas
  - Tratamiento
  - Solvente mutual seguido por surfactantes
- *Bloqueo por agua:* Causada por un incremento en la saturación de agua cerca de la cara del pozo con decremento de la  $K_o$  y se puede diagnosticar debido:
- Rápida declinación de la producción de hidrocarburos
  - Fuga en el revestimiento
  - Incremento de la relación agua petróleo
  - Agua en la cara del pozo
  - Corte anormal de agua en la perforaciones inferiores
  - Tratamiento
  - Solventes mutuales o surfactantes
- *Formación de incrustaciones:* La deposición de incrustaciones ocurre durante la producción debido a la baja temperatura y baja presión encontrada en la cara del pozo y se puede determinar debido:
- Caída abrupta en la producción
  - Escamas visibles en las varillas y tubería
  - Relación agua petróleo
  - Tratamientos: Carbonatos (más común), HCl, ácido acético acuoso, Cloruros 1 - 3% HCl.
- *Depósitos orgánicos:* Parafinas o asfaltenos se acumulan normalmente en las perforaciones, la tubería y/o la formación, debido a los cambios de temperatura y presión en la cara del pozo y se puede diagnosticar debido:
- Caída abrupta en la producción
  - Parafina adherida a las varillas o tubería
  - Tratamiento: Solventes aromáticos (Xileno, Tolueno), Solventes mutuales.

- *Bloqueo por sedimentos y arcillas:* Daño provocado por sedimento y arcillas, incluyendo la invasión del fluido de perforación, el hinchamiento de arcillas y/o la migración de finos del yacimiento y se puede determinar mediante:
  - Caída abrupta en la producción
  - Pérdidas de circulación
  - Pruebas de producción
  - Tratamiento: HCl (Yacimientos carbonatados), Soluciones de HF (Areniscas), Polímeros de aminas cuaternarias (L55), Surfactantes catiónicos (M38B).
  
- *Bloqueo micro bacteriano:* Bacterias que crecen de forma anaeróbica en el agujero por encima de los 150 °F. Las bacterias pueden ser fácilmente reducidas químicamente, es tratado mediante el compuesto M91.

#### 3.2.10.2 Fuentes del daño de formación:

- Perforación (invasión de filtrado - taponamientos por finos)
- Cementación (precipitación de iones Ca<sup>++</sup>)
- Disparos (invasión de partículas metálicas - cristalización)
- Terminación y reparación (invasión de fluidos – emulsiones)
- Empaque con grava (invasión por finos – mala selección tamaño)
- Producción (Conificación de agua – migración de finos – depósitos orgánicos – incrustaciones, etc.)
- Estimulaciones (taponamientos por sólidos metálicos)
- Operaciones de inyección (bloqueos por agua)

#### 3.2.10.3 Reconocimiento y proceso de selección del candidato por tratamiento.

La selección de candidatos (reconocimiento) es un proceso de identificación y selección de pozos para tratamiento, que tienen la capacidad de incrementar la producción con buenas tasas de retorno económico, por ende involucra muchos factores de análisis para la elección acertada de tratamiento, para ello se debe tener información que permita una evaluación completa de la zona a tratar, tales como:

- Registros eléctricos.
- Historia de producción.
- Características del yacimiento: Monofásico, bifásico, trifásico, homogéneo, compuesto de arenisca y/o caliza, permeabilidad (primaria o secundaria), espesor de la formación, Relación agua-petróleo (RAP), relación petróleo-gas

(RGP).

- Historia de la terminación: A hueco abierto y/o cerrado, permeabilidad (primaria o fracturamiento), vertical o direccional, tubería o revestimiento, tipo de levantamiento (natural o artificial).
- Reparaciones previas.
- Curvas de productividad.
- Establecer un potencial incremento razonable para la estimulación.
- Evaluar los problemas mecánicos potenciales.
- Enfocarse en pozos de alto potencial y bajo riesgo.
- Pruebas de laboratorio.
- Análisis económico: VPN (valor presente neto), costos impredecibles, equipos, herramientas, materiales, costos fijos, producción revertida, Inversión, tiempo, recobro sustentable, rentabilidad.

#### 3.2.10.4 Tipos de acidificación.

En términos generales las estimulaciones ácidas se clasifican en tres tipos:

a) Limpieza de la cara del pozo: Remojo o lavado de las perforaciones con soluciones químicas y/o medios mecánicos, posee una acción que se limita a un radio de unos 7 – 10 cm; su objetivo es minimizar o eliminar los sólidos finos que dañan la cara de la formación alrededor del agujero, incrementando la producción de la formación y mejorar la capacidad de asentamiento de herramientas en el revestimiento, para ello se ha establecido una serie de requerimientos tales como: Herramientas de fondo apropiadas, Productos químicos de desplazamiento y limpieza Planificación, diseño e implementación en el sitio del pozo.

- Métodos mecánicos: Normalmente se combinan con los métodos químicos, para efectuar una limpieza eficiente, las herramientas se encargan de la limpieza de las paredes internas del revestimiento, mientras que los productos químicos disuelven los sólidos finos adheridos o incrustados en la cara de la formación a través de las perforaciones.

- Herramientas: Brochas, Raspadores, Combinación brocha/raspador, Herramientas rígidas de circulación, Herramientas giratorias de circulación, Herramientas de chorro lateral.

✓ Brochas: Remueven de la pared del revestimiento y tubería de producción residuos de lodo, costras finas de cemento, rebabas metálicas semi adheridas, parafinas y asfaltenos cristalizados.

✓ Raspadores: Remueven de la pared del revestimiento costras grandes de cemento y rebabas de metal (de las perforaciones) fuertemente adheridas.

✓ Herramientas de circulación: Pueden ser rígidas o giratorias, pero en ambos casos están diseñadas para proveer flujo lateral con chorros a alta presión. Normalmente se usan conjuntamente con las sustancias químicas, para remover las incrustaciones y sólidos finos adheridos a la cara de la formación, a través de las perforaciones.

▪ Métodos químicos:

✓ Dispersantes: Normalmente se utilizan como fluido de desplazamiento y su finalidad es remover de las paredes del revestimiento o tubería los residuos del lodo.

✓ Surfactantes: Se encargan dispersar y remover los sólidos del lodo base aceite de la cara de la formación.

✓ Solventes: Remueven los residuos orgánicos (parafinas y asfáltenos) de las paredes del revestimiento o de la tubería. • Se utilizan en tratamientos de remojo.

✓ Solventes mutuales (surfactantes + solventes): Remueve hidrocarburos, residuos de lodo base aceite, escoria metálica, asfáltenos y resinas de las paredes de los tubulares.

b) Estimulación ácida de la matriz: este tipo de acción ácida se aplica para, formaciones de alta permeabilidad con daño, formaciones no fracturables en que la inyección de ácidos dentro de la formación con presiones inferiores a la presión de fractura, con radio de acción 3 – 5 pies, formaciones de gran espesor, para suplementar un fracturamiento donde existen limitaciones para fracturar. Su objetivo de aplicación se basa en tres puntos, restaurar la permeabilidad natural, menor estimulación en a la formación y mantener intacta la barrera zonal de producción. Los requerimientos para una operación exitosa en la aplicación de una estimulación ácida va desde, volumen suficiente de fluido de tratamiento, reacciones químicas correctas, baja presión de inyección, cubrimiento total de la zona tratada.

Este tipo de estimulación se aplica en casos donde se presentan daños en la tubería debido a la presencia de incrustaciones, depósitos orgánicos, silicatos, aluminosilicatos, también por presencia de emulsiones, bloqueos por agua, cambio de mojabilidad, empaques con grava, a los perforados y por bajas propiedades en la formación como permeabilidad y porosidad; para una realización eficaz de estimulación en la matriz se requiere de un diseño exacto del tratamiento a realizar de este modo se inicia por seleccionar una serie de ácidos candidatos para aplicar según la zona a trabajar, luego establecer la naturaleza y ubicación del daño, selección del fluido y aditivos de tratamiento, determinación de la presión de trabajo basado en la presión de fondo y formación, establecer la tasa de inyección, establecer los volúmenes de fluido, desarrollar el tren de bombeo y la estrategia de colocación, definir el cierre y las etapas de limpieza, evaluación económica de productividad y utilidad.

No obstante vemos que la estimulación ácida de la matriz se emplea solo en zonas de areniscas, calizas y dolomitas.

- Areniscas: Disuelve y dispersa el daño restaurando la permeabilidad natural.
- En calizas y dolomitas: Agranda los canales de flujo/fracturas, a su vez dispersa el daño disolviendo la roca circundante y crea de agujeros de gusano altamente conductivos, aumentando de este modo la permeabilidad de la zona productora hacia el pozo.

Éste estimulación se fundamenta en la selección de dos factores, la selección de fluido y selección de aditivos, entre los que encontramos:

- *Selección del fluido:*
  - Ácidos: HCl, HF, Fórmico, Acético, Cítrico.
  - Solventes: Xileno, Tolueno, Terpenos.
  - Emulsiones.
  - Salmuera.
  - Sistemas de base alcohólica.
  - Espuma.
  - Sistemas surfactantes Visco elásticos.
  - Difusión.
- Selección de aditivos:
  - Inhibidores.

- Dispersantes.
- Surfactantes.
- Solventes mutuales.
- Controladores de hierro.
- Controladores de arcillas.
- Agentes desemeulsificantes.
- Agentes anticontaminantes.
- Controladores de incrustaciones.
- Reductores de fricción.

Dicho tratamiento se basa en las siguientes etapas:

- ✓ Pre-flujo del pre-flujo ácido.
- ✓ Pre-flujo ácido.
- ✓ Tratamiento principal.
- ✓ Sobre flujo.
- ✓ Fase de dispersión.
- ✓ Fluidos al final del tratamiento.

Finalmente durante la aplicación de dichos tratamientos se debe fundamentar una ejecución y evaluación laboral, donde se toman como parámetros:

- ✓ Protección en la salud de los empleados.
- ✓ Seguridad de los empleados.
- ✓ Seguridad ambiental.
- ✓ Control de calidad.
- ✓ Prueba de gastos paso a paso.
- ✓ Tiempo real de evaluación.

c) Fracturamiento ácido: Su objetivo es el de crear una nueva permeabilidad en formaciones de areniscas con una presencia de permeabilidad natural extremadamente pobre, además de propagar fracturas naturales en carbonatos; dicha aplicación de tratamiento ácido se basa en inyectar de un ácido en la formación a una presión determinada que debe ser lo suficiente o máxima para permitir la fractura de la formación o abrir las fracturas existentes.

Este tipo de acción de inyección acida se presenta de diferente tipo de formas, fractura sencilla, fractura de múltiples capas, pasos múltiples; para lograr de estas fracturas podemos hallar diferentes técnicas tales como, ISD (Internal Stress

Diversion using Perf Fraction), usando bolas de sello, Bracket Frac/ Diverta Frac, propagación de fracturas naturales.

#### 3.2.10.5 Procedimiento operacional

- a. Pickling: consiste en inyectar agentes de control de hierro tanto en la tubería de producción, casing y coiled tubing, para evitar posible contaminación del tratamiento principal.
- b. Desplazamiento del crudo (solvente) 10-75 gal/pie
- c. Desplazamiento del agua de formación 12-25 gal/pie
- d. Preflujo de ácido acético para limpieza 25-100 gal/pie
- e. Preflujo de HCl con el objetivo de evitar reacciones secundarias 25-200 gal/pie
- f. Tratamiento principal (HCl-HF, ácido orgánico, HF de acuerdo al tipo de formación) 25-200 gal/pie
- g. Overflush (que debe ser el mismo ácido para mantener el equilibrio del sistema.
- h. Desplazamiento.

El tratamiento principal va a depender de la solubilidad que tenga este con los minerales presentes. Generalmente las concentraciones a usar (esto no se debe usar como una receta de cocina) son las siguientes:

#### 3.2.11 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Los ingenieros diseñan una operación de fractura basada en las características geológicas de la formación y el depósito de petróleo o gas. Componentes básicos del diseño de fracturamiento incluyen la presión de la inyección, y los tipos y cantidades de materiales (por ejemplo, productos químicos, líquidos, gases, arena) necesarios para lograr la estimulación deseada de la formación.

La intención de la fracturación es de crear las fracturas que se extienden desde el pozo, hasta las formaciones de petróleo o gas. Los líquidos que son inyectados pueden llegar hasta más de 900 metros del pozo. Aunque el intento es diseñar una red óptima de fracturas en una formación de petróleo o gas, la disposición de las fracturas es extremadamente compleja, imprevisible e incontrolable. Modelos digitales tratan de simular las vías de la fractura, pero experimentos en el campo han demostrado que una fractura hidráulica no se comporta de la misma manera pronosticada por los modelos.

Técnicas de diagnóstico están disponibles para evaluar los elementos individuales de la geometría de la fracturas, pero la mayoría tienen limitaciones en su utilidad. Uno de los mejores métodos, imágenes micro sísmicas, proporcionan una imagen de la completa fractura hidráulica y su modelo de crecimiento. El método es costoso, y se utiliza sólo en un pequeño porcentaje de los pozos.

Una sola operación de fracturamiento hidráulico en un pozo de gas poco profundo puede utilizar millones de litros de agua. Slickwater fracs, una forma de fracturamiento hidráulico comúnmente utilizada en formaciones de gas, son conocidas por utilizar hasta 180 millones de litros de agua para fracturar un pozo horizontal. Muchos pozos tienen que ser fracturados varias veces en el transcurso de sus vidas, aumentando el uso del agua.

Una pequeña proporción de los pozos son fracturados utilizando gases como nitrógeno o aire comprimido, en lugar de fluidos a base líquida. En todos los trabajos de fracturamiento, miles o cientos de miles de libras de arena o cerámicas son inyectadas para mantener las fracturas abiertas.

La fracturación hidráulica es el proceso por el cual se aplica una presión hidráulica a la roca del yacimiento hasta que se produce una fractura, después que se fractura se continúa aplicando presión, extendiendo la fractura hacia fuera, de tal forma que se crea un canal de flujo nuevo y mayor que podrá comunicar la permeabilidad natural de la roca y suministrar un área adicional de drenaje.

El fluido usado para crear la fractura se llama fluido de fracturamiento, el primer fluido de fracturamiento que penetra la fractura se llama volumen de colchón, que une la fractura y empieza a controlar la pérdida de fluido. Se utilizan unos sustentadores que previenen el cierre de la fractura.

Una vez perforado el pozo, se comunica el fluido del yacimiento desde la formación hacia el pozo a través de los canales existentes (permeabilidad) por distintos medios como expansión de fluidos, desplazamiento natural o artificial del fluido, drenaje por gravedad, expulsión capilar etc.; los procesos pueden trabajar separadamente o juntos.

En muchos casos la producción es insuficiente desde el punto de vista comercial. La producción puede estar reducida en los pozos por daños en perforaciones, en la zona alrededor del pozo por problemas dentro de la formación.

Para resolver estos problemas es necesario tratar el yacimiento para que incremente el fluido de la formación al pozo, lo cual se puede hacer con tratamiento ácido, tratamiento con surfactantes, limpiando las perforaciones o con un fracturamiento hidráulico.

Para considerar la posibilidad de efectuar un tratamiento de fracturamiento hidráulico como estimulación en un pozo, se deben considerar entre otros los siguientes criterios:

- Delgadas de areniscas o calizas que el yacimiento tenga presión para que fluya el fluido hacia la fractura.
- Que el yacimiento contenga hidrocarburos.
- Que el yacimiento sea de baja permeabilidad en la zona productiva.
- Que el yacimiento sea de alta permeabilidad pero que la formación sea arcillosa
- Formaciones con fracturas naturales.
- En yacimientos con zonas lenticulares.

La razón de estimulación con fracturamiento hidráulico es crear una región con una permeabilidad mayor que la permeabilidad original de la formación para que el fluido de la formación en vez de fluir directamente al pozo fluya hacia la fractura y que conduzca el fluido hacia el pozo con una capacidad mayor que la de la formación, se busca incrementar la producción de fluidos del yacimiento se considera como la mejor técnica, donde se busca incrementar el índice de productividad, especialmente con el incremento de la permeabilidad alrededor de boca de pozo.

Corregir daños o superarlos: Los daños que se generan alrededor del pozo comúnmente ocurren durante la perforación; durante el completamiento, durante la compactación por el perforado, durante el cañoneo, durante la producción o inyección. El fracturamiento como mecanismo para corregir estos daños se considera aplicable solamente para cruzar la zona dañada, no para eliminarlo; o sea que con la realización de un fracturamiento no estamos eliminando el problema solo estamos creando un nuevo camino con capacidad de flujo mayor a la existente originalmente.

Proceso de recuperación secundaria: Normalmente cuando completamos algún mecanismo de producción los modelos propuestos pueden ser modificados con la utilización del fracturamiento hidráulico.

Depósito de residuos industriales: Es una aplicación importante en los países industrializados donde se almacena desperdicios en el subsuelo, en estructuras con sellos impermeables donde se depositan aguas pesadas, residuos tóxicos y otros productos nocivos a la salud y al ambiente.

3.2.11.1 Generación de fractura. Se puede decir que todas las formaciones pueden ser fracturadas; sin embargo, algunas formaciones responden mejor que otras al tratamiento dependiendo de la dureza de la roca, de su plasticidad, de las cargas superiores.

La mecánica de la iniciación y la extensión de la fractura, y la geometría de fractura resultante están relacionadas a la condición de esfuerzo de la perforación del pozo, las propiedades de la roca, las características del fluido de fracturación y la formación en que se inyecta el fluido.

Cada punto en una formación está bajo la acción de esfuerzos causados por la sobrecarga de los estratos o el movimiento tectónico. La existencia de los esfuerzos en la roca generan las fallas, corrimiento y el montaje de los estratos; un estudio de las rocas de un yacimiento sirve para predecir la dirección de los esfuerzos presentes, sin embargo, obtener la información es imposible desde el punto de vista teórico o experimental.

Matemáticamente hay tres esfuerzos actuando en un punto, dependiendo de las direcciones, por efecto de espacio se consideran solo tres direcciones mutuamente perpendiculares y actuando en el sistema que se considere; por lo tanto en un sistema de esfuerzos las tres direcciones son el resultado de un conjunto de esfuerzos actuando independientemente.

La fractura se genera perpendicular al menor esfuerzo y se extiende paralela al esfuerzo medio.

3.2.11.2 Orientación de la fractura. Las rocas se fracturan en un plano perpendicular al menor esfuerzo principal. En área donde ocurren fallas normales, el menor esfuerzo principal es horizontal y resultan fracturas verticales. En áreas de impulso con fallas las formaciones pueden estar bajo considerables esfuerzos de compresión horizontal; por lo tanto, el esfuerzo de sobrecarga puede ser el menor esfuerzo principal y pueden resultar fracturas horizontales.

La comparación de las presiones de iniciación y propagación de la fractura también proporcionan claves con respecto a la orientación de la fractura. Sin tener en cuenta la resistencia a la tensión de la roca, esto puede indicar que se creó una fractura vertical y que los esfuerzos principales horizontales son aproximadamente iguales. Si no se presenta ninguna disminución de la presión esto podría indicar que se formó una fractura vertical y que los esfuerzos horizontales regionales en el área son desiguales.

- Fractura horizontal: Suponiendo que se ejercen componentes verticales de fuerza contra la formación, la condición necesaria para la iniciación de la fractura horizontal es que la presión del fondo del pozo exceda el esfuerzo vertical más la resistencia tensional vertical de la roca

- Fractura vertical: Las condiciones necesarias para la iniciación de una fractura vertical dependen de la resistencia relativa de los dos esfuerzos horizontales principales compresivos. Para que falle la formación, la presión del fondo del pozo debe ser un poco mayor que el esfuerzo mínimo del fondo del pozo y debe también superar el esfuerzo tensional de la roca.

3.2.11.3 Aspectos a considerar en un fracturamiento. Para realizar fracturamiento se debe realizar un análisis pormenorizado de los aspectos que influyen, afectan o propios del trabajo de fracturamiento, por lo tanto se consideran los siguientes aspectos.

✓ La formación: Se puede decir en general, que toda formación puede ser fracturada, sin embargo algunas formaciones responden mejor que otras al fracturamiento. La experiencia ha demostrado que las formaciones clasificadas como medianas a duras son las que responden mejor, probablemente gracias a la capacidad de los nuevos agentes sustentadores para mantener una fractura abierta y con alguna capacidad de flujo. Las formaciones clasificadas como suaves o no consolidadas son las de menor rendimiento, pues se puede crear una fractura pero sería imposible mantenerla sustentada debido a la enbebimiento de los agentes sustentadores. Las formaciones duras en los pozos profundos podrían triturar los agentes sustentadores, disminuyendo la capacidad de flujo y dificultando el mantenimiento de un aumento adecuado de producción.

✓ Los fluidos a utilizar: Los fluidos de fracturación generalmente se clasifican como base aceite o como base agua. Se utilizan modificaciones con cada tipo para lograr los resultados deseados.

- La adición de un agente de control de pérdida de fluido.
- Gelificación o espesamiento.
- Materiales de gelificación de enlace cruzado.
- Emulsificación.

Actualmente las dos terceras partes de los tratamientos de fracturas utilizan fluidos con base agua. Para pozos de gas, una innovación reciente es un fluido gelificador con base de alcohol.

✓ Selección del fluido: La selección del fluido de fracturación es una parte importante del diseño de fracturación. Entre los factores que deben considerarse están:

- Capacidad de crear vacío - Una función de:
  - Pérdida de fluido o eficiencia del fluido.
  - Viscosidad.
- Geología - viscosidad y pérdida de fricción.
- Capacidad de transporte del agente apuntalante.
- Compatibilidad con los constituyentes de la formación y los fluidos del yacimiento.
- Limpieza de la fractura después del tratamiento.
- Disponibilidad
- Costo.

✓ Aditivos: Los aditivos empleados para preparar fluidos de fracturamiento están basados en la función a desempeñar dentro del fluido utilizado.

- Viscosificantes: Es en importancia, la principal función a desempeñar, para adquirir las propiedades de viscosidad necesarias para transportar el sustentador.

- Estabilizadores de temperatura: Su función es mantener estable el gel formado por cambios de temperatura

- Controladores de pérdida de fluido: Se emplea tanto en el fluido de fracturamiento como en los preflujos, su aplicación es minimizar la pérdida de

fluido a través de la cara de fractura, con ello se logra mayor penetración del fluido y del sustentador en la formación, luego de abierta la fractura.

- Activadores: En algunos casos si se incrementa demasiado la viscosidad es imposible succionar y bombear el fluido, en tales circunstancias es necesario mezclar y preparar un fluido de viscosidad moderada, se adiciona el sustentador e inmediatamente luego que pase por la centrifuga de descarga se adiciona el activador para crear un fluido de altísima viscosidad, que es bombeado al pozo para crear la fractura.

- Rompedores de gel: Cuando la temperatura no es demasiado alta, o el gel formado es muy fuerte, es necesario romper el gel; por lo cual se utiliza aditivos bombeados dentro del fluido que se activan con el tiempo para liberar el sustentador dentro de la fractura creada.

- Surfactantes: Se emplean con el fin de estabilizar los fluidos de la formación con el fluido base de fracturamiento logrando su compatibilidad.

- Bactericidas: Cuando el fluido empleado es base agua, es necesario inhibirlo con productos que eviten la formación de bacterias en el fluido, evitando el rompimiento del gel antes de llegar a la fractura.

✓ Sustentadores: El objetivo de apuntalar la fractura es mantener económicamente la conductividad de la fractura deseada. La conductividad de la fractura depende de un número de factores interrelacionados como son:

- Tipo, tamaño y uniformidad del apuntalante.
- Grado de encaje, trituración y/o deformación que ocurra en la fractura.
- La cantidad de agente apuntalante y la forma de colocación en la fractura.

✓ Equipo: El equipo mínimo requerido para realizar un trabajo de fracturamiento se puede considerar en dos aspectos principales, los de superficie y los del pozo.

- Superficie: Dentro de los equipos de superficie se debe considerar principalmente:

- Las unidades de bombeo.
  - Las mezcladoras.
  - Tanques de almacenamiento de fluidos.
  - Tanques almacenamiento de sustentadores.
  - Múltiple de tuberías.
  - Inyector de bolas (Opcional).
- *Subsuelo*: Inyector de cabeza Utilizado: para garantizar el aislamiento del cabezal de pozo, se conecta a la tubería de trabajo.
- Tubería de trabajo.
  - Empaques.

### **3.2.12 CORRIDA Y CEMENTACIÓN DE LINERS**

La selección apropiada de un liner de producción es un aspecto importante en la programación y planificación del revestimiento de un pozo, ya que disminuye la utilización de revestidor y por ende reduce costos.

En este proceso es supremamente importante resaltar la historia del pozo, describiendo la ubicación del campo donde fue perforado, características litológicas y propiedades petrofísicas del mismo junto con los programas de perforación, completación y cementación aplicados. Se debe describir además conceptos básicos sobre revestimientos y la cementación de pozos. Se detalla cada seccion perforada con los BHAs, tuberías de revestimiento y cementos utilizados. Finalmente se presenta el diseño de la sarta de revestimiento incluyendo el liner, destacando la importancia y ventajas de su uso, el de las herramientas a bajar, y los procedimientos a seguir antes, durante y después de la corrida para colgar y cementar el liner.

La selección apropiada de un liner de producción es un aspecto importante en la programación y planificación del revestimiento de un pozo, ya que disminuye la utilización de revestidor y por ende reduce costos.

El diseño óptimo de un revestidor incluyendo el liner, se asegura en la selección adecuada y económica de tuberías de revestimiento, así como su duración y capacidad de resistencia a las condiciones a encontrar durante la perforación y vida útil del pozo, para lo cual se dan a conocer los conceptos básicos del diseño de revestidores.

Mientras que el programa de cementación debe diseñarse para obtener una buena cementación primaria. El trabajo debe aislar y prevenir la comunicación entre las formaciones cementadas y entre el hoyo abierto y las formaciones superficiales detrás del revestidor. Debe considerarse el no fracturar alrededor de la zapata del conductor o de la sarta de superficie durante las subsiguientes operaciones de perforación o cuando se corren las otras sartas de revestimiento.

3.2.12.1 Funciones de un revestidor. La razón primaria de colocar una tubería de revestimiento en un pozo, es proporcionar protección al hoyo en una forma segura, confiable y económica. Entre las funciones más importantes de las tuberías de revestimiento están:

- Evitar derrumbes en el pozo durante la perforación.
- Evitar contaminaciones de aguas superficiales.
- Suministrar un control de las presiones de formación.
- Prevenir la contaminación de las zonas productoras con fluidos extraños.
- Al cementarlo, se puede aislar la comunicación de las formaciones de interés.
- Confinar la producción del pozo a determinados intervalos.
- Facilitar la instalación del equipo de superficie y de producción.

3.2.12.2 Esfuerzos a los que se somete el revestidor. Para diseñar la tubería de revestimiento, deben conocerse los esfuerzos a la cual estará sometida en el pozo, los cuales son:

- *Tensión*: Originado por el peso que ejerce la sarta
- *Colapso*: Originado por la presión de formación
- *Estallido*: Originado por la columna hidrostática que se encuentra dentro de la tubería.

3.2.12.3 Cementación de un revestidor. Consiste en colocar una capa de cemento en el espacio anular entre la tubería y el hoyo. Una buena cementación nos asegura nuestra zona productiva. Las funciones principales de la cementación son:

- Aislamiento zonal, previniendo la comunicación entre zonas.
- Proveer soporte al revestidor dentro del pozo.
- Proteger al revestidor ante corrosión, formaciones plásticas, etc.

- Proteger al hoyo de un colapso.

3.2.12.4 Planificación de una cementación. La planificación para un trabajo de cementación consiste en evaluar cierta cantidad de características incluyendo:

- Avalúo de condiciones del agujero abierto (limpieza del agujero, tamaño, desgaste del agujero, temperatura).
- Propiedades del lodo.
- Diseño de la lechada.
- Posicionamiento de la lechada.
- Equipo adicional (equipo de flotación, centralizadores, etc.).

### 3.2.13 SQUEEZE

La cementación de los pozos petroleros es el proceso de mezclar y desplazar una lechada de cemento bajando por el revestidor para subir hacia el espacio anular fuera de la tubería donde se le permite fraguar, por lo tanto se pega el revestidor a la formación. Ninguna otra operación en perforación o en completación es tan importante como un trabajo de cementación primaria.

Los procedimientos de cementación se dividen en fases primaria y secundaria:

✓ *La cementación primaria*, se desarrolla inmediatamente después que el Revestidor ha sido corrido en el hoyo. Su función es realizar una separación zonal efectiva y ayudar a que la tubería se proteja a sí misma. La Cementación también ayuda a:

- Pegar la Tubería revestidora a la Formación.
- Proteger los estratos productores
- Minimizar el peligro de arremetidas desde zonas de alta presión.
- Sellar zonas de pérdida de circulación o formaciones problemáticas anticipando una perforación más profunda.

✓ *La cementación secundaria*, o cementación forzada es el proceso de forzar una lechada de cemento dentro hoyos en el revestidor y cavidades detrás de este. Estas operaciones comúnmente se llevan a cabo para reparaciones o cambios en un pozo completado después de cierto tiempo como también puede

usarse durante la fase de perforación inicial. La cementación Forzada es necesaria por varias razones, pero probablemente la más importante es la de segregar zonas productoras de hidrocarburos de aquellas formaciones que producen otros fluidos. El objetivo del trabajo de un squeeze es la de ubicar cemento en el punto o los puntos necesarios para cumplir el propósito.

El Squeeze se emplea también para:

- Reemplazar o reparar una cementación primaria que haya salido mal.
- Reducir los radios de gas- petróleo, agua - petróleo, agua- gas
- Reparar revestidores defectuosos o perforaciones ubicadas inapropiadamente.
- Minimizar el peligro de pérdida de circulación en un hoyo abierto mientras se perfora más profundo.
- Abandonar permanentemente una zona no productiva o depletada.

### **3.2.14 CAMBIOS DE BOMBAS DE SUB SUELO, VÁLVULAS DE GAS LIFT, VARILLAS**

El incremento en el porcentaje de agua y/o una declinación de presión del yacimiento, son indicaciones claras de que la energía del yacimiento está decayendo; es en este momento donde se hace necesario aplicar una energía adicional para levantar el fluido hasta superficie, es decir aplicar un método de levantamiento artificial al pozo. Entre los sistemas de levantamiento artificial se encuentran:

- Levantamiento artificial por gas.
- Bombeo mecánico.
- Bombeo Electro-sumergible.
- Bombeo por cavidades progresivas.
- Bombeo hidráulico.

## 4. REALIZACIÓN DE LA LISTA

### 4.1 REQUERIMIENTOS DE EQUIPOS

Antes de empezar a definir los equipos que van a encabezar la lista de requerimientos para el mantenimiento y el reacondicionamiento de pozos, debemos conocer y tener claros las exigencias que los clientes demandan para realizar el trabajo de workover sugerido. Para esto nos basamos en la relación de equipos y herramientas que exige un cliente como ECOPETROL para el mantenimiento, reacondicionamiento y completamiento de pozos. (Ver Anexo A).

A continuación enlistamos a brevedad los equipos requeridos:

- Acumulador.
- Balanza y embudo.
- Bloque viajero (traveling block)
- Bombas de lodo.
- Cable.
- Calibradores.
- Campamento.
- Cinta metálica.
- Compresor de aire.
- Cuñas y herramientas de manejo de tubería.
- Elevadores para tubería y varilla.
- Embudo de mezcla y bomba centrífuga.
- Equipo de achicamiento (swabbing).
- Equipo de cómputo.
- Equipo de comunicaciones.
- Equipo de HSEQ.
- Equipo de prevención y control ambiental.
- Herramientas de manejo protectores de cable esp.
- Herramientas para aseguramiento de cable esp.
- Indicadores de peso, torsión, presión.
- Inside bop y h back pressure valve.
- Kelly y power swivel.
- Lámparas.
- Llave hidráulica.
- Llaves de potencia.
- Llaves de tubo, de cadena y de manejo.

- Llaves para varillas.
- Malacate.
- Mangueras metálicas y de caucho.
- Mesa rotaria.
- Pescadores para varillas.
- Planta eléctrica.
- Racks y plataforma.
- Raspadores.
- Sistema de control de pozos.
- Sistema de prueba y control de pozos.
- Standpipe.
- Tanques de agua y combustible.
- Tanques de lodo.
- Tracto-camión con brazo hidráulico o grúa autotransportable.
- Unidad Básica
- Unidad de filtración.
- Winche.

#### **4.2 DISPOSICION DE EQUIPOS VARISUR S.A.S., MODELO EQUIPO “TIPO”.**

Ya al enlistar los equipos necesarios requeridos en un trabajo de workover, se deben tener en cuenta varios factores como lo son los requerimientos técnicos del cliente, las especificaciones del pozo al que se le va a emplear el reacondicionamiento y al trabajo que se va a realizar.

En VARISUR S.A.S se cuenta con 18 equipos disponibles para trabajos de reacondicionamiento de pozos, todos con diferentes especificaciones y modelos para mayor diversidad de opciones al momento de seleccionar el indicado para el trabajo. Pero en general, VARISUR S.A.S maneja un equipo “tipo” que es el punto de partida para generar la lista de requerimientos para el mantenimiento y reacondicionamiento de pozos. A continuación se describe a detalle la unidad y basado en el layout correspondiente (Ver Anexo B).

Unidad básica. Los equipos de VARISUR S.A.S cuentan actualmente con la incorporación de nuevas unidades básicas autopropulsadas FALCON tipo SR-550, el cual se ha personalizado para permitir el cubrimiento de nuevos trabajos operacionales basados en las experiencias operativas realizadas en el área del Huila y Tolima durante los últimos años.

Estos equipos poseen las siguientes descripciones:

- Motor insonorizado electrónico CUMMINS QSX 15, con potencia 675 HP, transmisión ALLISON 6010, compresor TU-FLO 562, bomba Commercial P75 de 80 GPM.
- Sistema de Controles hidráulicos.
- Torre marca FALCON RIGS Capacidad 300.000 lbs., de altura 104 ft., con arnés de seguridad, marca Dina scape, sistema de línea de vida tipo Yo-Yo.
- Trabajadero para manejar 10.000 ft. de tubería de 3 – ½” en paradas dobles.
- Trabajadero para manejo de 7.000 ft. de varillas de bombeo en paradas triples.
- Cuenta con Gato de Transferencia para manejo de varillas

Bloque viajero (Traveling block):

VARISUR S.A.S cuenta con unidad de bloque viajero marca Mckissic de 165 toneladas.

Además de contener juego de brazos marca KING OIL TOOLS de 1 ¾” x 72” de 150 toneladas.

Todas las herramientas que hacen parte de este equipo de trabajo de la empresa VARISUR S.A.S son inspeccionadas de acuerdo con la norma API SPEC 04F, estándares técnicos internacionales y manuales de los fabricantes aplicables a esta labor; desarrollado con la empresa de inspección SI Ltda., y testificado por BUERAU VERITAS OIL & GAS.

Stand pipe: La empresa VARISUR S.A.S posee en su sistema de circulación de fluidos un Standpipe de 40 ft. por 3 in. de diámetro y 5000 psi.

El Standpipe empleado cuenta con mangueras metálicas, válvulas de control de fluido, conexiones y accesorios como indicadores de presión.

Mesa rotaria: VARISUR S.A.S cuenta con un sistema rotativo generado por una mesa rotaria IDEAL Modelo 175, tamaño de 17 1/2” potenciada por el equipo.

La mesa rotaria empleada contiene las siguientes especificaciones:

- Capacidad mínima de 200 toneladas.
- Potencia de 550 hp del motor carrier.
- Indicador de torsión y altura de 14 ½" pies.
- Equipada con tazones (bowl inserts and slips) para todos los tamaños de tubing y tuberías de trabajo a usar.
- Incluye el drive-bushing para la kelly.
- Equipada con bandejas para ubicación de la tubería, que permitan recoger los fluidos que drenen.
- Posee sistema de izamiento hidráulico.

Indicadores y medidores: VARISUR S.A.S en su afán de realizar un trabajo óptimo, eficiente y seguro, además de cumplir con los requerimientos asignados por la empresa operadora asigna una serie de instrumentación necesaria para el control de medida de todos los criterios durante la realización de un trabajo de mantenimiento y reacondicionamiento de pozo, también indicadores, los cuales estarán dispuestos en la consola del maquinista con la prioridad de mantener un control constante del pozo y el equipo durante las operaciones a realizar, deben ser asequibles, y con las dimensiones correspondientes dependiendo del trabajo que se va a desarrollar; Por ello se designan indicadores tales como de peso para medir el esfuerzo realizado por el bloque viajero, presión generada y presentada por la bomba, torsión desplegada durante el empleo de la mesa rotaria y las llaves de potencia, tensión que se manifiesta en tubería debido a las condiciones de trabajo y en los anclajes del pozo.

Para ello VARISUR S.A.S dispone:

- Indicador de peso MARTIN DECKER (Clipper) con rango de 0 a 270.000 lbs.
- Cuatro manómetros de presión: (1) 100 psi, (1) 1000 psi, (1) 2000 psi y (1) 3000 psi. De marcas Tong line pull.
- Dinamómetro marca DILON para 30.000 lbs.

Malacate: VARISUR S.A.S basado en los requerimientos y en la limitante de sus unidades, cuenta con un malacate:

- Potenciado con motor CUMMINS QSX15 potencia 675 HP, transmisión Allison 6010, compresor Tu-Flo 562 y bomba commercial P75 - 80 GPM. Capacidad 300.000 lbs.
- Freno Auxiliar de disco Kobel 5027.
- Crow-o-matic Retractable Toggle crown Block Save.
- Gato hidráulico de 3 Toneladas de capacidad.

Cable: VARISUR S.A.S para la realización de sus operaciones de mantenimiento y reacondicionamiento de pozos, cuenta con un cable principal de trabajo con diámetro de 1" - 6 x 19 de alma de acero, con resistencia máxima de 93.000 lbs de carga.

Bombas: La compañía VARISUR S.A.S posee entre sus equipos de circulación de fluidos una serie de bombas que brindan una variabilidad de capacidad y potencia basado en los requerimientos operacionales en las zonas de los departamentos del Huila y Tolima, con la facilidad de manejo y control mediante los diferentes mandos para así garantizar la seguridad del operario. Para ello dispone registrador de potencia, indicador de presiones, y regulador de caudal. De esta forma VARISUR S.A.S contempla de la descripción de sus bombas para los diferentes servicios operacionales:

- Una (1) bomba de lodos TULSA TT-560, con motor electrónico de 550 HP.
- Camisa de 4", 4 1/2" y de 5" y stroke de 6".
- Presión máxima 5000 psi.
- Camisa 4": 2,5 Bbl/min.
- Camisa 4 1/2": 3 Bbl/min.
- Camisa 5": 4 Bbl/min.
- Manómetro Martin Decker de 0-6000 psi.
- Bomba de 5" x 4", potenciada hidráulicamente y con sus respectivos filtro.
- Cuenta strokes digital.
- Bomba marca Wilden modelo P8.

*Tanques de lodo.* VARISUR S.A.S con compañía de servicio a pozo, mantenimiento y reacondicionamiento, debe de contar con tanques de almacenamiento de lodos para un sistema activo, es decir, posee la capacidad de comunicación e intercomunicación entre ellos, además de contener sus respectivos agitadores y conexiones fijas para la descarga pertinente de fluidos, cabe resaltar que

VARISUR S.A.S. en sus 25 años de operación, nunca ha usado agitadores mecánicos en sus frentes de trabajo.

Basándonos en lo citado anteriormente como requerimientos VARISUR S.A.S dispone para el área de tanques:

- Dos (2) tanques de almacenamiento de 274 bls SAFETY MOVE (Quinta rueda) con sus techos y manifold de succión.
  
- Un (1) tanque de mezcla de 175 bls tipo Skid con agitadores mecánicos, pistolas submarinas, techo y manifold de succión para cuando sea requerido por la operación.
  
- Una (1) bomba centrífuga de mezcla marca BJ de 220 GPM potenciada con un motor DETROIT DIESEL 3-71 con su spark arrestor.
  
- Un (1) tanque de píldora; cada tanque está equipado con los accesorios y las válvulas requeridas para su operación.
  
- La bomba centrífuga es potenciada por un motor de 100 HP, entrega 5 Bbl/min por una descarga de 6", que se convierte a 4" y termina en 3/4" por pistola (3 jets de 1/4"). Con este sistema se han realizado trabajos en los campos Los Mangos y San Francisco con *TIXSAL PLUS* entre 12 y 14 ppg.

Así mismo, en las áreas de Huila y Tolima la preparación de fluidos para el control de pozos es esporádica, ya que en la mayoría de trabajos de este tipo se utiliza aceite muerto filtrado, agua de formación y salmueras de baja densidad.

Sistema de control de pozos. Como se ha venido resaltando VARISUR S.A.S acondicionado y/o personalizado los diferentes equipos basados en las condiciones y requerimientos dados por las diferentes operadoras y los parámetros dados por las áreas de acción, especialmente en las áreas del Huila y Tolima. Tomando esto como primicia es de vital importancia para VARISUR S.A.S mantener no solo la integridad de sus equipos sino también de sus diferentes trabajadores, de este modo una de las acciones más importantes durante una labor operacional es el control de pozos, para ello posee un juego de preventoras

que cubren los rangos máximos de capacidad de resistencia y control según la necesidad del campo de operación. VARISUR S.A.S cuenta:

- Dos (2) preventoras CAMERON tipo U 11" x 5000#.
- Preventor anular HYDRIL GK 11" -5000 #.
- Preventor anular HYDRIL GK 7 1/16"-5000 #.
- Preventora de varilla Torus Tipo K stripper bop 3" x 5.000 psi.
- Banco de pruebas ubicado en Campo Base.

La realización y registro de prueba de las preventoras en campo se efectúan según la norma API RP 53 – API RP 16E.

Acumulador. Los acumuladores disponibles para las operaciones de mantenimiento y reacondicionamiento de pozos brindados por la compañía VARISUR S.A.S están regulados por la norma API RP 16E y que de acuerdo con la norma API RP 53 posee la suficiente capacidad para manejar el set de preventoras, arietes y preventor anular que se estén empleando, además de cumplir con los diferentes especificaciones de seguridad.

La compañía VARISUR S.A.S sitúa:

- Una (1) Unidad Acumuladora BOPC con capacidad para 135 gls a 3000 PSI. Dotado con ocho (8) acumuladores de 11 galones.
- Dos (2) reguladores de presión para pipe y blind rams y uno (1) para anular.
- Equipado con bomba triplex accionada por un motor a prueba explosión de 15HP y bomba neumática de respaldo.
- Consola para cierre y apertura remota. Seis mangueras flame retarder (COFLEXI) de 40 pies de longitud.

Winche. Tomando las especificaciones de trabajo y en función al juego del equipo del malacate, VARISUR S.A.S ostenta de un winche marca BRADEN PD12, con 240 ft de cable 1/2" de capacidad de 8.000 lbs., operado desde la consola del maquinista, cabe resaltar que la empresa no cuenta con ni con mando auxiliar y winche auxiliar.

Compresor de aire. VARISUR S.A.S posee una serie de compresores que permiten proveer el aire correspondiente para las diferentes operaciones de reacondicionamiento y mantenimiento de pozos, tales como.

- Compresor Tu-Flo 562, 34 CFM y 150 Psi.
- Compresor Shamal 27 CFM con motor eléctrico de 10 HP.

Llave hidráulica: Tomando como primicia los diferentes trabajos de reacondicionamiento y mantenimiento de pozos, que durante la realización de estos se requiere la manipulación constante y adecuada de tubería en los procesos de inserta, sacada y parada. Para dicha realización de trabajo y de forma eficaz, VARISUR S.A.S dispone de herramientas y equipos necesarios como lo es la llave hidráulica o en su defecto dependiendo de la labor llave de golpe, para tubería y varilla de producción, dimensionadas para ciertos rangos de resistencia de torque. VARISUR S.A.S dispone:

- Una (1) llave hidráulica para tubería FOSTER modelo 58-93R, con mordazas de 2 3/8", 2 7/8", 3 1/2" y 4 1/2". Torque de 8.000 lb-ft.
- Una (1) llave hidráulica para varilla FOSTER modelo 76, con mordazas de 5/8", 3/4", 7/8", 1", 1 1/8". Torque de 2.500 lb-f.
- Una (1) llave hidráulica para alto torque marca HYTORC.
- Dos (2) juegos de llaves de golpe.

Llaves de potencia: Las llaves de potencia son quienes permiten suministrar el torque necesario para ajustar tubería de trabajo tal como Drill Pipe y Drill Collar a un margen o rango establecido por el fabricante. VARISUR S.A.S brinda entre sus servicios de equipo la implementación de llaves de potencia, incluyendo las herramientas necesarias y los diferentes accesorios requeridos.

Dos (2) llaves de potencia HT35 marca BJ con mordazas de 2 3/8 hasta 5 3/4". Herramientas inspeccionadas de acuerdo con las RP API, estándares técnicos internacionales y manuales de los fabricantes aplicables a esta labor; desarrollado con la empresa de inspección SI Ltda., y testificado por BUERAU VERITAS OIL & GAS.

Planta eléctrica: VARISUR S.A.S posee equipos proveídos una suficiente gama de requerimientos que permiten la realización eficiente de los trabajos a la cual ha sido contratada, es así que uno de los equipos fundamentales para el desarrollo

continuo e interrumpido de las labores es la planta eléctrica, quien debe de contar con un exceso de del 50% de KVA y un generador de potencia de reemplazo en caso de falla. Ambas deben de proveer la suficiente potencia eléctrica requerida para el funcionamiento de los equipos, además de otorgar una visibilidad excelente a los diferentes trabajadores durante las diferentes operaciones mediante lámparas y diferentes sistemas de iluminación. VARISUR S.A.S cuenta:

- Una (1) planta eléctrica marca Deutz, 200 kwtt Electrónica.
- Una (1) planta eléctrica marca Deutz, 200 kwtt Electrónica.

Lámparas. Para la realización de los trabajos de reacondicionamiento y mantenimiento de pozos de manera eficiente y cómoda en los diferentes medios donde la visibilidad natural no permite al trabajador disponer de una claridad y orientación en un 100%, VARISUR S.A.S en atención a los requerimientos laborales y de seguridad cuenta con una serie de lámparas a prueba de explosión para una iluminación ajustada al perímetro de trabajo según el ambiente o el estado del día; dichas lámparas son provistas de energía mediante la planta eléctrica. La torre cuenta con:

- Diez (10) lámparas marca lluram explosion proof modelo ECFR-1.
- Se cuenta con seis (6) reflectores de 500 watt, marca lluram XR.
- Cuatro (4) lámparas de 1000 watt. marca Genie modelo TML4000N, de altura 8.5 mts.

Raspadores. VARISUR S.A.S provee de raspadores que permiten la eliminación de agentes anómalos y/o impurezas para asegurar la vida útil de la sarta de producción, de este modo VARISUR S.A.S cuenta:

- Un (1) Raspador de 7" tipo Rot-o-vert.
- Un (1) Raspador de 5 1/2" tipo Rot-o-vert.
- Un (1) Raspador de 5" tipo Rot-o-vert.
- Un (1) Raspador de 9 5/8" tipo Rot-o-vert.

Herramientas inspeccionadas de acuerdo con las RP API, estándares técnicos internacionales y manuales de los fabricantes aplicables a esta labor; desarrollado con la empresa de inspección SI Ltda. y testificado por BUERAU VERITAS OIL & GAS.

Elevadores para tubería y varilla. El elevador para tubería y varilla es un dispositivo implementado para el sostenimiento (carga) y elevación de los mismos mediante una conexión, entre la zona del cuerpo de la tubería y el cuello, durante operaciones de reacondicionamiento y mantenimiento de pozos. Para ello VARISUR S.A.S cumple con los requerimientos establecidos dados por las contratistas.

Dichas herramientas son inspeccionadas de acuerdo con las RP API, estándares técnicos internacionales y manuales de los fabricantes aplicables a esta labor; desarrollado con la empresa de inspección SI Ltda., y testificado por BUERAU VERITAS OIL & GAS.

Cuñas y herramientas de manejo de tuberías. Las cuñas son una parte fundamental durante las operaciones de trabajo de reacondicionamiento y manejo de pozos, pues estas generan de un agarre que permite el sostenimiento de la tubería y así evitar el deslizamiento de la tubería generando una mayor eficacia en el trabajo y seguridad de los equipos y personal.

VARISUR S.A.S en sus años de servicio ha adquirido una gran experiencia respecto al manejo y adquisición de herramientas y equipos, brindando no solo seguridad sino también excelencia en sus trabajos operacionales, cubriendo los diferentes requerimientos provistos por las empresas operadoras.

VARISUR S.A.S cuenta entre sus equipos y herramientas para los diferentes trabajos de reacondicionamiento y mantenimiento de pozos una serie de cuñas:

- Una (1) cuña CAVINS BJ Advance automatic spider tipo C cavins. Slips de 2 3/8" hasta 4 1/2" capacidad 200.000 lbs de carga.
- Un (1) rotary slip 2 3/8" a 3 1/2" de 150 toneladas.
- Un (1) collarín (safety clamp) tipo T para manejo de diámetros de 1 1/8" hasta 5". Para manejo de bombas ESP y PCP de 2 3/8", 2 7/8", 3 1/2", 4", 4 1/2" y 5".
- Un (1) Plato de cuñas manual de 8" de altura.
- Un (1) stripper head mecánico para tubería de 2-3/8" a 4-1/2" y varilla de 3/4" a 1-1/8".

Herramientas inspeccionadas de acuerdo con las RP API, estándares técnicos internacionales y manuales de los fabricantes aplicables a esta labor; desarrollado con la empresa de inspección SI Ltda. y testificado por BUERAU VERITAS OIL & GAS.

Nota: Debe tenerse en cuenta que como mínimo se necesitan 8" adicionales para sacar los slips del bowl. A estas 16" debe sumársele una longitud mínima de 2" para liberar el elevador. Estas 18" en un pozo somero de 3000 ft con una sarta de 3 1/2" pueden ocasionar problemas con los pines de cizalladura de las anclas o empaques. Este tipo de cuñas se recomiendan para un máximo de 80.000 lbs.

Inside bop y h back pressure valve: VARISUR S.A.S dentro de los requerimientos para el reacondicionamiento y mantenimiento de pozos brinda de una inside bop y h back pressure valve. Válvula de antirretornode alta resistencia que se encuentra en el interior de sarta la de tubería, ofreciendo un mayor control de la presión durante las diferentes operaciones, manteniendo al margen la formación depatadas, durante el influjo presentado en el pozo. VARISUR S.A.S posee para este tipo de requerimiento:

- Un (1) Inside BOP para tubería de 2 7/8" y 3 1/2".
- Un (1) H back pressure valve.

Llaves de tubo, de cadena y de manejo. VARISUR S.A.S en su propósito de cubrir todo tipo de necesidad como es el agarre, ajuste, enganche de tubería, implementa una serie llamativa de herramientas como son las llaves de tubo y de cadena, basado no solo en los requerimientos dados por la operadora sino también para garantizar de su servicio y operatividad de equipos, herramientas y accesorios, de este modo VARISUR S.A.S cuenta:

- Dos (2) llaves tubo de cada uno de los tamaños siguientes 60", 48", 36", 24" y 18" marca RIDGID.
- Dos (2) llaves de cadena de 36", una (1) de 24" y una (1) de 60" marca RIDGID.

Herramientas inspeccionadas de acuerdo con las RP API, estándares técnicos internacionales y manuales de los fabricantes aplicables a esta labor; desarrollado con la empresa de inspección SI Ltda. y testificado por BUERAU VERITAS OIL & GAS.

Mangueras metálicas y de caucho. Basados en los requerimientos de campo, operacionales y/o de servicio provisto por la operadora y de seguridad es de suma

importancia garantizar el traspaso de fluidos mediante los diferentes tipos de mangueras y que estas no solo cumplan las necesidades de capacidad, sino que también cumplan normatividades tales como poseer acoples o conexiones que certifiquen que son herméticos, además de los diferentes accesorios.

VARISUR S.A.S entre sus equipos, herramientas y accesorios disponibles según los requerimientos planteados brinda:

- Siete (7) Mangueras Chiksan marca WECO 1502 de 2" y 15000 psi.
- Diez (10) swivel joint marca WECO 1502 de 2" y 15000 psi.
- Cuatro (4) mangueras marca DAYCO de 2" x 40 ft y 5000 psi, conexiones 2" NPT.

- RACKS Y PLATAFORMA

Para certificar una buena nivelación del equipo y manejo de este durante las operaciones de trabajo, VARISUR S.A.S cubre estos requerimientos brindando un conjunto de racks y plataforma.

- Seis (6) pipe racks metálicos para tubería.
- Seis (6) racks de varillas metálicos, base madera.
- Una (1) plataforma para el manejo de tubulares con stop pipe.

Calibradores. VARISUR S.A.S en su disposición de servicio de trabajo, busca constantemente el certificar de sus equipos, herramientas, accesorios, sartas, y un punto vital para cubrir los requerimientos de optimización es el control mediante la calibración precisa, midiendo distancias internas y externas de las tuberías, manteniendo un control y/o registro a medida que se someten a las operaciones las diferentes sartas de los equipos.

VARISUR S.A.S para la calibración y medida de control de tubería y tornillos, implementa:

- Calibradores de tuberías internos 2 3/8", 2 7/8" y 3 1/2".
- Dos (2) calibradores internos y externos de tornillo.
- Un (1) calibrador pie de rey.

Cinta métrica. VARISUR S.A.S hace implementación de cinta metálica para la toma de medidas de la tubería y accesorios, para una distribución, organización, adecuamiento de todos los diferentes sistemas que componen el equipo. VARISUR S.A.S dispone:

- Una (1) cinta en 1/10 de ft por 100 ft de longitud, marca LUFKIN.

Llaves para varilla. Durante labores de reacondicionamiento y mantenimiento de pozo se deberán dar ajustes a diferentes componentes del equipo de trabajo como lo son las varillas, y una de las herramientas a utilizar para el empalme o quebrar varillas de bombeo dependiendo de la necesidad se utiliza las llaves de varilla.

VARISUR S.A.S para este tipo de labor emplea una variedad significativa de llaves basado en los requerimientos de trabajo y diámetros a emplear:

- Dos (2) juegos de llaves manuales para varillas de 3/4", 7/8", 1", 1-1/8".
- Un (1) gancho de varilla con capacidad de 50.000 lbs.
- Un (1) juego de llaves mixta marca Proto de 1/4" a 2".
- Una (1) llave de fricción de 1 1/2" y una (1) de 1 1/4".
- Un (1) back-off tool.
- Un (1) rotor pull.

Herramientas inspeccionadas de acuerdo con las RP API, estándares técnicos internacionales y manuales de los fabricantes aplicables a esta labor; desarrollado con la empresa de inspección SI Ltda. y testificado por BUERAU VERITAS OIL & GAS.

Pescadores para varillas: Los pescadores de varilla son herramientas empleadas para la recuperación de la varillas que han presentado quiebre o que a causa de una rotura o desenrosque desciende la sarta, es debido a ello que como requerimiento debido a este percance el equipo debe contener entre sus herramientas de trabajo este tipo de dispositivo.

VARISUR S.A.S entre sus instrumentos de trabajo emplea herramienta para pesca de varillas con grapas insertos y accesorios completos para pesca por cuerpo 3/4", 7/8", 1", 1 1/8", 1 1/4", 1 1/2" y Coupling de 1/2", 1 5/8", 1 13/16", 2", 2 3/16".

Equipo de achicamiento (swabbing), VARISUR S.A.S durante sus más de 25 años de servicio ha tenido la facultad de obtener todo tipo de experiencia laboral, y es basado a esto que disponen de equipos y personal altamente capacitados para las diferentes operaciones de reacondicionamiento y mantenimiento de pozos, como es la labor de swabeo, para este tipo de trabajo VARISUR S.A.S emplea:

- Malacate sand line con 12000 pies de cable 9/16".
- Un (1) lubricador de 4" x 30 ft.
- (4) barras de 1 1/2" x 10 ft.
- 1 Oilsaver Guiberson tipo H. Copas swabbing de 2 3/8, 2 7/8" y 3 1/2" y copas swabbing para DP de 2 7/8" y 3 1/2".

El sistema de prueba y control de pozos, en los trabajos de reacondicionamiento y mantenimiento de pozo por más sencillo que parezca debe de presentar siempre un control y prevención sobre el manejo de presiones causadas el conjunto de fluidos y de equipo empleado, realizando pruebas respectivas y contando con sistema de control de pozos.

VARISUR S.A.S cuenta entre su equipo de sistema de control de pozos y de prueba:

- Choke and Kill Manifold equipado con ocho (8) válvulas de 2 1/16" x 3000 PSI.
- Un (1) Choke fijo y un (1) Choke ajustable.
- Un separador (1) Poor Boy para manejar RGA hasta de 500 SCF/STB.
- Quemadero con su línea de longitud suficiente para garantizar la seguridad de la operación y diámetro mayor a 3", con válvula atrapa llamas.

La unidad de filtración, para la disposición de fluidos con un rango mínimo de tamaño de sólidos se utiliza una unidad de filtración además de elementos filtrantes que componen de toda la unidad que permita dar entrega de fluidos necesarios para trabajos de reacondicionamiento y mantenimiento de pozos como los son el agua y el crudo.

Para este tipo de requerimiento VARISUR S.A.S dispone:

- Unidad de Filtración tipo cartucho de dos carcasas cada una de 20 elementos filtrantes.

La Kelly y Power Swivel son los equipos que dependiendo del trabajo a realizar se capacita o se dispone de ciertos elementos que son requeridos para dichas operaciones, cuando estas requieren el manejo de tubería se dispone de un equipo que este compuesto de un Power Swivel dispositivo utilizado que cuelga directamente debajo del bloque viajero y por encima de la unidad de Kelly, proporcionando la capacidad para que la Kelly, mientras que permite simultáneamente la introducción de fluido de perforación en la sarta. VARISUR S.A.S ha dotado sus equipos:

- Kelly cuadrada de 3 ½" IF x 40 ft, con Kelly bushing y kelly saver sub, para 5.000 psi.
- Power Swivel sujeta a disponibilidad en el momento que sea requerida.

Embudo de mezcla y bomba centrífuga; Cuando se realizan trabajos en los que se requiere la preparación de un lodo especial debido a cambio de estrato, generación de mayor presión hidrostática, entre otras opciones, cuya finalidad es la variación de densidad, viscosidad y condición del fluido se emplea la unidad del embudo de mezcla que va conectado a una bomba centrífuga para su desplazamiento posterior con su respectivo motor anti-exploración que generara la potencia.

Para este tipo de requerimiento de trabajo VARISUR S.A.S cuenta con bomba centrífuga IHM de 6 x 8 motor diesel 3-71.

Los tanques de agua y combustible, para la realización continua y eficaz en los trabajos de reacondicionamiento y mantenimiento de pozos el personal es el organismo principal para que se ejecute y se mantenga un control de operaciones de forma correcta y a tiempo, por ello es vital tanto su comodidad laboral como sus necesidades, lo cual nos indica que como requerimiento operacional se debe contar con el abastecimiento de agua potable al personal; como también se debe de abastecer los diferentes equipo con combustible para su permanente funcionamiento.

Las operadores junto a VARISUR S.A.S siempre han considerado que el personal es la unidad más importante e indispensable con la que cuenta, de este modo uno de sus requerimientos para el equipo de trabajo es contar con un (1) tanque para

agua uso del equipo. VARISUR S.A.S también destina entre los requerimientos para el trabajo continuo y operatividad eficiente de sus equipos un (1) tanque para almacenamiento de combustible (A.C.P.M.).

La balanza y embudo, para la elaboración de los fluidos de trabajo, como lo es el lodo de trabajo, es de gran importancia mantener al margen cada una de las propiedades, tales como la densidad y la viscosidad de los compuestos que forman parte del lodo. VARISUR S.A.S pone en servicio para la elaboración correcta y exacta del lodo de trabajo una balanza de lodos y embudo MARSH para medir viscosidad.

Tracto-camión con brazo hidráulico o grúa autotransportable, para el transporte y movilización de los diferentes equipos que conformaran la unidad de trabajo para el reacondicionamiento y mantenimiento, VARISUR S.A.S entre de los requerimientos a cumplir y facilidad de servicio operativo cuenta con un (1) tracto-camión con grúa hidráulica de brazo articulado, con capacidad de 10 Ton y brazo articulado extensible hasta 15 metros.

#### **4.3 HOJA DE VIDA UNIDAD “TIPO” – VARISUR S.A.S.**

Basándonos en lo anterior, regulando los requerimientos de equipos en la unidad “tipo”, tomamos en base a VARISUR S.A.S. la unidad V-18 la cual es el equipo más completo y dotado que se tiene a disposición para servicio a pozos, para los diferentes trabajos de mantenimiento y reacondicionamiento de pozos basándose en las necesidades solicitadas por el cliente en diferentes zonas laborales del Huila y Tolima: (Ver anexo C)

##### **CARRIER**

Marca:	FALCON
Modelo:	SR-550
Capacidad:	275.000 Lbs con 8 líneas/219.000 Lbs con 6 líneas

##### **POWER TRAIN**

Motor:	Detroit Diesel S-60, 550 HP,
Transmisión:	Allison OF4700, Automática
Transferencia:	Caja ángulo recto, Cambio eléctrico.

**TUBING DRUM**

Cable: 2500 Ft, tipo 6 x 19 x 1" Alma acero  
Brake: 12" x 12" x 1"  
Clutch: Wichita. P/N: PO 224

**SANDLINE DRUM**

Cable: 12.000 Ft, tipo 6 x 7 x 9/16" Alma yute  
Brake: 8" x 10" x 1"  
Clutch: Wichita. P/N: PO 124

**FRENO AUXILIAR**

Marca: KOBELT  
Modelo: 5027  
Tipo: FRENO DE DISCO DOBLE

**FRENO DE SEGURIDAD CORONA Y MESA ROTARIA**

Marca: MATTCO  
Modelo: BEARCAT TWIN-STOP

**SISTEMA HIDRÁULICO Y CONTROLES**

Bomba Hidráulica: Commercial P-50 (50 gpm)  
Controles: Hidroneumáticos

**TORRE**

Modelo: FALCON 104-275  
Altura: 104 Ft  
Capacidad: 275.000 lbs con 8 líneas.  
Bloque Viajero: American Block de 150 Toneladas

**WINCHE HIDRAULICO**

Marca: BRADEN PD12C  
Capacidad: 10.000 Lbs  
Cable: ½ x 240 Ft 6 x 26 alma de yute

Ilustración 1. EQUIPO: RIG-018



### **BOMBA DE LODOS**

Marca:	TULSA RIGS
Modelo:	TT 560
Potencia:	550 HP
Pistones:	3 ½ , 4" ,4 ½" Y 5 "
Stroke:	6"
Diámetro Succión:	6"
Diámetro Descarga:	2"
Máxima Presión:	5000 PSI
Máximo Caudal:	0.036 Bls x Stroke
Válvula Seguridad:	Oteco, rateada a 2500 PSI

### **POWER TRAIN**

Motor:	Detroit Diesel Série 60, 550 HP.
Transmisión:	Allison 4700 OF

Ilustración 2. EQUIPO: BOM-L-018



### **TANQUES**

Marca:	Ecoil Services Ltda
Modelo:	Safety Move 2012
Capacidad:	274 Bls
Cantidad:	Tres compartimentos cada uno
Facilidades:	Manifold De 6 Válvulas De 6" Diámetro
Agitador:	1 por cada compartimiento de 7.5 HP
Bomba Centrífuga:	IHM de 40 hp para el sistema de mezcla

Ilustración 3. TK-M-R82364



## UNIDAD DE FILTRADO

Marca:	MH-001
Modelo:	10 Micrones 30" x 2 1/2" x 1"
Capacidad:	4.1 BPM
Cantidad Filtros:	20 por cada unidad.
Presión Trabajo:	Máximo 500 PSI
Conexiones:	4" Unión de golpe Fig 100
Bomba centrífuga:	IHM de 10HP con sus accesorios

Ilustración 4. UF-003



## MESA ROTARIA

Marca:	IDEAL
Modelo:	175
Tamaño:	17 1/2"
Capacidad:	200 Toneladas
Potencia:	550 hp del motor carrier
Altura:	14 1/2" pies
Izamiento:	Hidráulico

Ilustración 5. MR-018



#### **UNIDAD DE ACUMULACIÓN**

Marca: BOPC  
Modelo: MA080  
Capacidad: 80 Gls  
Presión de Trabajo: 1.500 y 3.000 PSI  
Botellas: 8 de 11 gls precargadas a 1000 PSI  
Opera: Ram 2 7/8", 3 1/2", blind y anular  
Relief Valve: Set at 3500 PSI  
Sistema: Automático y manual

#### **POWER TRAIN**

Motor: Eléctrico explosión proof, 15 HP a 220 volts  
Bomba: Hidráulica de pistón, 5 GPM presión 5.000 PSI

Ilustración 6. EQUIPO: ACUM-015



### **PLANTA ELÉCTRICA #1**

Marca: DEUTZ  
Modelo: SD 200  
Potencia: 200 kwtt  
Capacidad: 110/220 volts  
Frecuencia: 3 Fases, 60 Hz

### **POWER TRAIN**

Motor: DEUTZ INSONORIZADO  
Modelo: BF6M1013FC  
Potencia: 200 HP

### **CAJA DE DISTRIBUCIÓN**

Voltaje: 110 – 220 y 440 voltios  
Totalizador: Breaker de 300 Amp.  
Tomas: 2 de 110 volts  
Receptacles: - 2 de 100 Amp  
- 4 de 60 Amp  
- 8 de 30 Amp

Ilustración 7. EQUIPO: PLA-E-036



### **PLANTA ELÉCTRICA #2**

Marca: DEUTZ  
Modelo: SD 200  
Potencia: 200 kwtt  
Capacidad: 110/220 volts  
Frecuencia: 3 Fases, 60 Hz

### **POWER TRAIN**

Motor: DEUTZ INSONORIZADO  
Modelo: BF6M1013FC  
Potencia: 200 HP

### **CAJA DE DISTRIBUCIÓN**

Voltaje: 110 – 220 y 440 voltios  
Totalizador: Breaker de 300 Amp.  
Tomas: 2 de 110 volts  
Receptacles: - 2 de 100 Amp.  
- 4 de 60 Amp.  
- 8 de 30 Amp

Ilustración 8. EQUIPO: PLA-E-037



**POOR BOY Y CHOKE MANIFOLD**

Marca: Cameron  
Modelo: Cameron  
Cantidad: 8  
Capacidad: 2 1/16" x 5000 PSI brida  
Choke: - Fijo, 2" x 5000 PSI  
- Ajustable, 2" x 5000 PSI

**POOR BOY**

Dimensiones: 14 FT x 30" de diámetro  
Entrada: 4"  
Descarga: 6" al tanque  
Descarga gas: 4" línea de quemadero 150 pies

Ilustración 9. EQUIPO: PB-015



### **LLAVE HIDRAULICA DE TUBERIA**

Marca: GILL  
Modelo: M600  
Torque: 15.000 LB-FT  
RPM en alta: 126  
RPM en baja: 27  
Capacidad: 2 3/8", 2 7/8", 3 1/2", 4 1/2" y 5 1/2"  
Mandos: Hidráulicos Commercial A-20

### **POWER TRAIN**

Motor: Hidráulico, Commercial  
Modelo: M50X Bidireccional  
Capacidad: 33.5 GPM  
Presión de trabajo: Máx. 2000 PSI

Ilustración 10. EQUIPO: LLA-HT-017



#### **LLAVE HIDRAULICA DE VARILLA**

Marca:	FOSTER
Modelo:	76
Torque Alta:	850 LB-FT
Torque Baja:	2500 LB-FT
RPM Alta:	95
RPM Baja:	23
Capacidad:	1/2", 5/8", 3/4", 7/8", 1", 1 1/8"
Mandos:	Hidráulicos Commercial A-20

#### **POWER TRAIN**

Motor:	Hidráulico, Commercial
Modelo:	M30X Bidireccional
Capacidad:	30 GPM
Presión de trabajo:	Máx. 2000 PSI

Ilustración 11. EQUIPO: LLA-HV-014



### PREVENTORA DE TUBERIA

Marca: CAMERON  
Modelo: Tipo U  
Tamaño: 11 x 5000 PSI  
Arietes: Pipe Ram de 2 7/8", 3 1/2", 4 1/2", 5 1/2" y Blind.  
Presión Trabajo: 1500, En extrema condición 3000 psi  
Conexiones: 1" NPT y Unión de golpe Fig 600 de 1"

Ilustración 12. EQUIPO: BOP-041/042



### **PREVENTORA DE TUBERIA**

Marca: HYDRIL  
Modelo: GK-5M  
Tamaño: 11 x 5000 PSI  
Presión Trabajo: 350, En condición cierre total 1000 psi  
Conexiones: 1" NPT y Unión de golpe Fig 600 de 1"

Ilustración 13. EQUIPO: ANU-018



### **TORRE DE ILUMINACIÓN #2**

Marca: TEREX  
Modelo: RL4000  
Capacidad: 4000 WTT  
Altura: 10 metros  
Lámparas: 4 de 1000 watt.

### **POWER TRAIN**

Motor: Kubota D1105  
Generador: Marathon 201CSA5411  
Capacidad: 6 Kwtt

Ilustración 14. EQUIPO: TI-014



**CASETA**

Marca:

HS Engineers & Urban tool

Modelo:

Tráiler 2012

Capacidad:

TRAILER OFICINA – BAÑO - DORMITORIO

Mobiliario:

Dos aires acondicionados

Televisor LCD 32”

Nevera de 9 pies

Cama semi-doble

Escritorio para tres puestos de trabajo

3 sillas ergonómicas

Ilustración 15. C-S21176



**CASETA COMEDOR- OFICINA-BAÑO**

Marca:	HS Engineers & Urban tool
Modelo:	Trailer 2012
Capacidad:	COMEDOR-OFICINA – BAÑO
Mobiliario:	Dos aires acondicionados
Televisor LCD 32”	
	Nevera de 9 pies
	Comedor

Ilustración 16. C-S21198



## **5 PROCEDIMIENTOS Y LISTAS DE EQUIPOS REQUERIDOS PARA TRABAJOS “TIPO” USADOS EN EL MANTENIMIENTO Y REACONDICIONAMIENTO DE POZOS, VARISUR S.A.S.**

Es de vital importancia tener un control en el procedimiento de cada trabajo de mantenimiento o reacondicionamiento de pozos, para ello cuidar de cada paso en cada proceso se convierte en una prioridad al realizarse un trabajo. En consecuencia, habiendo ya analizado y concretado cada procedimiento para los diferentes trabajos de workover se dispone a seleccionar unos trabajos “tipo” a los que se les realizó un paso a paso que se agrupo en un diagrama de flujo en donde el operario se pueda ubicar fácilmente y sea de su fácil entendimiento y al mismo tiempo, practico.

Además, se compilo en una serie de listas los equipos requeridos para la realización de cada trabajo, que en conjunto con los diagramas mencionados anteriormente dan como resultado una guía básica de procedimientos y requerimientos de equipos para trabajos “tipo” de mantenimiento y reacondicionamiento de pozos.

A continuación, se pueden apreciar cuatro modelos de trabajos workover “tipo” seleccionados según la información recopilada en VARISUR S.A.S, los cuales contienen su respectivo procedimiento, paso a paso y lista de equipos requeridos para la realización de dichos trabajos.

### **5.1 METODOLOGIA**

#### **5.1.1 RECOLECCIÓN Y PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN**

Para comenzar, se obtuvo una buena recolección de la base de datos de los pozos a los cuales VARISUR S.A.S. intervino con trabajos de mantenimiento y reacondicionamiento en los últimos 3 años. Enfocándonos en esta información detallamos que donde tuvo mayor enfoque la empresa fue en solo 4 trabajos de mantenimiento (Limpieza de Arenas, cambio de bomba PCP a ESP, Cañoneo y Completamiento de pozos). Así se determinó que solo dichos trabajos serian la base de estudio para el desarrollo de esta investigación.

A la vez que se analizaban los procesos en VARISUR S.A.S., se consultaron en fuentes externas con manuales de mantenimiento y cursos de Workover (Trabajos

de mantenimiento a pozo) los diferentes procedimientos involucrados en cada labor de servicio a pozo. Luego usando como base los manuales recolectados, se evaluaron los programas de trabajo usados por la empresa para cada trabajo ya sea de mantenimiento o de reacondicionamiento.

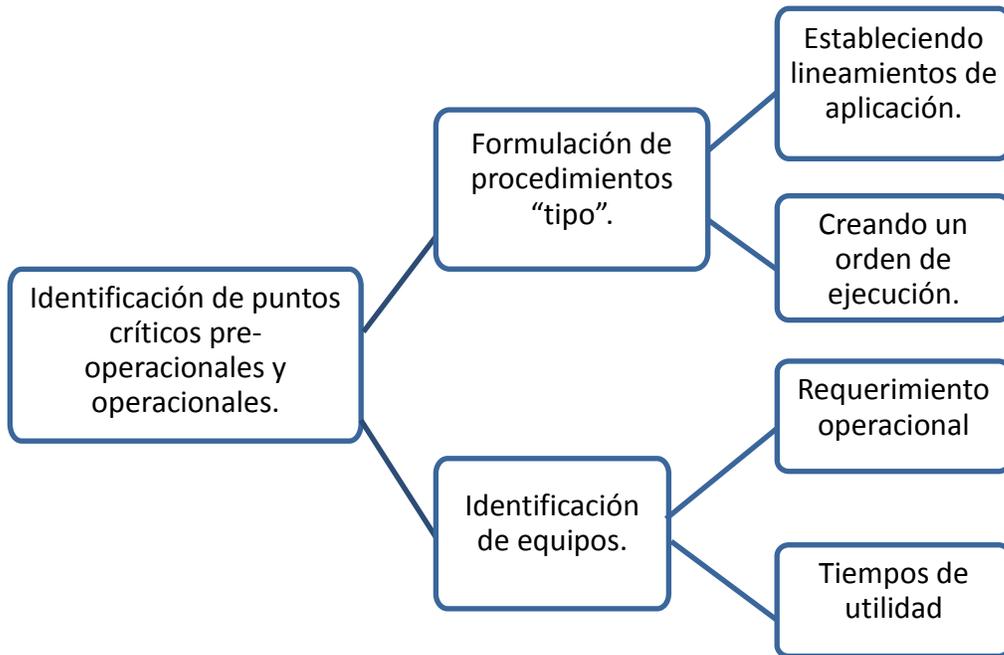
Posteriormente se realizaron visitas a lo que respecta campo, base y/o demás áreas de trabajo de VARISUR S.A.S que permitió ver de una manera física el proceso que se lleva en cada equipo, ya sea desde la operación normal hasta el control y mantenimiento. Permitiendo obtener con claridad archivos y registros físicos y digitales que complementaron y verificaron la documentación de dada.

### **5.1.2 FINALIZACIÓN DE LAS LISTAS**

En consecuencia, para cumplir los objetivos operacionales de servicio a pozo se organizó toda la información recolectada tanto en campo como en la seleccionada bibliográficamente y se establecieron lineamientos para la aplicación de este proyecto en el mantenimiento y control de equipos creando una lista programada de procedimientos y requerimientos para servicios de mantenimiento y reacondicionamiento de pozos que incluye una serie de parámetros, en donde se enlistan y especifican las herramientas a utilizar así como el tiempo programado en el cual sería óptima su ejecución; de esta forma el operario estará informado sobre cuándo, dónde y cómo realizar su labor, mejorando el servicio, ahorrando tiempo, y por sobre todo, reduciendo gastos en la operación.

Fue mediante la identificación de puntos críticos en donde el procedimiento se viera afectado que se trazaron una serie de formulamientos que nos permitieron establecer con claridad las pautas necesarias para el desarrollo del proyecto, como se puede apreciar a continuación:

Diagrama 1. Diagrama de flujo de pautas para la realización del proyecto.



Se tuvo en cuenta a su vez y basándose en los lineamientos ya establecidos anteriormente la identificación de los equipos con mayor riesgo y/o utilidad involucrados en cualquiera de estas operaciones, creando un orden de ejecución para finalmente, organizar toda la información obtenida en unas series de listas de trabajos "tipo" instauradas con la prioridad de uso y del mantenimiento al pozo, para finalmente dar como resultado una guía de procedimientos cuya funcionalidad es la de permitir al operario realizar de la ejecución de los diferentes trabajos mediante impartición de conocimientos básicos concisos, dando una lógica clara sobre que tipo de práctica es la que ha de desempeñar, de la siguiente manera:

- Lista de procedimientos requeridos de trabajos "tipo".
- Lista de equipos requeridos para los trabajos "tipo".
- Guía de procedimientos y requerimientos para trabajos "tipo".

Así, se logra diseñar una manera de realizar el trabajo de una forma lógica y tratando siempre de ahorrar al máximo el tiempo de equipo necesario para dichas operaciones y de este modo minimizar costos.

## 5.2 LIMPIEZA DE ARENAS POR CIRCULACIÓN

- Movilizar y armar Unidad.
- Realizar charla pre-operacional en cada fase.
- Verificar presiones THP, CHP. Realizar cierre y verificar presiones para posible cálculo de fluido de control. Si es necesario el fluido de control, circular pozo hasta homogenizar columnas y verificar THP= CHP=0 psi.
- Retirar líneas de superficie y Flange Adapter.
- Instalar set de preventoras. Probar funcionamiento y sello con 500/1500 psi. Instalar parrilla de trabajo.
- Levantar sarta y verificar pesos. Sacar sarta de producción de Tubing, Stator superior, Stator inferior, anclar anti torque llenando el pozo. Punta de la sarta. Revisar y reportar estado de la tubería. Reportar cualquier anomalía presentada en la Sarta y en el BHA. El BHA se enviará a base para su inspección.
- Instalar Stripper Head.
- Bajar bomba Hy-tech con tubos de recamara requeridos y tubería para realizar limpieza del Casing y determinar fondo. Limpiar hasta tope de la arena.

Limpiar una longitud máxima de 100 ft por viaje, siguiendo los siguientes procedimientos:

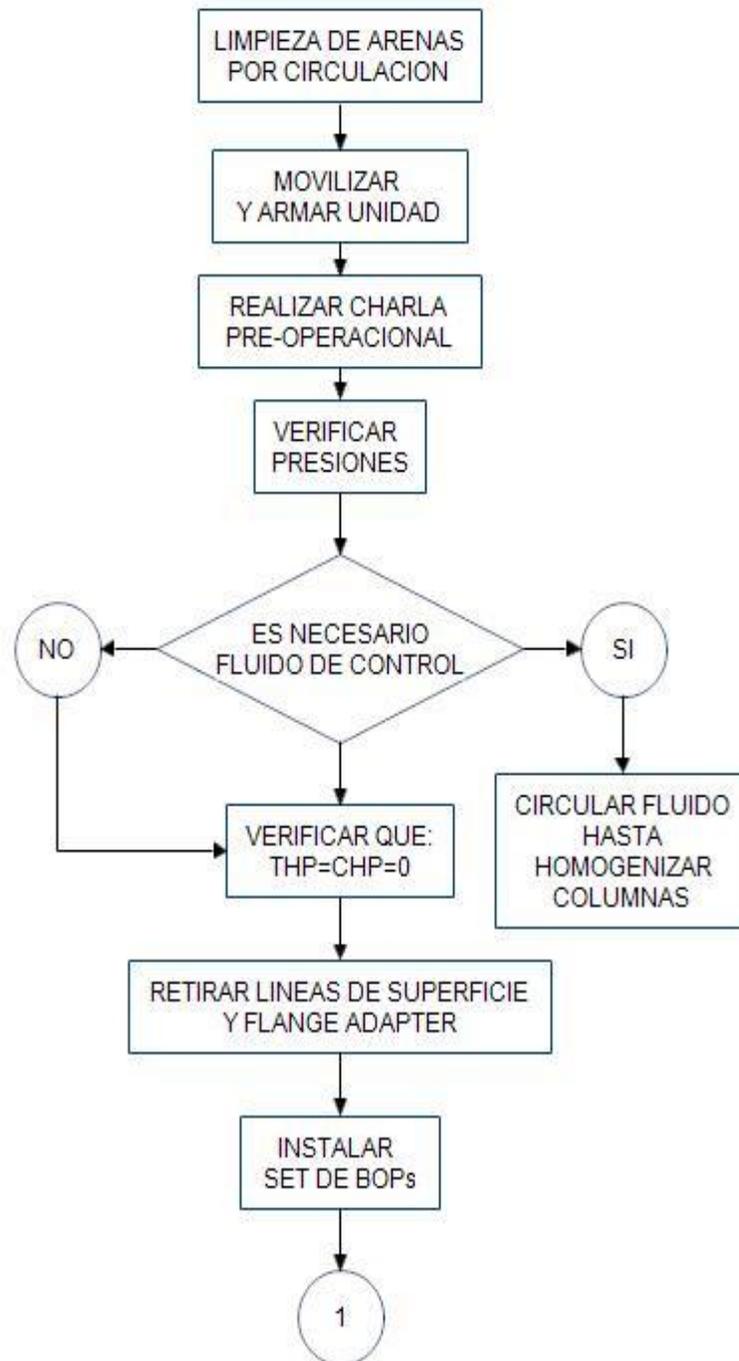
- Limpiar parando sencillos, limpiar 5 ft.
- Reciprocarse 2 veces una parada.
- Continuar así sucesivamente hasta limpiar una longitud máxima de 100 ft.
- Hacer viaje corto al completar los 100 ft, sacar bomba hasta 20 ft por encima del tope inicial de arena encontrado y reciprocarse durante 30 minutos.
- Sacar bomba Hy-tech, limpiar recamara y recuperar muestra, si es necesario.
- Armar nuevamente, bajar y tocar el nuevo tope de arena y continuar limpiando con las mismas condiciones operacionales indicadas anteriormente.

NOTA: Si la limpieza de los 100 ft es masiva, sacar a superficie para limpiar la recamara. Si durante la limpieza observa puentes de arena, aplicar procedimiento hasta el literal "d". Continuar bajando aplicando el procedimiento hasta observar recamara llena.

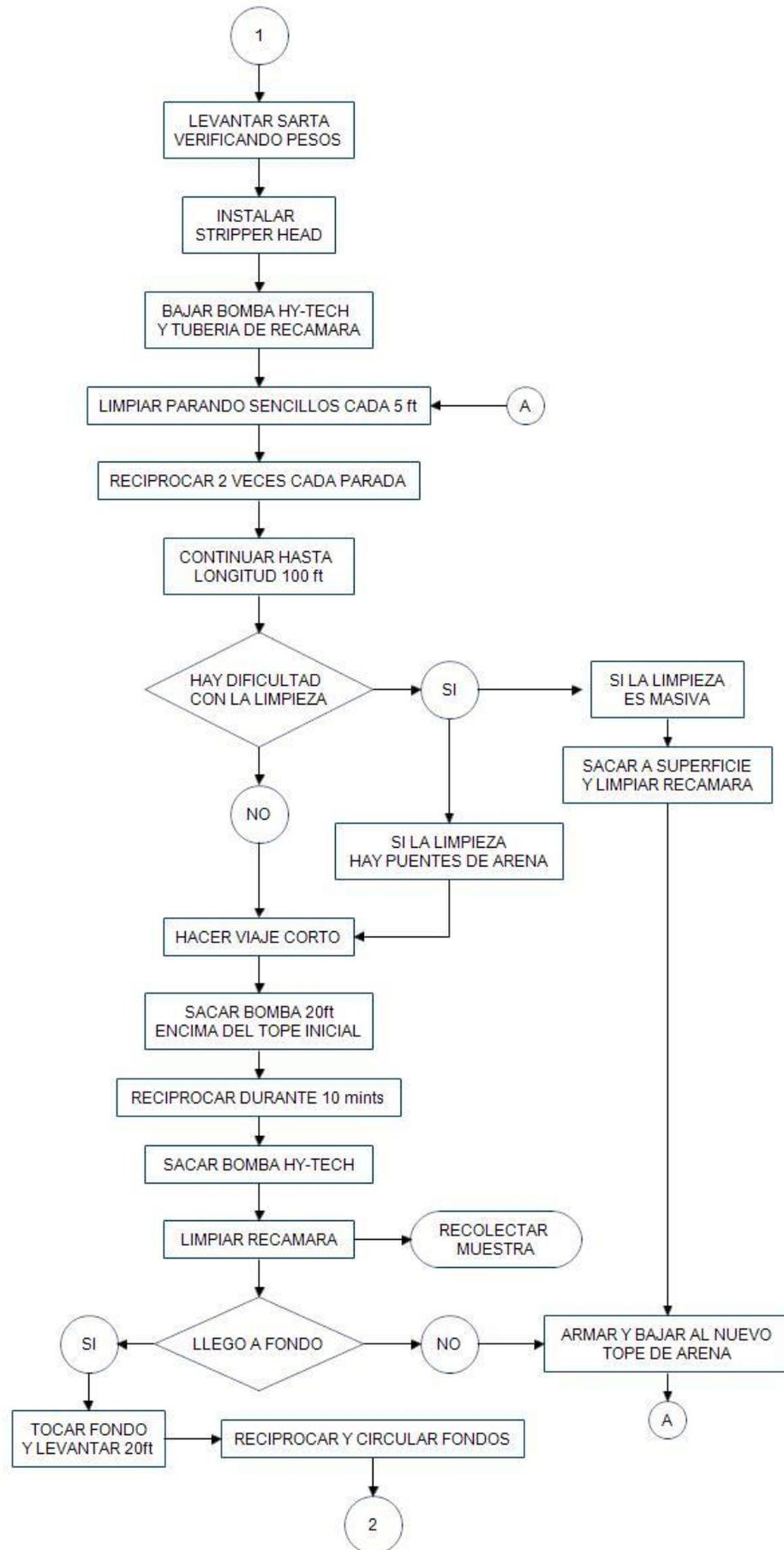
Cuando se limpie hasta la profundidad requerida, realizar viaje con bomba Hy-Tech y 5 tubos de recamara, tocar fondo y levantar 20 ft. Reciprocarse y circular fondos. Este procedimiento es para dos viajes completos.

- Sacar sarta de limpieza con bomba Hy-Tech.
- Retirar Stripper Head.
- Armar y bajar Sarta de Tubing con Niple campana.
- Realizar Rig up de la unidad Electric Line, bajar y tomar presión estática SRO. Registrar presión hasta estabilizar formación.
- Realizar Rig Down de la unidad Electric Line.
- Sacar sarta de Tubing con Niple campana.
- Armado y bajar sarta de producción PCP.
- Retirar set de BOP's.
- Instalar cabezal. Arrancar pozo de acuerdo a recomendaciones.

Diagrama 2. Diagrama de flujo para el procedimiento de un lavado de arenas<sup>1</sup>



<sup>1</sup> Modificada de: HOCOL S.A. Programa Operacional Servicio a Pozos. Limpieza de Arenas. 2013.



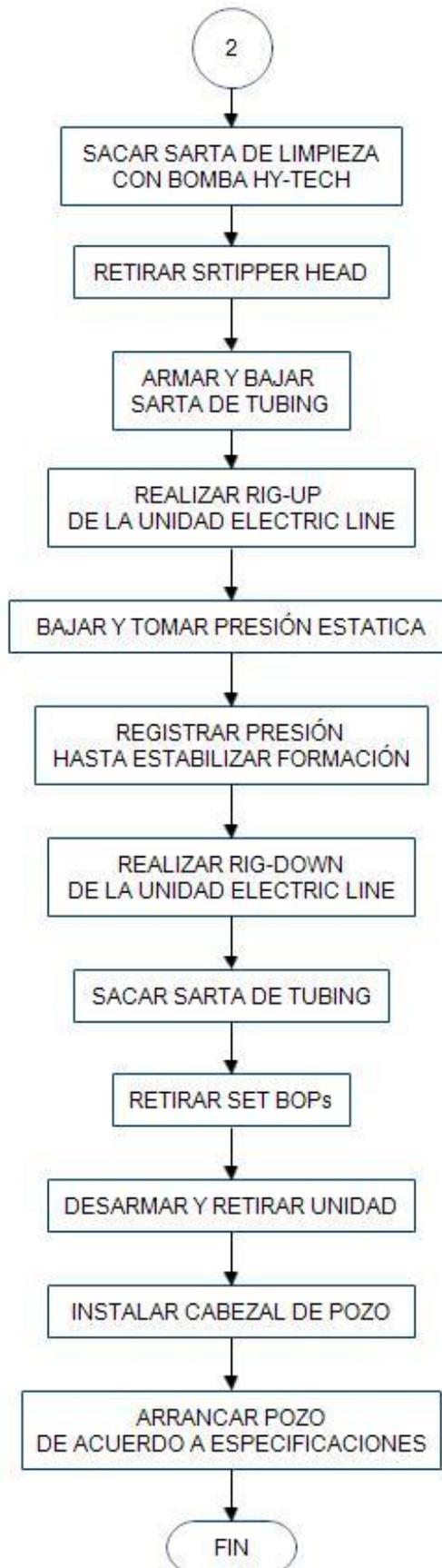


Tabla 3. Lista de requerimientos para limpieza de arenas por circulación<sup>2</sup>.

HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	CANTIDAD	MEDIDA	ULTIMA INSPECCION	TIEMPO DE TRABAJO (HRS)	
				ESTABLECIDO	REAL
<b>EQUIPOS DE SUPERFICIE</b>					
Unidad básica					
Torre telescópica					
Tanques					
Tanque píldora					
Poor Boy					
Bomba lodos					
Tanque agua potable					
Tanque agua residual					
Kit preventoras					
Centrifuga					
Planta Eléctrica					
Acumulador					
Mesa Rotaria					
Bloque Viajero					
Gancho del Bloque Viajero					
Poleas de la Corona					
Preventora de Varilla					
Cadena del Winche					
Mangueras					
Barras del Suaveo					
Elevador Tubing					
Elevador Plano					
Llave de Tubo					
Cuña Neumatica					
Elevador de Transferencia					
Pechugas para Cuñas					
Insertos para Cuñas					
Dados para Varilla					
Ganchos para Varilla					
Elevador de Varilla					
Brazo de Varilla					
Brazo de Tubería					
U de Gancho de Varilla					
Grilletes					
Eslinga de 4 Ramales					
<b>EQUIPOS DE SUBSUELO</b>					
Barra pulida					
Centralizador de varilla					
Varilla de bombeo					
Varilla Continua					
Acomplamiento (enganche)					
Rotor PCP					

<sup>2</sup> Realizado por Mosquera, Camilo y Peláez, Camilo.

HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	CANTIDAD	MEDIDA	ULTIMA INSPECCION	TIEMPO DE TRABAJO (HRS)	
				ESTABLECIDO	REAL
Pony de varilla					
Colgador de tubería					
Tubería					
Ancla/Receptor					
Acoplamiento PCP					
Extension PCP					
Niple de ajuste					
Estator PCP					
Pin antirretorno					
Acoplamiento					
Crossover (cruce)					
Conjunta de extensión (Extention Joint)					
Conjunta de tubería Pup (Tubing Pup Joint)					
Sub Flotador (Float sub)					
Bomba					

### 5.3 CAMBIO DE BOMBA PCP A ESP

- Movilizar y armar Unidad.
- Verificar presiones THP, CHP. Realizar cierre y verificar presiones para posible cálculo de fluido de control. Si es necesario el fluido de control, circular pozo hasta homogenizar columnas y verificar THP= CHP=0 psi.
- Retirar líneas de superficie y Flange Adapter.
- Instalar set de preventoras. Probar funcionamiento y sello con 500/1500 psi. Instalar parrilla de trabajo.
- Levantar sarta y verificar pesos. Sacar sarta de producción de Tubing, Stator superior, Stator inferior, anclar anti torque llenando el pozo. Punta de la sarta. Revisar y reportar estado de la tubería. Reportar cualquier anomalía presentada en la Sarta y en el BHA. El BHA se enviará a base para su inspección.
- Realizar reunión pre-operacional y de seguridad.
- Cambiar Flange Adapter por Flange Adapter para ESP y TH para ESP.
- Armar BHA de ESP con bomba, separador de gas, sello y motor. Realizar cambio de aceite dieléctrico.

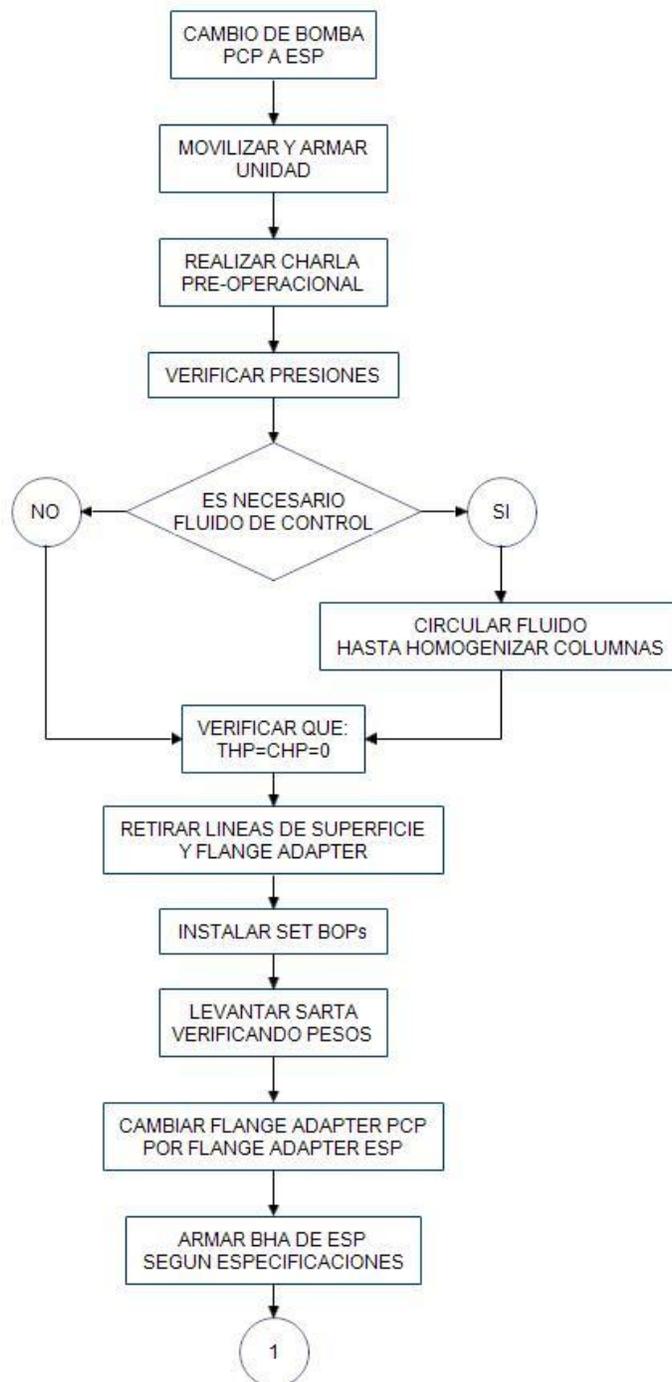
- Bajar sarta de producción con tubería nueva, calibrando y probando cada 1000 ft con 1500 psi, llenar con fluido agua de inyección filtrada y tratada cuando se tomen las medidas eléctricas (Realizar empalme del Upper Pig Tail paralelo a la operación de corrida de la sarta de producción).
- Realizar el empalme del Lower Pig Tail.
- Sentar sarta en Tubing Hanger. Retirar parrilla de trabajo y set de BOP's y preventor anular.
- Instalar Flange Adapter y líneas de superficie.
- Ajustar VSD y conexiones eléctricas.

*NOTA: Durante el servicio se debe instalar los equipos de superficie (Variador). Revisar por parte de la cuadrilla de producción el estado de las válvulas y accesorios de superficie que se requieran.*

- Instalar Cabezal. Arrancar pozo de acuerdo a recomendaciones.

*NOTA: Hacer seguimiento cada hora durante 24 horas con niveles de fluido tomados por ISCA, BSW y contenido de arena en el laboratorio. Tomar muestras de 5 galones (una diaria durante los siguientes 8 días) y enviar al laboratorio para análisis de contenido de arena y BSW.*

Diagrama 3. Diagrama de flujo de un procedimiento para el cambio de bomba PCP a ESP<sup>3</sup>.



<sup>3</sup> Modificada de: HOCOL S.A. Programa Operacional Servicio a Pozos. Cambio de bomba de PCP a ESP. 2012.

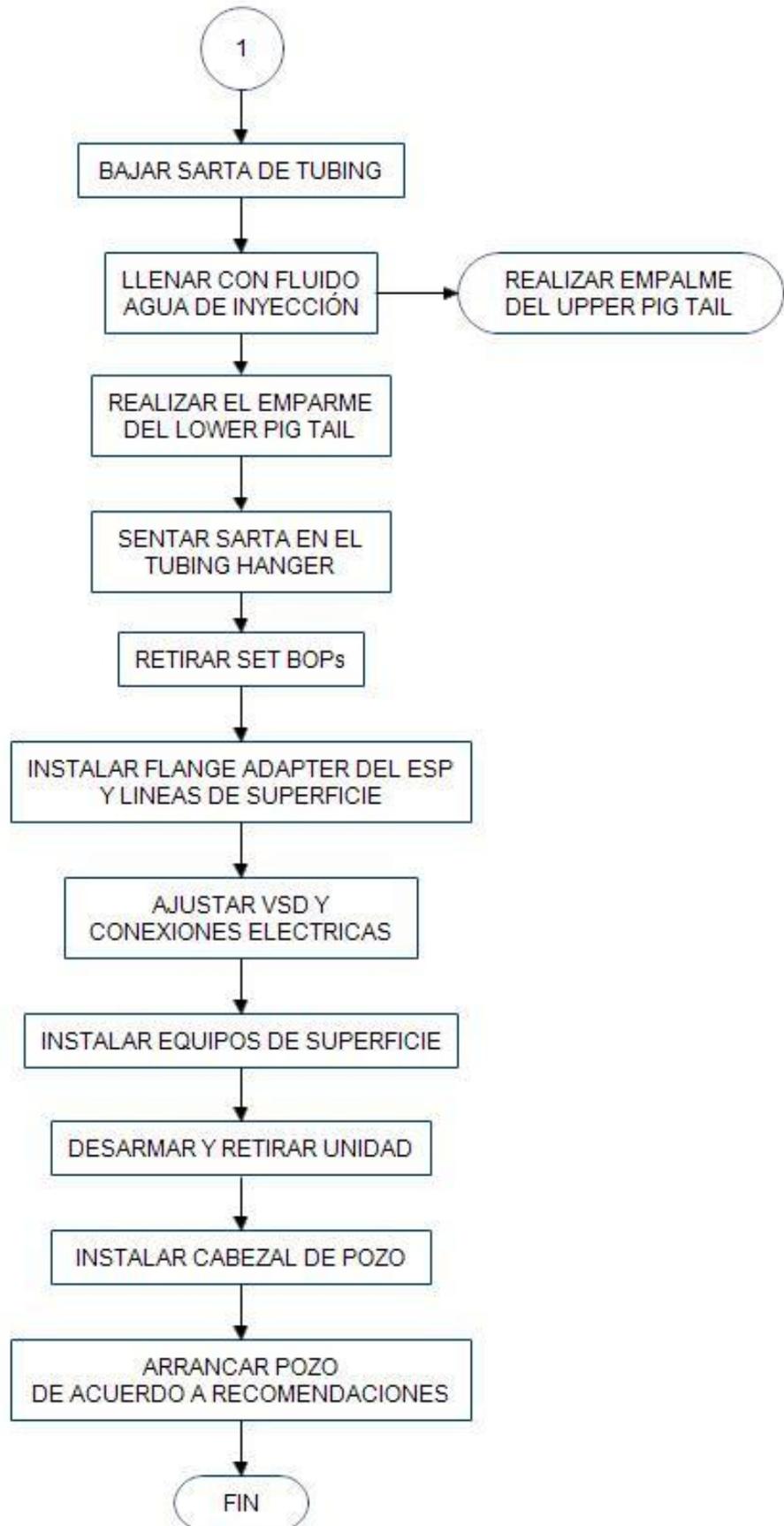


Tabla 4. Lista de requerimientos para el cambio de bomba PCP a ESP<sup>4</sup>.

HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	CANTIDAD	MEDIDA	ULTIMA INSPECCION	TIEMPO DE TRABAJO (HRS)	
				ESTABLECIDO	REAL
<b>EQUIPOS DE SUPERFICIE</b>					
Unidad básica					
Torre telescópica					
Tanques					
Tanque píldora					
Poor Boy					
Bomba lodos					
Tanque agua potable					
Tanque agua residual					
Kit preventoras					
Centrifuga					
Planta Eléctrica					
Acumulador					
Mesa Rotaria					
Bloque Viajero					
Gancho del Bloque Viajero					
Poleas de la Corona					
Preventora de Varilla					
Cadena del Winche					
Mangueras					
Barras del Suaveo					
Elevador Tubing					
Elevador Plano					
Llave de Tubo					
Cuña Neumatica					
Elevador de Transferencia					
Pechugas para Cuñas					
Insertos para Cuñas					
Dados para Varilla					
Ganchos para Varilla					
Elevador de Varilla					
Brazo de Varilla					
Brazo de Tubería					
U de Gancho de Varilla					
Grilletes					
Eslinga de 4 Ramales					

<sup>4</sup> Realizado por Mosquera, Camilo y Peláez, Camilo.

## 5.4 CAÑONEO

- Movilizar y armar equipo de Workover. Hacer inspección del Rig y equipos. Verificar correcta centralización de la torre con respecto al centro del pozo.
- Realizar charla pre operacional, revisar riesgos y asignar funciones.
- Sacar sarta de varillas.
- Registrar y descargar presiones por tubing y anular hasta THP y CHP = 0 psi. Cerrar pozo y monitorear presiones durante 1hora. Reportar al Ingeniero de producción de la empresa operadora para determinar el fluido de control a utilizar.
- Retirar líneas de superficie y Flange Adapter.
- Instalar set de BOP's. Probar funcionamiento y sello con 500/1500 psi. Probar correcto funcionamiento del acumulador y Choke Manifold. Instalar mesa de trabajo y herramientas para manejo de Tubing.
- Levantar sarta y verificar pesos. Sacar sarta de producción con Tubing. Revisar y reportar estado de la tubería. Reportar cualquier anomalía presentada en la sarta y en el BHA.
- Bajar bomba Hy-Tech con tubos de recamara requeridos y tubería para realizar limpieza del Casing y verificar fondo. Limpiar una longitud máxima de 100 ft por viaje, de acuerdo con el siguiente procedimiento:
  - a. Limpiar parando sencillos avanzando 5 ft.
  - b. Reciprocarse 2 veces una parada.
  - c. Continuar así sucesivamente hasta limpiar una longitud máxima de 100 ft.
  - d. Hacer viaje corto al completar los 100 ft, sacar bomba hasta 20 ft por encima del tope inicial de arena encontrado y reciprocarse durante 30 minutos.
  - e. Sacar bomba Hy-Tech, limpiar recamara y recuperar muestra.
  - f. Si es necesario, armar nuevamente, bajar y tocar el nuevo tope de arena y continuar limpiando con las mismas condiciones operacionales indicadas anteriormente hasta fondo limpio.

*NOTA: Si la limpieza de los 100 ft es masiva, sacar a superficie para limpiar la recamara. Si durante la limpieza observa puentes de arena, aplicar procedimiento*

*hasta el literal “d”. Continuar bajando aplicando el procedimiento hasta observar la recamara llena.*

- Cuando se limpie hasta la profundidad requerida, realizar viaje con bomba Hy-Tech y 5 tubos de recamara, tocar fondo y levantar 20 ft. Reciprocarse y circular fondos. Este procedimiento es para dos viajes completos.
- Sacar sarta de limpieza con bomba Hy-Tech.
- Bajar tubería con raspador hasta profundidad indicada, circular por anular con formiato de sodio filtrado y tratado con surfactante soluble al agua. Verificar retornos limpios. Sacar sarta.
- Realizar reunión pre operacional antes de armar la sarta de cañones definiendo roles y responsabilidades de cada uno de quienes hacen parte de esta operación.
- Armar la sarta de cañones TCP asegurando aplicar los torques recomendados a cada conexión. Verificar condiciones operativas de las cuñas del empaque y su mecanismo de asentamiento. Armar la siguiente sarta de cañones y prueba:
  - Bull Plug
  - Cañones, cargas, cargados y espaciados de acuerdo a los intervalos a cañonear
  - Cañón de seguridad
  - Cabeza mecánica de disparo
  - Pup Joints de 20 pies
  - Crossover
  - MDBV
  - Crossover
  - Empaque Champ IV
  - Junta de Seguridad
  - Martillo hidráulico
  - RD Circulating Valve
  - Crossover
  - Tubing
  - Sub Radiactivo con marca radiactiva
  - Tubing hasta superficie
  - Cabezal de Prueba

- Continuar bajando tubería llenando cada 5 paradas con salmuera con la concentración indicada y probando con 1,000 psi cada 15 paradas.
- Armar equipo de Swabbing y achicar tubería. Con este nivel se aplicaría un valor de underbalance de 100 psi aproximadamente al momento de activar los cañones, esto con el fin de evitar posible arenamiento. Desarmar equipo de Swabbing.
- Una vez en fondo, según las medidas del Tally de tubería, tomar pesos de la sarta en posición estática, subiendo y bajando.
- Armar equipo de Logging y bajar a correlacionar la marca radiactiva para ubicar cañones en profundidad.
- Espaciar sarta, de ser necesario. Verificar correlación para asegurar la correcta posición de los cañones.

**NOTA:**

- ✓ *Se debe contar en locación con Pup Joint de diferentes longitudes de 4, 5, 10 ft, para facilitar la correcta posición de los cañones en profundidad.*
- ✓ *Comparar el registro de correlación con el registro base del pozo tomado en hueco abierto en la etapa de perforación.*
- Desarmar equipo de Logging.
- Sentar empaque a la profundidad dada por la correlación en libras de peso siguiendo las indicaciones y recomendaciones técnicas del especialista de la operadora.
- Conectar cabezal de prueba y líneas de superficie. Probar líneas de superficie con 500 psi hasta el Choke Manifold.
- Drenar presión del Choke Manifold, abrir válvulas del cabezal para desocupar el agua que quede y luego dejar cerrada la válvula Master y abierta la válvula de flujo. Verificar que las válvulas del Choke Manifold estén cerradas y únicamente abierta la válvula del Data Header que conecta a la manguera de sople. Instalar manómetros de diferentes rangos en el Data Deader, así como también un termómetro en su correspondiente termocupla.

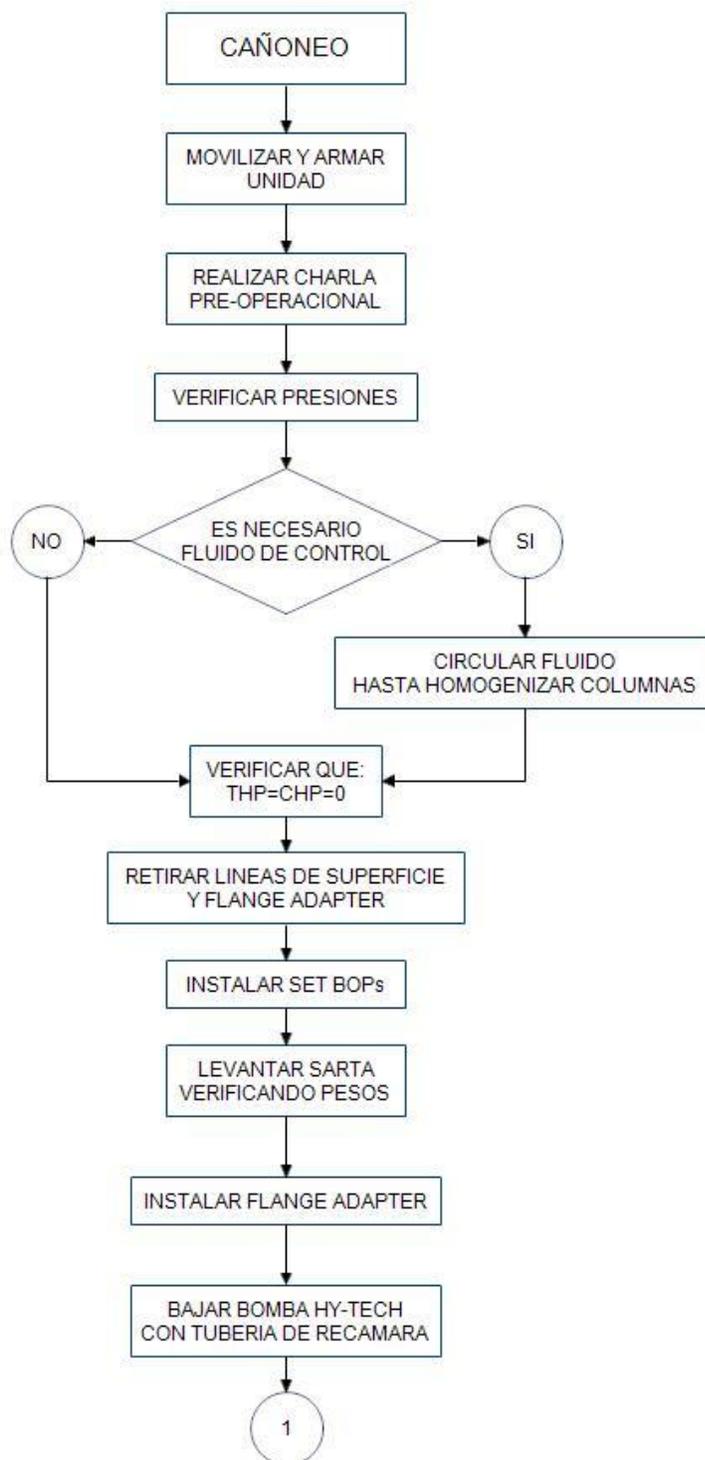
*NOTA: Se debe contar con una caneca de 55 galones llena de agua y cerca al Manifold para verificar el sopló en el momento del cañoneo.*

- Abrir válvula Master del cabezal. Drenar presión por el Manifold, abrir válvulas del cabezal para desocupar el agua que quede y luego dejar cerrada la válvula master y abierta la válvula Swab. Abrir la válvula Master para proceder a lanzar la barra de cañoneo y esperar detonación de los cañones. Asegurar de mantener total silencio desde el momento que la barra sea liberada hasta cuando llegue a la cabeza de disparo, según el tiempo calculado de recorrido dado por el ingeniero de cañoneo, aproximadamente 2 minutos.

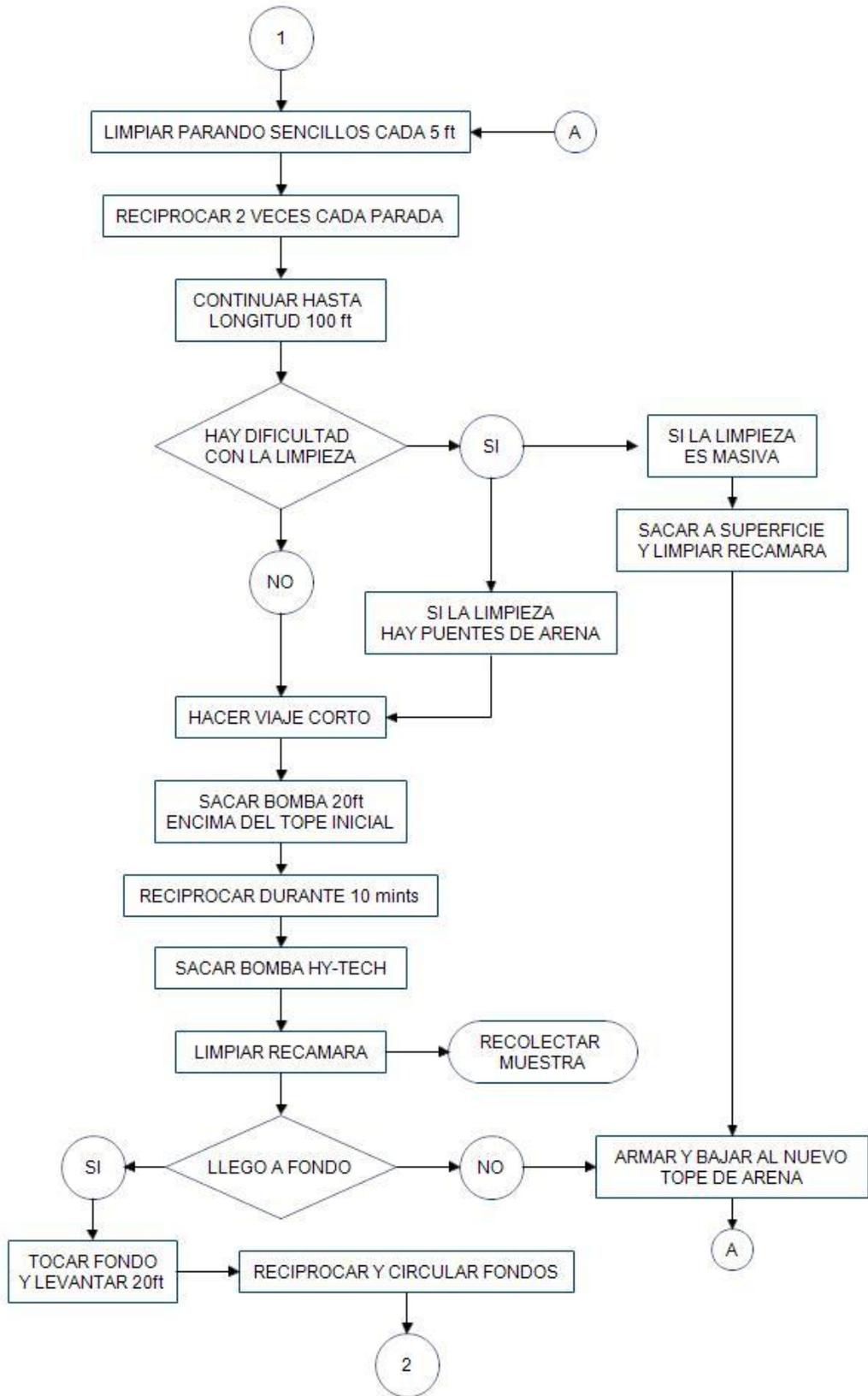
*NOTA: Al no disponer de una cabeza hidráulica de disparo (TDF) de Back Up se debe garantizar la limpieza del fluido para asegurar la llegada de la barra de disparo a la cabeza mecánica.*

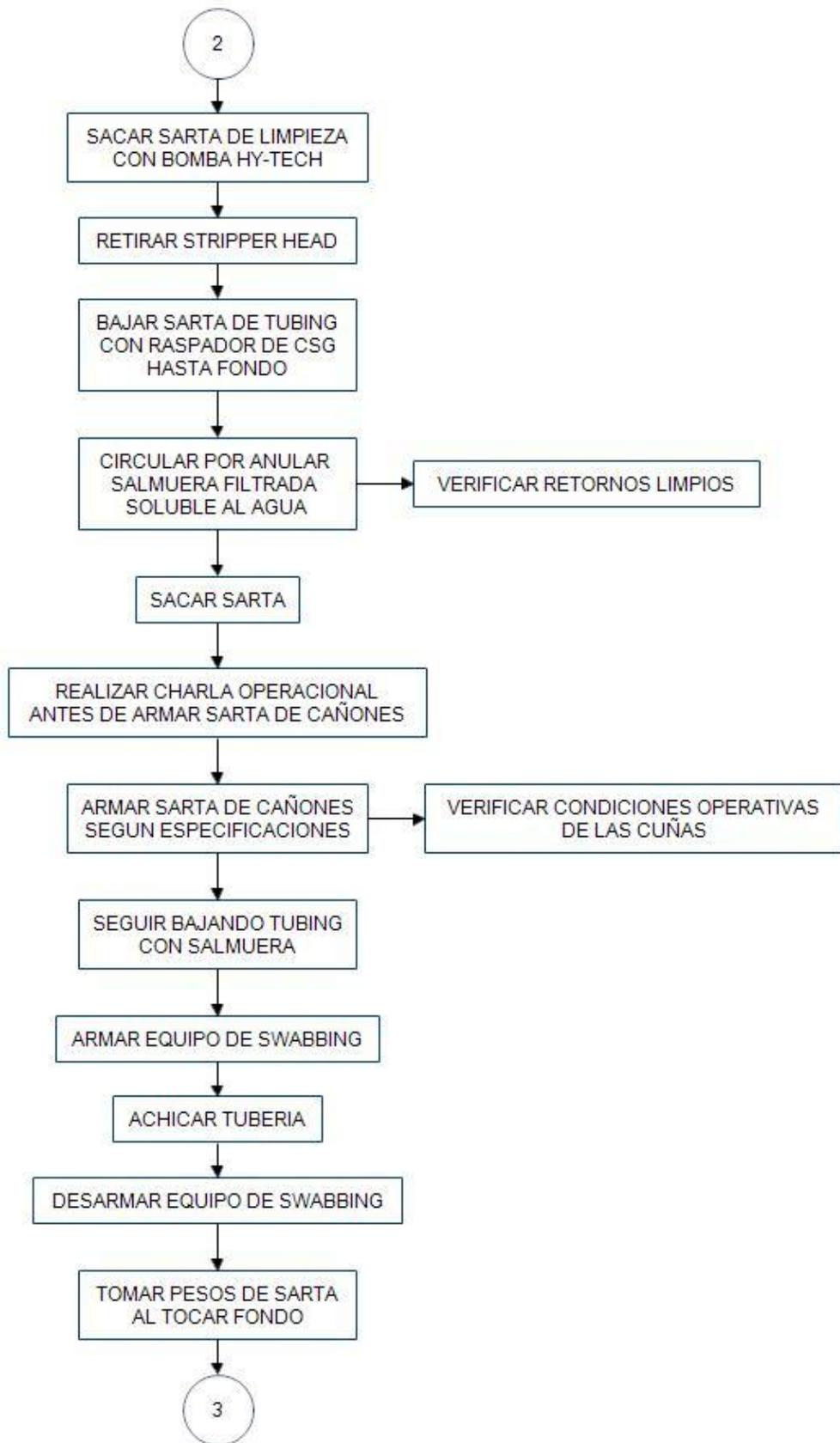
- Una vez cañoneado el pozo, observar manifestación en superficie. Dejar el pozo abierto durante 15 minutos para desarrollar el primer período de flujo Inicial. Mantener el Choke inicial. Evaluar el cambio de tamaño de choke, si es necesario.
- Desconectar líneas de superficie.
- Llenar tubería, presurizar el anular hasta 1,500 psi y activar la válvula RD.
- Circular el pozo en reversa con fluido de control. Proceder a desasentar el empaque tensionando la sarta de prueba. Observar el pozo por lo menos media hora.
- Desconectar cabezal de prueba y proceder a sacar sarta tubería, herramientas y cañones. En caso contrario, sentar nuevamente el empaque y realizar operación de wellcontrol antes de sacar sarta de prueba.

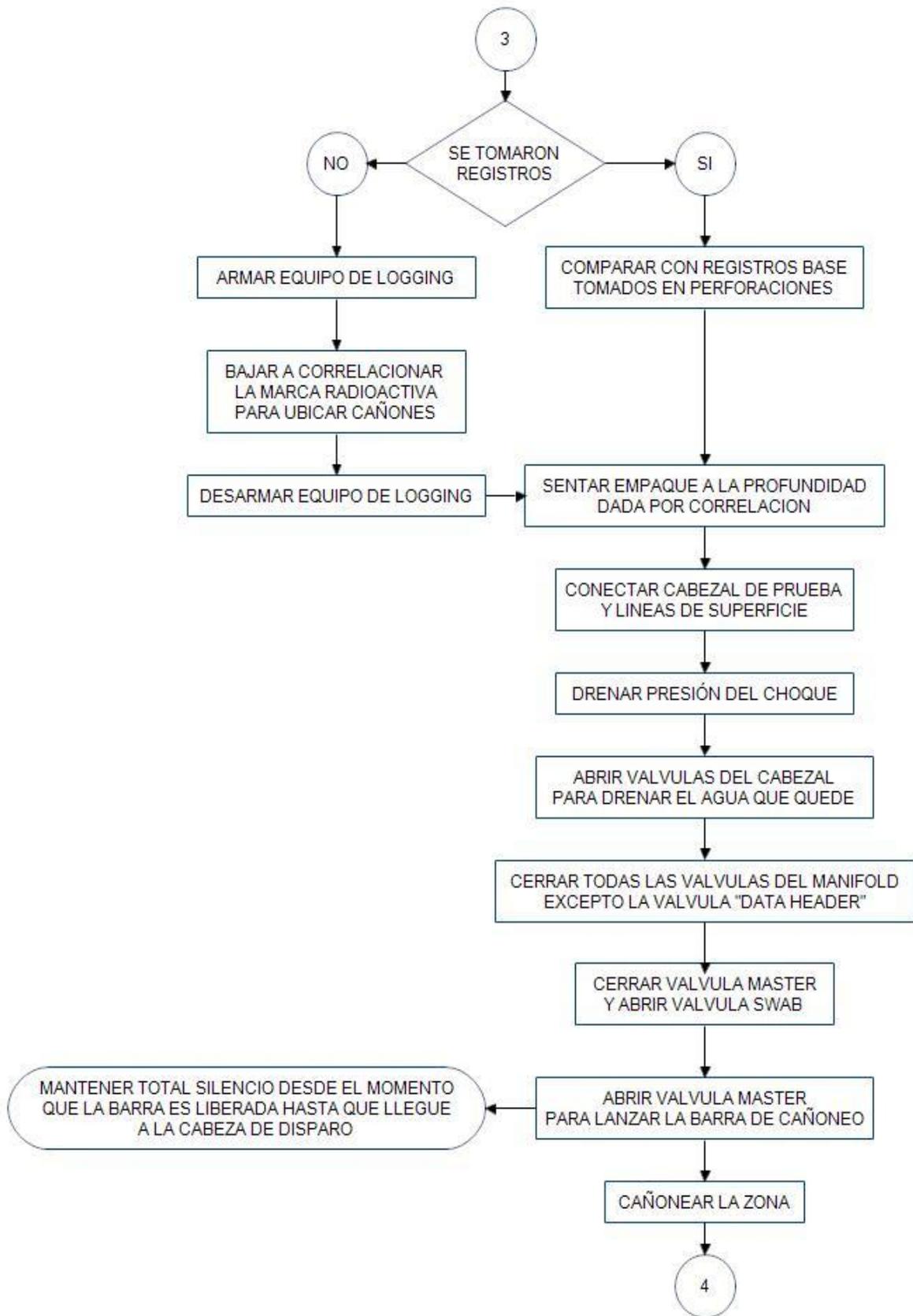
Diagrama 4. Diagrama de flujo para el procedimiento de un cañoneo<sup>5</sup>.



<sup>5</sup> Modificada de: HOCOL S.A. Programa Operacional Servicio a Pozos. Cañoneo. 2014.







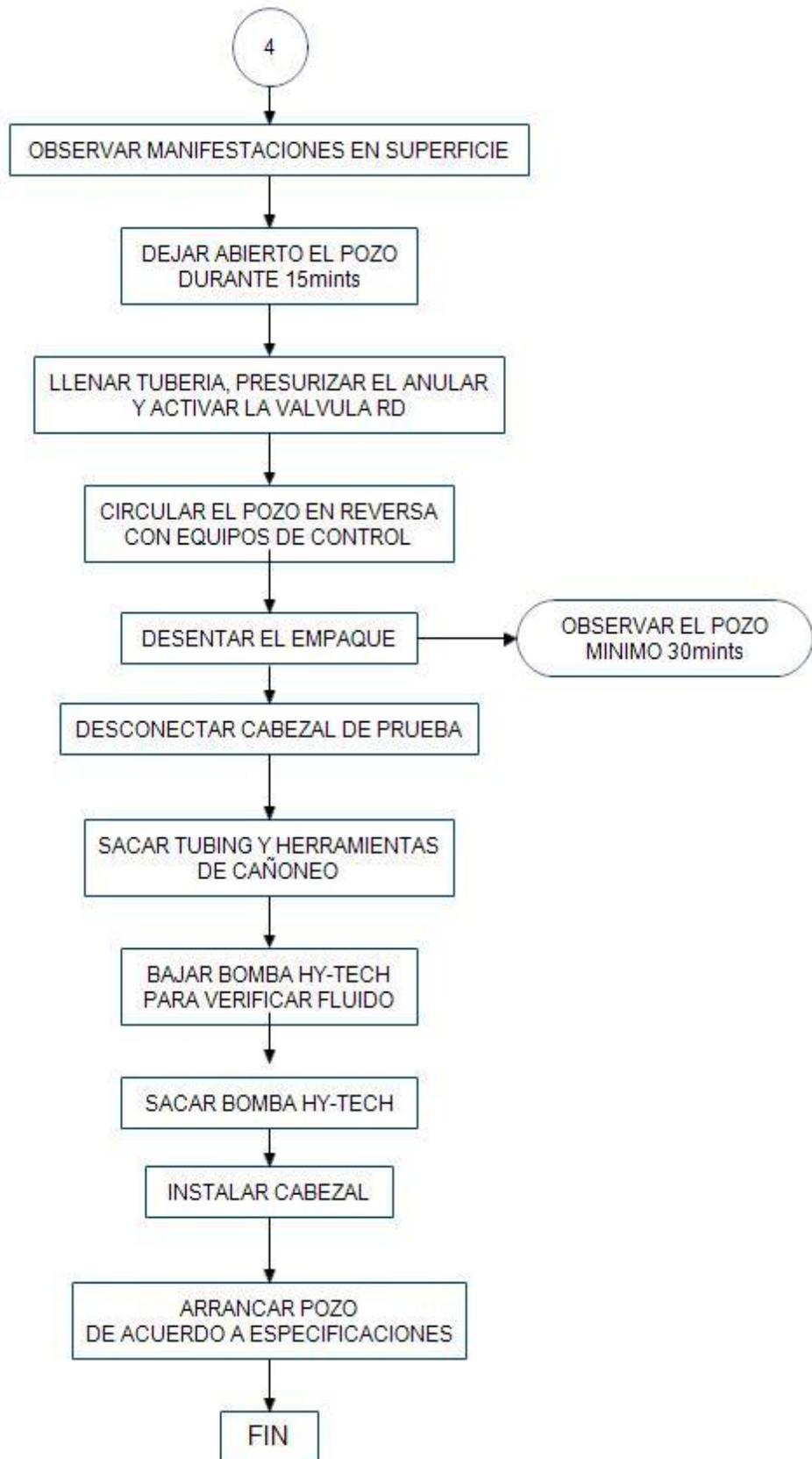


Tabla 5. Lista de requerimientos para cañoneo<sup>6</sup>.

HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	CANTIDAD	MEDIDA	ULTIMA INSPECCION	TIEMPO DE TRABAJO (HRS)	
				ESTABLECIDO	REAL
<b>EQUIPOS DE SUPERFICIE</b>					
Unidad básica					
Torre telescópica					
Tanques					
Tanque píldora					
Poor Boy					
Bomba lodos					
Tanque agua potable					
Tanque agua residual					
Kit preventoras					
Centrifuga					
Planta Eléctrica					
Acumulador					
Mesa Rotaria					
Bloque Viajero					
Gancho del Bloque Viajero					
Poleas de la Corona					
Preventora de Varilla					
Cadena del Winche					
Mangueras					
Barras del Suaveo					
Elevador Tubing					
Elevador Plano					
Llave de Tubo					
Cuña Neumatica					
Elevador de Transferencia					
Pechugas para Cuñas					
Insertos para Cuñas					
Dados para Varilla					
Ganchos para Varilla					
Elevador de Varilla					
Brazo de Varilla					
Brazo de Tuberia					
U de Gancho de Varilla					
Grilletes					
Eslinga de 4 Ramales					
<b>EQUIPOS DE SUBSUELO</b>					
Barra pulida					
Centralizador de varilla					
Varilla de bombeo					
Varilla Continua					
Acomplamiento PCP					

<sup>6</sup> Realizado por Mosquera, Camilo y Peláez, Camilo.

HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	CANTIDAD	MEDIDA	ULTIMA INSPECCION	TIEMPO DE TRABAJO (HRS)	
				ESTABLECIDO	REAL
Rotor PCP					
Pony de varilla					
Colgador de tubería					
Tubería					
Ancla/Receptor					
crossover (cruce)					
Conjunta de chorro (blast joint)					
Niple de ajuste					
Estator PCP					
Conjunta de perforado (perforated joint)					
Pin antirretorno					
Acoplamiento					
Conjunta Pup					
Niple de parada de PCP					
Cabeza hidráulica de disparo TDF					
Cañones					
Cargas					
Cañón de seguridad					
Cabeza mecánica de disparo					
Acoplamiento Pup					
Crossover (cruce)					
MDBV					
Amortiguador vertical y radial					
Empaque Champ IV					
Junta de Seguridad					
Martillo hidráulico					
Portador de calibre con indicador de memoria					
Valula de circulación RD					
Tubería					
Sub Radiactivo con marca radiactiva					
Cabezal de Prueba					
Bull nose (Naríz de toro)					
Empaquetador para revestimiento (Packer)					
Conjunta Pup ranurado					

## 5.5 COMPLETAMIENTO DE UN POZO

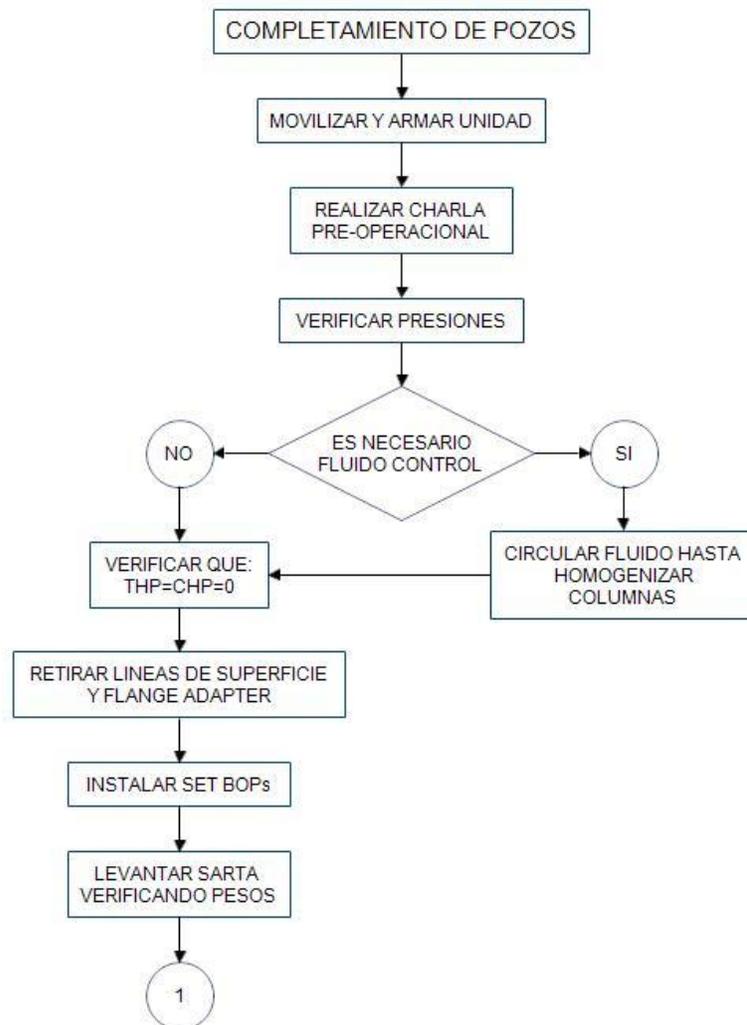
1. Diligenciar permisos de trabajo. Movilizar y armar equipo de Workover. Hacer inspección del Rig y equipos. Verificar correcta centralización de la torre con respecto al centro del pozo.

*NOTA: Equipo en locación, no es necesario mover campamento ni cargas adicionales.*

2. Realizar charla pre-operacional de seguridad para el Pulling de la sarta de producción.
3. Registrar y descargar presiones de Tubing y anular hasta THP y CHP = 0 psi. Cerrar pozo y monitorear presiones durante 1 hora. Utilizar agua asociada como fluido de control en caso de requerirse.
4. Retirar líneas de superficie y composite Pumping Tee.
5. Instalar set de BOP's. Probar funcionamiento y sello con 500/1500 psi. Instalar parrilla de trabajo.
6. Levantar sarta, desasentar ancla antitorque y verificar peso. Sacar sarta de producción.
7. Bajar sarta de tubería con raspador para Casing. Reciprocarse sarta. Sacar sarta con raspador hasta superficie.
8. Realizar charla pre-operacional y de seguridad para la sentada del empaque Bridge Plug.
9. Armar BHA con empaque Bridge Plug así:
  - Packer
  - Setting Sleeve (Ajustar manga) para Bridge Plug (Sello)
  - Hydraulic Setting Tool
  - Pup Joint
  - Crossover

10. Bajar sarta de tubería con empaque y sentar. Llenar pozo con agua de inyección y probar sello con 500 psi / 10 Min. Sacar quebrando sarta de tubería.
11. Retirar set de BOP's y parrilla de trabajo.
12. Instalar Flange Adapter y conexiones de superficie (Pup Joint y válvula).
13. Desarmar y retirar equipo de Workover.

Diagrama 5. Diagrama de flujo para el procedimiento del completamiento de un pozo<sup>7</sup>.



<sup>7</sup> Modificada de: HOCOL S.A. Programa Operacional Servicio a Pozos. Completamiento a pozo. 2013.



Tabla 6. Lista de requerimientos para el completamiento de un pozo.<sup>8</sup>

HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	CANTIDAD	MEDIDA	ULTIMA INSPECCION	TIEMPO DE TRABAJO (HRS)	
				ESTABLECIDO	REAL
<b>EQUIPOS DE SUPERFICIE</b>					
Unidad básica					
Torre telescópica					
Tanques					
Tanque píldora					
Poor Boy					
Bomba lodos					
Tanque agua potable					
Tanque agua residual					
Kit preventoras					
Centrifuga					
Planta Eléctrica					
Acumulador					
Mesa Rotaria					
Bloque Viajero					
Gancho del Bloque Viajero					
Poleas de la Corona					
Preventora de Varilla					
Cadena del Winche					
Mangueras					
Barras del Suaveo					
Elevador Tubing					
Elevador Plano					
Llave de Tubo					
Cuña Neumatica					
Elevador de Transferencia					
Pechugas para Cuñas					
Insertos para Cuñas					
Dados para Varilla					
Ganchos para Varilla					
Elevador de Varilla					
Brazo de Varilla					
Brazo de Tubería					
U de Gancho de Varilla					
Grilletes					
Eslinga de 4 Ramales					
<b>EQUIPOS DE SUBSUELO</b>					
Colgador de tubería					
Tubería					
Ancla/Receptor					
Nipple de aterrizaje					
Empaque (packer)					
Manguito deslizante					

<sup>8</sup> Realizado por Mosquera, Camilo y Peláez, Camilo.

HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	CANTIDAD	MEDIDA	ULTIMA INSPECCION	TIEMPO DE TRABAJO (HRS)	
				ESTABLECIDO	REAL
crossover (cruce)					
conjunta de chorro					
Niple de ajuste					
conjunta de perforado					
Acoplamiento					
Pup de conjunta (Pup joint)					
Acoplamiento					
Guía de entrada de línea fija					
Colgador de Liner					
Revestimiento (casing)					
Liner ranurado (Slotted liner)					
Cuello de flotador del revestimiento					

## 6. CONCLUSIONES

Mediante la evaluación, análisis e interpretación de las diferentes operaciones realizadas por la empresa VARISUR S.A.S en servicios de mantenimiento y reacondicionamiento de pozos productores de hidrocarburos, se logró identificar una variedad de puntos críticos, los cuales dieron lugar a una serie de lineamientos para el desarrollo de un paso a paso de los diferentes procedimientos de manera concisa de los trabajos de mantenimiento y reacondicionamiento de pozos, facilitando la adquisición de conocimientos sobre dichos trabajos y la realización de los mismos de manera eficiente, optimizando el funcionamiento de los pozos y por ende su producción, mediante el servicio de sistemas de levantamiento artificial, limpieza de arenas, completamiento, cañoneando o recañoneando.

Se estableció una base de requerimientos operacionales en materia de equipos y herramientas necesarias para la ejecución de los “tipo” de trabajo, esto tomando como enfoque una relación entre equipos requeridos, tipo de trabajo a realizar y procedimiento a efectuar.

Finalmente, se organizó y compilo toda la información desarrollada para dar paso a una lista programada de procedimientos y requerimientos para el mantenimiento y reacondicionamiento de pozos productores de hidrocarburos enfocado a los trabajos “tipo” desarrollados por la empresa VARISUR S.A.S con la prioridad de permitir a los operarios de la empresa y en general tener los procedimientos y requerimientos en forma de guía de tal manera que puedan tener a la mano y de modo claro los diferentes servicios “tipo” ejecutados por la empresa y trabajados en el proyecto.

## 7. RECOMENDACIONES

Establecer parámetros organizacionales creando una logística basados en los procedimientos de realización de trabajos de reacondicionamiento y mantenimiento de pozos tomando como principio el programa a ejecutar.

Dar a conocer la lista técnica de procedimientos y requerimientos operacionales, para posteriormente ponerlos al servicio de los operarios, para todas las operaciones de mantenimiento y reacondicionamiento de pozos.

Para una realización eficaz de las operaciones a realizar se recomienda organizar, preparar, rectificar y reforzar los diferentes procedimientos operacionales antes de iniciar el servicio de pozo. Además, Todos los ejecutores que participarán en el trabajo deben ser informados de los objetivos y procedimientos operacionales a desarrollar.

Realizar de forma constante y preventiva, una revisión minuciosa de las herramientas a emplear, tales como son las, elevadores, llaves de potencia, collares, llaves de cadena, llaves de varilla, cuñas, entre otras. Para el control y calidad de las mismas y equipos.

Consultar siempre antes de establecer una herramienta y/o equipo de trabajo su respectiva ficha técnica previamente a la asignación de una operación según la normatividad API.

Realizar reunión post-operacional para evaluar el proyecto y tener en cuenta las lecciones aprendidas y las oportunidades de mejoramiento.

## BIBLIOGRAFIA

BOHORQUEZ A., O.I., CADENA G., M.I. 2011. Metodología para la evaluación de riesgos durante operaciones de WORKOVER y servicio de pozos . TESIS ING. PETRO. BUCARACAMANGA, UNIV. INDUSTRIAL DE SANTANDER, FAC. ING. FISICO-QUÍMICAS. 174 P.

CONTROL DE POZOS COMPLETAMIENTO, Reacondicionamiento de pozos RANDYSMITH TRAINING SOLUTIONS. 2011

DIAZ G., A., CHAVEZ A., G., ORTEGA E., R., ING. VARGAS X. 2012. DISEÑO, CORRIDA Y CEMENTACIÓN DE UN LINER DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO ESPOL – 2D. ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL (ESPOL), FAC. ING. CIEN. DE LA TIERRA. (DISPONIBLE EN: <http://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/21007/1/paper.pdf>.

CONSULTADO EL: 3 DE OCTUBRE DEL 2014).  
EARTHWORKS. AGOSTO 29 DEL 2013. FRACTURAMIENTO HIDRAULICO. EARTHWORKS. (Disponible en: [http://www.earthworksaction.org/library/detail/fracturamiento\\_hidraulico#.VCzPF2ewYg8](http://www.earthworksaction.org/library/detail/fracturamiento_hidraulico#.VCzPF2ewYg8).CONSULTADO EL: 12 DE SEPTIEMBRE DEL 2014).

HERNANDEZ L., A.J. 2005. Bombas y su clasificación.. INST. TECNOLOGICO DE VERACRUZ. (Disponible en: [http://html.rincondelvago.com/bombas\\_1.html](http://html.rincondelvago.com/bombas_1.html). Consultado el 08 de agosto del 2014.).

HERNANDEZ M., C.J., SOTO P., J.D. 2009. Evaluacion del proceso de fracturamiento hidráulico aplicado a algunos pozos del campo YARIGUI-CANTAGALLO. TESIS ING. PETRO. BUCARACAMANGA, UNIV. INDUSTRIAL DE SANTANDER, FAC. ING. FISICO-QUÍMICAS. 182 P.

HERNANDEZ T., E. WORKOVER. CURSO DE OPERACIONES. Octava Versión. 2005.

LEÓN Q., C.A., BOHADA C., M.J. 2009. Metodología para la selección , diseño para la selección , diseño, y ejecución del reacondicionamiento de pozos inactivos. Aplicación al campo colorado. TESIS ING. PETROLEOS. BUCARACAMANGA,

UNIVERSIDAD. INDUSTRIAL DE SANTANDER, FAC. ING. FISICO-QUÍMICAS.  
p. 191 .

MANUAL MANEJO DE EQUIPOS. GLOBAL ENERGY. 2012  
PERFOBLOGGER. 15 DE JUNIO DEL 2013. CEMENTACIONES PRIMARIA Y  
SECUNDARIA (SQUEEZE). PERFOBLOGGER. (DISPONIBLE EN:  
<HTTP://ACHJIJ.BLOGSPOT.COM/2013/06/CEMENTACIONES-PRIMARIA-Y-SECUNDARIA.HTML>. CONSULTADO EL: 3 DE OCTUBRE DEL 2013).

PERFORACION: FRACTURAMIENTO HIDRAULICO Y CONTROL DE ARENAS.  
(DISPONIBLE EN: [http://html.rincondelvago.com/perforacion\\_fracturamiento-hidraulico-y-control-de-arenas.html](http://html.rincondelvago.com/perforacion_fracturamiento-hidraulico-y-control-de-arenas.html). CONSULTADO EL: 12 DE SEPTIEMBRE DEL 2014).

RIG MANAGMENT, FUNDAMENTOS TEORICOS ACTIVIDAD PRACTICAS,  
GLOBAL ENERGY, WELL CONTROL INTERNATIONAL. 2012

VARISUR CIA. LTDA. 2014. Generalidades. (Disponible en:  
<http://varisur.com.co/espanol/rese-historica.htm>. Consultado el: 20 de octubre.  
2014).

VARINOTAS. VARISUR Y COMPAÑÍA LTDA. 2012

VERGARA O., J.O., GARCÍA S., G.F. 2010. ESTIÓN DE MANTENIMIENTO  
PARA EQUIPOS DE WORKOVER DE LA EMPRESA STS DE LOS ANDES S.A.  
TESIS ING. MECA. BUCARACAMANGA, UNIV. INDUSTRIAL DE SANTANDER,  
FAC. ING. FISICO-QUÍMICAS. 157 P.

# ANEXOS

Anexo A. Relación de equipos y herramientas mínimos de mantenimiento de pozos PETROLEROS ECOPETROL S.A. para un equipo de 550 HP.

	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	cumple		ALTERNATIVA OFRECIDA
		SI	NO	
1	<p><b>UNIDAD BÁSICA</b></p> <p>Equipo autopropulsado nuevo o usado en optimas condiciones; con ultima repotenciación como mínimo realizada en el año 2008. Debe poseer documentación de las inspecciones y mantenimientos (hoja de vida del equipo). Con sistema hidráulico para su levantamiento y nivelación.</p> <p>Para su movilización deberá cumplir con la normatividad vial aplicable a este tipo de vehículo. Luces de seguridad para su movilización nocturna, sobre la cabina Balizas tipo vaso o tipo cilindro cuyo lente sea de color amarillo y tenga unas dimensiones mínimas de 10 centímetros de diámetro por 10 centímetros de altura. El dispositivo brillante de cualquiera destello intermitente debe reunir los requisitos de SAE J1054</p> <p>La torre debe ser telescópica, transportada sobre la unidad básica y de base cuadrada. Torre con capacidad mínima efectiva de 250.000 lb de carga en el gancho. La torre deberá tener capacidad mínima de carga posterior (stand back racking) para 11.000 pies de tubería de producción rango II de 2-3/8" a 5-1/2" y 8.000 pies para 5-1/2" o tubería de trabajo de 2-7/8" y 3-1/2" en dobles a la torre.</p> <p>Torre con altura de 96 a 110 pies y trabajadero (tubing board) con guías ajustables para tuberías de producción y de trabajo en el rango 2-3/8" a 5-1/2" y tubería de trabajo de 2-7/8" y 3-1/2". Trabajadero de varillas con capacidad de 7.000 ft (varillas de 3/4" a 1-1/8") con gato de transferencia de varillas.</p> <p>La torre debe contar con dispositivos de</p>			

	<p>descenso y ascenso seguro; acorde a las normas internacionales avaladas por ECOPETROL S.A. Debe contar con pararrayos, su capacidad debe ser suficiente para proteger todos los equipos solicitados. Estructura básica metálica para soporte de la torre (viga papa) y demás aditamentos para apoyar la torre y el equipo en el suelo. Cables de la torre (guylines) según especificaciones API 4G: 6 de 5/8", 2 de 9/16" y 2 de 7/8"; para equipos de 4 vientos principales; los cuales se conectaran al anclaje mediante eye/hook tumbuckles (tensores).</p>			
<b>2</b>	<p><b>BLOQUE VIAJERO (TRAVELING BLOCK)</b></p> <p>Bloque viajero con mínimo cuatro (4) poleas 30" x 1",</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Corona (crown block) con mínimo cuatro (4) poleas,</li> <li>• Polea del sand line</li> <li>• Hook y swivel (con conexión para la kelly); la swivel debe tener los suficientes sets de empaques de repuesto para el wash pipe,</li> <li>• Brazos elevadores (elevator links) con capacidad mínima efectiva de 280.000 y mínimo de 1-3/4" x 72". El desgaste de los brazos elevadores debe estar entre los rangos permitidos por las normas IADC; certificado mediante inspección.</li> </ul>			
<b>3</b>	<p><b>STAND PIPE</b></p> <p>Stand pipe de mínimo 4" y 40 ft de diámetro para 5000 psi, mangueras metálicas, válvulas, conexiones y accesorios. El stand pipe debe contar con manifold para el manejo de fluidos. Debe contar con indicador de presión de 0-6000 psi en el manifold.</p>			
<b>4</b>	<p><b>MESA ROTARIA</b></p> <p>Mesa rotaria de mínimo 17.5' de altura, propulsada por el equipo; con capacidad mínima de 150 ton y square master bushing e indicador de torsión en la consola del maquinista. La altura de la mesa rotaria debe ser suficiente para la instalación y</p>			

	<p>operación del set de preventoras del contrato más la campana (bell nipple), la línea de flujo (flow line) y su adapter flange. La altura de la conexión de la campana con el flow line debe ser más alta que los tanques. La mesa del maquinista debe tener como máximo un desnivel respecto a la mesa de trabajo de 1 pies en los trabajos de reacondicionamiento de pozos. Debe estar equipada con tazones (bowl inserts and slips) para todos los tamaños de tubing y tuberías de trabajo a usar. Incluye el drive-bushing para la kelly. Piso antideslizante, graduación en altura, barandas de seguridad. Parrilla de trabajo Tipo Cooper metálica; con espacio suficiente para el trabajo cómodo de los cuñeros. Con altura de la parrilla graduable. Debe estar equipada con bandejas de recolección de fluidos para la tubería.</p>			
<b>5</b>	<p><b>SUBESTRUCTURA</b></p> <p>Subestructura (estructura de mesa rotaria) con capacidad mínima de 280.000,00 lb. Con una capacidad de carga posterior (set back load) de 150.000,00 lb. Debe tener la suficiente altura y espacio para trabajar cómodamente y permitir el uso del siguiente stack de preventores: spacer para prueba, double-ram BOP y preventor Anular (A-Rd-S).</p>			
<b>6</b>	<p><b>INDICADORES DE PESO, TORSIÓN, PRESIÓN</b></p> <p>En la consola del maquinista debe haber indicadores de peso en el gancho, torsión (para la rotaria y las llaves de potencia) y presión de la bomba. Todos los indicadores deben ser visibles de una manera cómoda por el maquinista, de fácil acceso y con escala adecuada para las operaciones a desarrollar. Además debe poseer la instrumentación requerida para la medición y control de todos los parámetros involucrados: Peso, presión, torque, etc. Se debe disponer de un dinamómetro con lectura remota para realizar las pruebas de tensión a los anclajes en la locación de los pozos mínimo de 0 – 30.000 lb. Este deberá</p>			

	tener calibración vigente; la cual se debe realizar a través de un laboratorio acreditado por la ONAC y/o Superintendencia de Industria y Comercio.			
<b>7</b>	<p><b>MALACATE</b></p> <p>Malacate principal de doble tambor potenciado con motor diesel con capacidad mínima de 400 HP; con caja automática, (mínimo cinco velocidades), freno, clutch neumático, winche, compresor de aire, bomba hidráulica. Capacidad de levante mínima de 300.000,00 libras efectivas en el gancho. Cable del malacate con diámetro mínimo de 1". Equipado con freno auxiliar confiable (hidromático o tecnología superior y avalada por ECOPETROL S.A.) y con capacidad para soportar las cargas descritas. Debe poseer un dispositivo de seguridad que detenga el bloque viajero en su carrera ascendente y descendente; calibrado y operando adecuadamente. Sistema de enfriamiento para el freno. Todos los mecanismos del malacate deben estar protegidos con carcasas o guardas.</p> <p>Malacate auxiliar para operaciones de swabbing con cable de 9/16" x 12.000,00 ft; con un sistema de medición de profundidad.</p> <p>Poseer dos (2) hydraulic tong pull para accionar las llaves de potencia.</p>			
<b>8</b>	<p><b>CABLE</b></p> <p>Mínimo 2500 pies de cable de perforación mínimo de 1" (6 x 19 alma de acero) con especificaciones mínimas de resistencia nominal 93.000 lb-ft.</p>			
<b>9</b>	<p><b>KELLY</b></p> <p>Una (1) kelly con conexión 3-1/2" if x 40 pies, api, con kelly bushing y kelly saver sub, con protectores de caucho, mínimo para 5.000 psi. Rotary hose de 4" x 40' 5.000 psi.</p> <p>Un (1) power swivel para las operaciones donde se requiera rotación y no se utilice</p>			

	mesa rotaria.			
<b>10</b>	<p><b>BOMBAS</b></p> <p>Una (1) bomba de lodos triplex con potencia nominal de entrada mínima de 500 HP, longitud de stroke variables y camisas intercambiables que permitan regular caudales entre 1 y 6 barriles por minuto y garantizar presiones de operación hasta 5.000 psi. Las líneas de descarga de las bombas deben ser mínimo de 2" mínimo de 5.000 psi. Las líneas de bombeo deben ser metálicas. La bomba debe tener centrifuga de alimentación para los caudales manejados por la bomba, independiente en manejo, potencia, con sus conexiones y mangueras de baja presión. Debe estar equipada con filtros en la succión y la descarga. Pulsation dampeners y válvulas de seguridad de alta presión en la descarga. Debe poseer mandos remotos que permitan operarla a una distancia que garantice la seguridad del operador. En la descarga de la bomba debe haber un manifold para la distribución de fluidos en los tanques. Garantizar el correcto funcionamiento del pulsation dampeners.</p> <p>Manómetros de 5.000,00 psi de alta resolución.</p> <p>Registrador de velocidad y/o caudal (digital) en la consola del operador y en los mandos remotos.</p> <p>Bomba neumática de vacío, portátil; para succionar contrapozo y realizar pruebas (presión de suministro de aire de 100 psi y presión de descarga de 20 psi).</p>			

<p><b>11</b></p>	<p><b>TANQUES DE LODO</b></p> <p>El equipo debe contar con tanques de lodo para el sistema activo (tipo safety move), con capacidad mínima de 800 bbl, con dos a tres compartimientos cada uno. Cada compartimiento de los tanques debe estar diseñado para poderse aislar de los demás e intercomunicarse con los demás, equipado con líneas de succión y llenado. Deben contar con agitadores (mínimo 3 agitadores por tanque y 6 pistolas submarinas por tanque). Uno de los tanques principales debe incluir un compartimiento para píldora (capacidad mínima de 50 bbl) con conexión al embudo para mezcla y 2 pistolas submarinas como mínimo. El tanque de retornos debe tener compartimiento para la trampa de arena y poseer un sistema de mallas que permita retener los sólidos, y optimizar el espacio disponible en la trampa de arena. El sistema debe permitir mezclar independiente o simultáneamente a uno, algunos o todos los tanques, con líneas de mezcla de mínimo 4" de diámetro. Los tanques deben permitir a la bomba la succión independiente del compartimiento de la píldora y del resto de compartimientos de recibo de fluidos ó en combinación selectiva entre ellos. Los tanques deben tener conexión fija para mangueras de caucho o metálica que permita descargar los fluidos del pozo. Los tanques deben tener lámparas perimetrales tal que permita una buena visión nocturna, las lámparas deben ser fluorescentes a prueba de explosión, contar con sus respectivas barandas y escaleras.</p> <p>Deberá contar con manifold de succion (cuando lo requiera la operación) y una (1) bomba centrífuga de mezcla de 220 GPM con motor a prueba de explosion</p>			
------------------	---	--	--	--

<p><b>12</b></p>	<p><b>PREVENTORAS</b></p> <p>Conjunto de preventoras de 11" x 5000 psi ó 7-1/16" 5000 psi, de acuerdo a la necesidad del campo (el contratista debe suministrar los adapter flange adecuados para las necesidades del campo donde esté operando el equipo) fabricado bajo el API 16A y cumplir con la norma NACE MR0175;compuesta por:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Un (1) set de preventora con compartimiento para ariete ciego y arietes para tubería en los diámetros a utilizar en el Campo.</li> <li>• Preventor anular de 11" x 5000 psi ó 7-1/16" x 5000 psi.</li> <li>• Campana, conductor y conexiones necesarias para operar con el acumulador. Las dimensiones del conjunto de BOP's y la campana deben ser acordes a la altura de la subestructura ofrecida. El contratista debe tener los ring gaskets y tornillería necesaria para la instalación de las preventoras y los adapter flange. El preventor debe tener las respectivas válvulas laterales.</li> </ul> <p>Un (1) banco de pruebas de preventor y bomba de alta presión con registrador de presión Barton; por campo o región; según conveniencia de la operación; destinado a la prueba de preventores.</p> <p>Un (1) preventor hidráulico de 3000 psi para varillas de 5/8" a 1-1/4", con conexión(es) adecuadas a la tubería de producción del campo.</p> <p>A efectos de garantizar la operación en esta área se deberá tener parrilla de soporte y sistema de protección de caídas así como la línea de vida para evacuación de espacios confinados.</p>			
------------------	--	--	--	--

13	<p><b>ACUMULADOR</b></p> <p>Acumulador norma API RP 16E con capacidad suficiente para manejar el stack de BOP de acuerdo a la norma API RP 53. El acumulador debe tener la capacidad suficiente para operar los rams (arrietes) y el preventor anular. Conexiones y mangueras metálicas flexibles, con protección contra incendio, que permitan su operación hasta una distancia mínima de 10 metros del contrapozo. La bomba hidráulica de alta presión debe ser Explosion Proof</p> <p>Deberá tener consola para cierre y apertura remota.</p>			
14	<p><b>WINCHE</b></p> <p>Winche operado desde la consola del maquinista y un mando auxiliar, con cable como mínimo de 1/2" para 8.000 lb. Se debe tener un man riding winch con capacidad mínima de 300 kg; cable antitorsion con un diámetro no inferior a 9/16"; freno de disco automatico que se active en cualquier momento que la palanca de operación puesta en neutro y ante cortes de energía, freno secundario de banda automatico o manual; palanca de operación del winche con retorno a la posición neutra automática cuando se suelta de cualquier posición operativa; interruptores de limitación; pare de emergencia ,corte de aire;tambor del winche de control eléctrico en ambas direcciones de rotación; swivel para impedir rotación del personal izado</p>			
15	<p><b>COMPRESOR DE AIRE</b></p> <p>Compresor de aire adecuado para la operación del equipo y las labores de mantenimiento, mínimo de 150 psi. Equipado con tanques de almacenamiento de suficiente capacidad.</p> <p>Compresor de aire auxiliar para servicios de BES con suficiente capacidad</p>			

<p><b>16</b></p>	<p><b>LLAVE HIDRÁULICA</b></p> <p>(1) Una llave hidráulica para utilización en los diámetros manejados en la tubería de trabajo, producción y casing de cada Campo; con indicador de torque y unidad de potencia, debe tener la capacidad de torque suficiente y stock de mordazas para las tuberías nombradas anteriormente. La llave debe poseer sistema de back up “aguantadora”. Debe proporcionar el torque exacto a cada una de las juntas de manera uniforme asegurando el proceso y conservando las roscas. En caso de requerir bajar sartas especiales, las llaves deben estar habilitadas para trabajar con un controlador electrónico que aumente la precisión en el torque, que almacene la información, la grafique y la transmita.</p> <p>(1) Una llave neumática ó hidráulica para alto torque con copas para perfiles adecuados para las tuercas manejadas en los pozos y el equipo (esta llave puede ser compartida entre máximo 2 equipos en una misma área geográfica).</p> <p>(1) Una llave hidráulica para manejo de varillas de 5-8” a 1-1/4”; debe contar con todos los accesorios y repuestos para una rápida reparación en campo. Debe poseer registrador de presión tipo Barton. Una por campo</p>			
<p><b>17</b></p>	<p><b>LLAVES DE POTENCIA</b></p> <p>Dos llaves de potencia con capacidad para suministrar el torque y apretar a su máximo recomendado drill pipe y drill collar de los diámetros utilizados en el Campo; soportadas con cables a la torre y sus respectivas contrapesas, con todos sus accesorios y suficiente cantidad de repuestos.</p>			

<p><b>14</b></p>	<p><b>PLANTA ELÉCTRICA</b></p> <p>El equipo debe poseer generadores eléctricos de suficiente KVA para suministrar el 150% de los requerimientos de potencia eléctrica calculada para operar el equipo de reacondicionamiento o mantenimiento, la iluminación, el campamento y todo el equipo eléctrico asociado. Debe poseer un (1) generador de relevo (stand by) de suficiente capacidad para operar el equipo en el evento de falla o mantenimiento de los generadores principales. Los generadores deberán tener motores independientes Diesel, eléctrica de capacidad tal que les permita generar la potencia especificada. Generadores insonorizados.</p>			
<p><b>19</b></p>	<p><b>LÁMPARAS</b></p> <p>Lámparas a prueba de explosión para la iluminación apropiada de los sitios de trabajo en el equipo, con cables protegidos y aseguradas correctamente, dependientes del sistema de energía principal. La torre con lámparas fluorescentes a prueba de explosión y que provean iluminación adecuada. Todos los accesorios y cables deberán ser antiexplosión Se debe tener como mínimo 6 lámparas para iluminación perimetral de la locación del pozo, deben ser a prueba de explosión.</p> <p>Lámpara especial tipo estadio con generador portátil de 20 KW; en el caso de campos con movilizaciones nocturnas se deben contar con dos (2).</p> <p>Todas las instalaciones eléctricas en el equipo deben a prueba de explosión (lámparas, tomas eléctrica, etc.)</p>			
<p><b>20</b></p>	<p><b>ELEVADORES PARA TUBERÍA</b></p> <p>Elevadores estándar 90 grados, mínimo de 150 ton, para los diámetros de tubería uno por cada tubería de producción de 3-1/2", casing de 5-1/2".</p> <p>Elevadores tipo cuña (YT y MYT) para tubería de 3-1/2", 4-1/2" y 5-1/2", con capacidad de 150 ton (para cuando se</p>			

	<p>utilice tubería non upset)</p> <p>Elevadores adecuados para la tubería de trabajo del equipo, con capacidad mínima de 150 ton.</p>			
<b>21</b>	<p><b>CUÑA</b></p> <p>Una (1) cuña neumática con insertos intercambiables para los diámetros de tubería de producción utilizados en el Campo, equipadas con control neumático y operadas desde la consola de mandos del maquinista; deben tener capacidad de 150 ton.</p> <p>Cuñas manuales para rotaria (standard manual rotary slip); de capacidad suficiente para manejo de las sartas utilizadas en la operación del equipo y en el Campo. La cuña debe poder utilizarse en los drill collar que se utilicen en el taladro.</p> <p>Collarines (safety clamps) para aseguramiento de tubería y drill collars utilizadas en la operación del equipo y en el campo.</p> <p>Lifting plugs (“ayatolas”) para los diferentes tipos de tubería utilizados en la operación. Sustitutos necesarios y en cantidad suficiente para conectar los diferentes tipos de tubería utilizados con el BHA, las configuraciones en cabeza de pozo y en la sarta.</p>			
<b>22</b>	<p><b>SARTA DE TRABAJO</b></p> <p>11.000 pies de drill pipe de 3-1/2” de 13.3 lb/ft S-135 o G-105, R-2 para los trabajos de workover. Cada equipo debe tener su propia sarta de trabajo (uniforme en peso y grado).</p> <p>10 drill collars, mínimo de 4-1/2" OD x 2-1/4" ID de 41 lb/pie con conexión 3-1/2" IF. Suministrar las grapas de seguridad y mordazas (safety clamp/dog collars) para su manejo, máximo hasta 6" OD.</p> <p>Pup joints drill pipe 3-1/2" conexión IF de 13,3 lb/ft, grado S-135 o G-105, de 5', 10' y</p>			

	15' de longitud (cantidad mínima dos de cada longitud). Los drill collar deben suministrarse con pick up sub o lift nipple y herramientas para su manejo.			
<b>23</b>	<p><b>SUSTITUTOS</b></p> <p>Sustitutos suficientes para conectar brocas de 8", 6" y 4-1/8", herramientas y tuberías para roscas tipo 8RD EUE, Buttres, IF, XXH, Newvan y Regular, en tamaños de 2-3/8", 2-7/8" y 3-1/2", en las formas de pin-caja, caja-pin, pin-pin y caja-caja.</p> <p>Adicionalmente un sustituto para conectar a la conexión de las barras de peso del Contratista.</p> <p>Bit breakers para brocas de 8-1/2", 5-7/8", 6" y 4-1/8".</p>			
<b>24</b>	<p><b>INSIDE BOP Y H BACK PRESSURE VALVE</b></p> <p>Inside BOP de 5000 psi; apropiadas al tamaño de las tuberías utilizadas</p> <p>(1) Una válvula de apertura completa apropiada al tamaño de la tubería suministrada.</p>			
<b>25</b>	<p><b>LLAVES DE TUBO, DE CADENA Y DE MANEJO</b></p> <p>Dos (2) juegos de llave de tubo para cada tamaño: 60", 48", 36", 24" y 18", con sus respectivos repuestos para mantenerlas siempre operativas.</p> <p>Juegos de llaves (guacamayas ó similares) para manejo de tubería de producción de 2-3/8" a 4-1/2" y para casing de 5-1/2".</p> <p>Dos (2) llaves de cadena una de 36" y otra de 60". Con estas dos llaves se deben cubrir diámetros desde 2-3/8" hasta 5-1/2".</p>			
<b>26</b>	<p><b>EQUIPO DE PREVENCIÓN Y CONTROL AMBIENTAL</b></p> <p>Limpiadores externos (wippers) para los diámetros de las tuberías utilizadas en la operación.</p> <p>Bandejas con sus drenajes para cuando se saque la tubería de producción parando a la</p>			

	<p>torre.</p> <p>Como mínimo (2) dos juegos de 4 recipientes de recolección de residuos debidamente señalizadas y caracterizadas de acuerdo al tipo de residuo. (Según directriz HSE de Ecopetrol S.A)</p> <p>Sistema de protección tipo geomembrana S740. (Unidad básica, tanques de combustible, bombas, generador, tanques de almacenamiento de fluidos, etc.), de un único cuerpo con diques para contención.</p> <p>Disponer del kit ambiental de acuerdo a las políticas de Ecopetrol S.A. (VPR.DHS-G-016)</p> <p>Sistema de control de derrames.</p>			
<b>27</b>	<p><b>EQUIPO DE HSEQ</b></p> <p>Equipo de seguridad contra incendios compuesto por:</p> <p>Tres (3) extintores de 150 libras tipo BC, Diez (10) extintores de 30 libras tipo BC, Dos (2) extintores de 15 lb de CO2, Manga veleta (características ICAO). Línea de salvamento para casos de emergencia y sistema de seguridad para trabajos en altura y espacios confinados; suficientes y avalados por ECOPETROL S.A. Cuatro (4) equipos de acercamiento al fuego (casco, monja, chaquetón, guantes, pantalón y botas) NFPA 1971 Dos (2) equipos de auto contenido</p> <p>Todos los equipos que trabajen con combustible (bombas, unidad básica, generadores) deben poseer su respectivo sistema de matachispas (flame arrestor).</p> <p>Una (1) camilla rígida aerotransportable, cuatro (4) chalecos de seguridad de alta visibilidad y con cinta reflectiva bajo norma ANSI/SEA 107-2010 y NTC 5563, (2) dos mantas anti fuego, un explosímetro con cuatro sensores diferentes, calibrado y</p>			

	<p>certificado, manual de contraincendios, manual de primeros auxilios y manual de control de pozos. Avisos reflectivos en los vientos, avisos de seguridad en las áreas de trabajo delimitando áreas restringidas, prevención para las vías. Señales de advertencia sobre peligro, que sean reflectivas .Reflectivo de avisos de seguridad y señalización de vientos deben cumplir con esta característica técnica norma ANSI/SEA 107-2010 y NTC 5563 Tener como mínimo (2) dos linternas antiexplosión. Botiquín de primeros auxilios.Estaciones lavaojos en mesa de trabajo y tanques;en el campamento se habilitara ducha de emergencia para ambos casos bajo norma ANSI / ISEA Z358.1-2009</p> <p>La ropa de trabajo ignífuga debe cumplir la norma NFPA 2112 norma ASTM F 1506; ser tipo braga, tener una densidad de área igual o Superior a 6 Oz/yd2, con parámetros de diseño que correspondan a prendas inherentemente resistentes a la llama; cuya estructura molecular natural no promueve el proceso de combustión, composición (93% fibra Meta-aramida, 5% fibra Para- aramida y 2% Fibra de carbono P140) .Certificada,</p> <p>Limpiador de manos para el personal, sin solventes de petróleo, biodegradable y no tóxico.</p>			
28	<p><b>MANGUERAS METÁLICAS Y DE CAUCHO</b></p> <p>7) Mangueras metálicas de 2" de diámetro con uniones giratorias tipo chicksan-hose Fig.1502 según requerimiento del Campo, con sus acoples y accesorios, en longitud de 15 pies cada una.</p> <p>Cinco (5) juegos de tees, codos y niples de 2" Fig. 1502 según requerimiento del Campo.</p> <p>Diez (10) juegos de uniones rápidas de 2" Fig. 1502 según requerimiento del Campo, las conexiones deben ser acordes con las uniones de las mangueras metálicas</p>			

	<p>solicitadas.</p> <p>Cuatro (4) mangueras de caucho de 30 pies cada una, de 2", para 5.000 psi con sus respectivos acoples y uniones que permitan conectarse a las conexiones chicksan Fig. 1502 según requerimiento del Campo, en condiciones apropiadas para una operación segura.</p> <p>(3) uniones giratorias tipo chiksan Fig. 1502 según requerimiento del Campo con sustitutos compatibles a las tuberías de producción y trabajo utilizadas (cabezas de circulación).</p>			
<b>29</b>	<p><b>RACKS Y PLATAFORMA</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• (6) Seis pipe racks metálicos para tubería; con sus soldaduras inspeccionadas al inicio del contrato</li> <li>• (6) Seis racks de varillas metálicos, base madera.</li> <li>• (1) Una plataforma (camino o planchada) para el manejo de tubulares con stop pipe y de un ancho mínimo de 5 pies.</li> </ul>			
<b>30</b>	<p><b>CAMPAMENTO</b></p> <p>Una caseta para uso exclusivo del personal de ECOPETROL S.A., con dos (2) compartimentos independientes intercomunicados; un compartimiento será adecuado como oficina, el segundo como dormitorio; dotado con los siguientes elementos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Oficina: Un escritorio de madera con llaves, dos sillas plásticas, una silla ergonómica de oficina, aire acondicionado, archivador y una nevera. La dotación (alimentación) de la nevera será suministrada por el Contratista cada semana.</li> <li>• Dormitorio: Una cama doble (o dos sencillas) dotada con colchón y almohadas ortopédicas, televisor LED 32" con su mesa, sistema de TV satelital, una mesa de noche, aire acondicionado y dotación de tendidos para las camas.</li> <li>• Baño privado habilitado.</li> </ul>			

	Trailers para uso del Contratista: El Contratista podrá contar con tantos trailers adicionales como lo requiera (sin que esto afecte el tiempo de movilización máximo estipulado ni aumente la tarifa diaria del equipo), garantizando como mínimo las oficinas (por separado) del jefe de equipo y el supervisor HSEQ, y el dormitorio del jefe de equipo, con servicio sanitario completo, alimentado por el sistema de agua potable del equipo. Además, deberá proporcionar una caseta con batería de baños y una caseta comedor para la cuadrilla con aire acondicionado. La disposición final de aguas grises y negras la debe hacer el Contratista, ya sea con una planta de tratamiento y/o contratando un servicio para su tratamiento con empresa certificada y avalada por el Ministerio del Medio Ambiente. Todos los trailers deben tener aire acondicionado.			
<b>31</b>	<b>CALIBRADORES</b> Calibradores internos API en teflón (conejos) para los diferentes tamaños de tubería a utilizar. Calibradores internos y externos tipo compas. Un pie de rey (digital) adecuado para las mediciones de precisión de las herramientas que se bajarán al pozo (mínimo 7”).			
<b>32</b>	<b>CINTA METÁLICA</b>  Una cinta metálica para tomar las medidas de la tubería y accesorios, unidad en pies y decimas de pie. Se debe tener una cinta de repuesto en Campo.			
<b>33</b>	<b>EQUIPO DE COMUNICACIONES</b> Suministrar y mantener en buenas condiciones de operación un sistema de comunicación inmediata o Push-to-Talk anti-exploración compatible con el sistema de comunicación masiva de ECOPETROL S.A., en cada uno de los equipos.: conexión a internet con sistema satelital de la más alta velocidad disponible en el mercado, acceso ilimitado a internet con mínimo dos puntos de conexión para computador, dos (2) teléfonos celulares con planes que garanticen la disponibilidad permanente de			

	<p>tiempo al aire, el tiempo al aire debe ser mínimo de 1600 minutos mensuales a cualquier destino nacional para cada celular y que permita recepción y envío de correos electrónicos. Con el fin de garantizar la comunicación constante vía celular se deberá tener amplificador de señal de celular por equipo mínimo de 70dbi</p> <p>Un módem celular para acceso a internet, con conexión ilimitada, que garantice la máxima velocidad de transmisión de datos disponible en el mercado.</p>			
<b>34</b>	<p><b>EQUIPO DE CÓMPUTO</b></p> <p>Dos (2) computadores portátil, con mínimo las siguientes especificaciones: doble procesador, velocidad de procesamiento igual ó superior a 2.0 MHz, memoria RAM igual ó superior a 8 Gb, disco duro igual ó superior a 320 Gb, quemador de DVD y CD, conexión de red inalámbrica y tipo 10/100/1000 Ethernet LAN, cuatro ó más puertos USB; el computador deberá ser actualizado ó cambiado cada año del Contrato. Los computadores con sistema operacional Windows 7 XP, Microsoft Office 2000 o superior (Word, Excel, Power Point, Outlook), software antivirus; todo el software instalado en el portátil debe tener licencia legal.</p> <p>Maletín para los portátiles.</p> <p>Un multifuncional (impresora, scanner y fotocopidora) con sus conexiones al computador.</p> <p>El Contratista deberá suministrar la papelería y los elementos consumibles (toners)</p> <p>Una (1) memoria portátil (tipo USB) con capacidad mínima de 4 GB</p> <p>Un (1) estabilizador de 1000 wats.</p>			

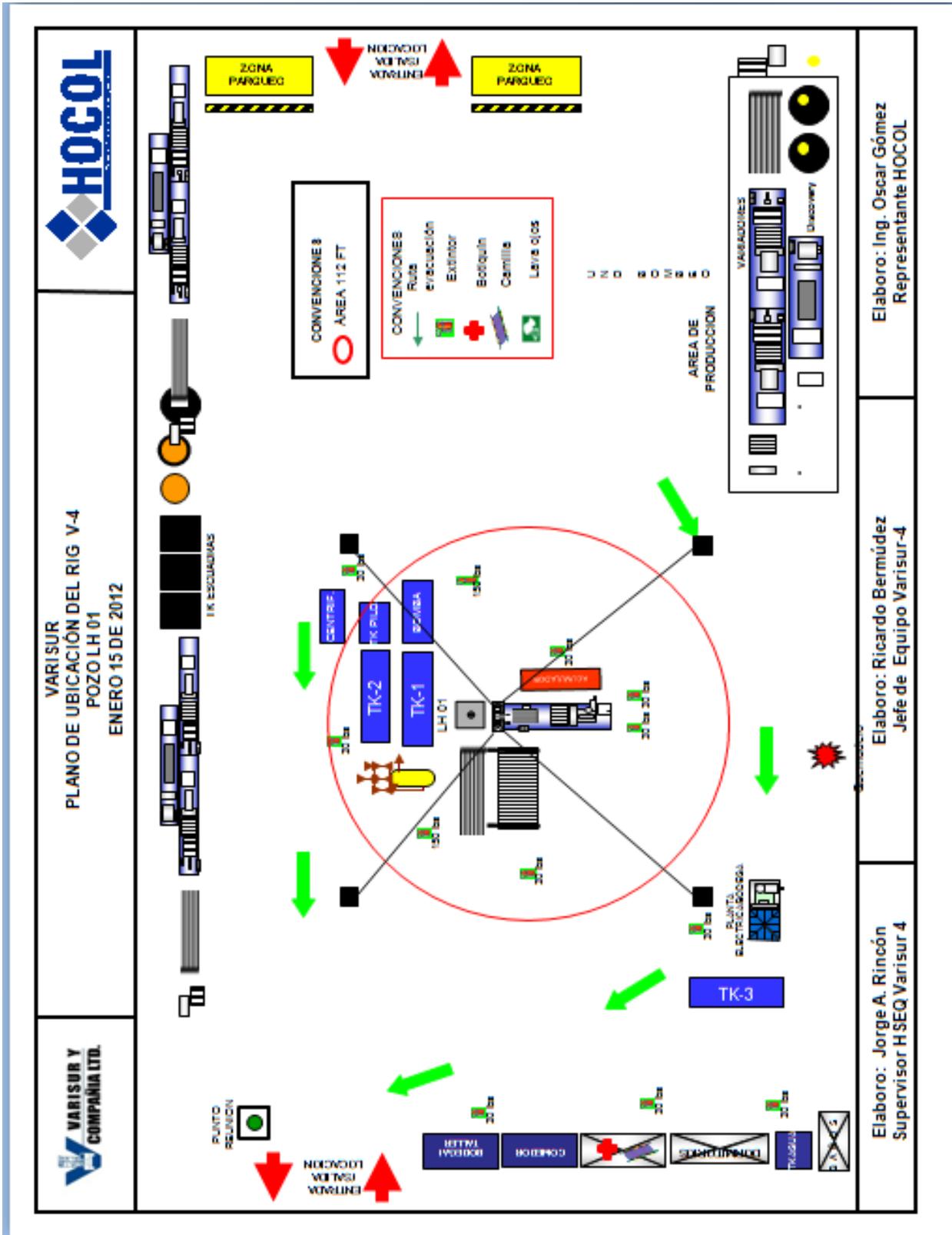
35	<p><b>SISTEMA DE PRUEBA Y CONTROL DE POZOS</b></p> <p>El equipo debe contar con un degasificador primario tipo "poor boy" adecuado al GOR que manejan cada Campo en particular, con su respectivo choke manifold para 5000 psi, 2" x 3 salidas, mínimo de 8 válvulas x 2-1/16", número de chokes total 2: 1 ajustable y 1 fijo, en condiciones optimas para su uso en el momento de requerirse.</p> <p>Línea para quemadero de gas, mínimo con 150' de longitud y con diámetro de acuerdo al diseño de poor boy con flame arrestor en tea y con caja recolectora de fluidos. La línea de tea debe ser armada con conexiones rápidas y se debe disponer de herramientas para su manejo y anclaje.</p>			
36	<p><b>UNIDAD DE FILTRACIÓN</b></p> <p>Unidad de Filtración con capacidad de manejo entre 3 a 5 BPM, elementos filtrantes que permitan la entrega de agua con 2 micrones y crudo de 5 micrones equipado con sus válvulas y accesorios de manejo, mangueras de 4" para mover los fluidos, temperatura de operación máxima de 150°F y presión de trabajo hasta 500 psi. La unidad debe incluir las bombas respectivas para el movimiento de fluidos y sus partes metálicas totalmente en acero inoxidable.</p>			
37	<p><b>EMBUDO DE MEZCLA Y BOMBA CENTRÍFUGA</b></p> <p>Un embudo de mezcla y bomba centrífuga 6" x 5" con su correspondiente motor anti explosión. La ubicación del embudo debe tener fácil acceso y permitir posturas corporales adecuadas. Debe estar conectado con el tanque de la píldora para preparación de fluidos de trabajo.</p>			
38	<p><b>BALANZA Y EMBUDO</b></p> <p>Una balanza metálica de lodo para tomar la densidad de los fluidos de trabajo en el pozo y un equipo de campo para determinar</p>			

	la viscosidad MARSH.			
<b>39</b>	<b>TRACTO-CAMIÓN CON BRAZO HIDRÁULICO O GRÚA AUTOTRANSPORTABLE</b>  Un camión con brazo hidráulico telescópico articulado o rígido, o grúa autotransportable autopropulsada, con capacidad mínima para 30 ton efectivas, debe cumplir con los lineamientos y protocolos de seguridad de ECOPETROL S.A. Debe poseer sistema de polo a tierra , debe contar con sistemas de seguridad, electrohidraulicos, computarizados, para el izaje de carga, bajo los estandares de la norma Americana ASMEB30.5 y de la europea NE12999. El operador debe contar con licencia de conducción vigente, curso de manejo defensivo vigente, certificación de competencia como operador, donde acredite la experiencia y conocimiento, vigente, certificado participación difusión plan de contingencia, entrenamiento equipo contraincendios, debe tener curso de levantamiento, manejo y aseguramiento de cargas.			
<b>40</b>	<b>HERRAMIENTAS PARA ASEGURAMIENTO DE CABLE ESP</b>  Pneumatic Sealer for steel strapping (Ponchadora), Pneumatic tensioner for steel strapping (Zunchadora),			
<b>41</b>	<b>HERRAMIENTAS DE MANEJO PROTECTORES DE CABLE ESP</b>  Kit de instalación de protectores de cable ESP en tuberías de producción (Overcouplings y Mid Joints).			
<b>42</b>	<b>CARPAS</b>  Dos (2) carpas impermeables de 5 metros por 4 metros cada una, para cubrir materiales en la locación.			
<b>43</b>	<b>VEHÍCULO</b>  Un (1) vehículo tipo campero como mínimo 4X2, de modelo no inferior a dos años, con			

	<p>disponibilidad de 24 horas al día para uso exclusivo del Gestor de ECOPETROL S.A. Todos los vehículos deben cumplir con los lineamientos y protocolos de seguridad de Ecopetrol. El combustible y los peajes necesarios para su movilización correrán por cuenta del Contratista.</p>			
<b>44</b>	<p><b>CAMIÓN CISTERNA</b></p> <p>Un (1) camión-cisterna con capacidad de 11.000 galones; modelo no inferior diez (10) años no repotenciado a dotado con bomba a prueba de explosión y con sus respectivas mangueras, con disponibilidad de veinticuatro (24) horas diarias, Todos los vehículos deben cumplir con los lineamientos y protocolos de seguridad de ECOPETROL S.A (seguro obligatorio, certificado de gases, revisión tecnomecanica, certificado prueba hidrostática, póliza de responsabilidad civil,). Los conductores: deben tener licencia de conducción vigente, curso manejo defensivo vigente, certificado participación difusión Plan de Contingencia, entrenamiento equipo conraincendios, entrenamiento operación de llenado, trabajo en alturas</p>			
<b>45</b>	<p><b>TANQUES DE AGUA Y COMBUSTIBLE</b></p> <p>Un (1) tanque de 200 bls para almacenamiento de agua montado sobre patín, provisto de mangueras para conectarse en serie a la bomba triplex o a los tanques de lodo, con una bomba centrífuga de 2" x 3" y motor eléctrico de mínimo 10 HP.</p> <p>Un (1) tanque metálico cerrado, con suficiente capacidad de almacenamiento de Combustible para permitir la operación continua del equipo de reacondicionamiento sin contratiempos, por mínimo 10 días.</p>			
<b>46</b>	<p><b>BOMBA NEUMÁTICA</b></p> <p>Bomba neumática ó diesel para achicar los contrapozos, con sus acoples y mangueras.</p>			

<b>47</b>	<b>MOTOBOMBA</b> Una (1) Motobomba Diesel, con presión de descarga de 100 psi y para trabajar en un rango de temperatura de hasta 200°F, para la limpieza de áreas contaminadas o drenaje de aguas aceitosas. La motobomba debe ser de 4 pulgadas como mínimo y contar con tres segmentos de manguera para altas temperaturas, de por lo menos 15 metros cada uno.			
<b>48</b>	<b>PESCADORES PARA VARILLAS</b> Como mínimo un juego completo, por área, de pescadores de varilla de 3/4", 5/8", 7/8", 1" y 1-1/8" y 1-1/4" para pin, coupling y cuerpo, para bajar en tubería de 2-7/8" a 5-1/2". Grapa para pescar barra lisa de 1-1/4" y 1-1/2".			
<b>49</b>	<b>ELEVADORES PARA VARILLA</b> Dos (2) elevadores para varillas de 5/8", 3/4", 7/8", 1", 1 1/4" y 1-1/8"; con capacidad de 25 ton			
<b>50</b>	<b>LLAVES PARA VARILLAS</b> (2) Juegos de llaves manuales (Tipo Petol) para varillas de 5/8" a 1-1-1/4" con sus respectivas aguantadoras (1) Swivel/hook 50 ton, para elevador de varillas. (1) juego de llaves boca fija y copas hasta 2". (1) Rotor pull para eliminación de torque en sartas PCP. (2) Llaves de fricción; una de 1-1/4" y 1-1/2" para el manejo de la barra lisa. (1) Back-off Tool; para realización de back-off mecánico, avalado por la Operadora. 1 juego por Campo			

Anexo B. . LAYOUT “TIPO” – VARISUR S.A.S.



Anexo C. Especificaciones unidad básica falcon SR-550

**FALCON tipo SR-550:**

- **Tambor principal:** Llantas de freno de acero desmontable superpuestos • endurecidos son diámetro de 42 pulgadas x 12 pulgadas de ancho. Diámetro del eje del tambor es de 6,5 pulgadas de tamaño estándar de línea de alambre 1 pulg.

- **Línea de Tambor de Arena:** Endurecido superpone llantas de freno de acero desmontables son de 42 pulgadas de diámetro x 8 pulgadas de ancho. Capacidad de la línea de alambre es 16.500 pies de 9/16.

- **Dibuje Características Works:**

Salpicaduras de agua de refrigeración de frenos.

Doble Kobelt 5026 disco 48x7 de asistencia de frenos.

1 pulg Lebus ranurado en el tambor principal.

224 Wichita Clutch en el tambor línea de arena.

324 Wichita Clutch en el tambor principal.

- **Modelo de Mástil 104/275 (Doble Tubo de ensayo, Triple Varillas) - (por 4F API):**

Base fija de 4 patas.

Altura libre se 104ft debajo de la corona.

La capacidad de carga del gancho estático en 6 líneas de 219,000 libras \* 8 líneas 275.000 libras.

Polea línea de 30 pulgadas rápido.

24in polea línea muerta.

Grupo de polea 24 pulgadas.

Todas las poleas montadas sobre rodamientos de dos hileras de Timken.

Trasiego capacidad de la plataforma es de 24,000 pies de tubería de 2 7/8in.

- Hidráulica carneros para subir y telescópico.
- Plataforma de trabajo ajustable.
- OPCIONES:
  - Iluminación mástil.
  - Las tuberías verticales.
- MODELOS MAST OPCIONALES:
  - 108/275
  - 108/300

- **Tren de Manejo:**

Estándar Detroit Diesel Serie 60 500-540hp (de Caterpillar o Cummins opcional).

Allison 4700 OFS transmisión de 7 velocidades (M5610A opcional o directamente a través de cuadro de selección de transmisión de 6 velocidades).

Caja de transferencia Cotta TR2205 con enfriador de aceite.

Cubierta del motor opcional para protección contra la intemperie.

- **Portador:**

Estándar portadora De 5 Ejes.

Ejes Delanteros (valoradas en 22.000 libras CADA UNO) Tienen suspensión de muelles.

Ejes Traseros (valorados en 52.000 libras Combinadas) de han de Caminar suspensión de viga.

En Tercer Lugar (sin Condusef) EJE TRASERO estafadores suspensión de Bolsas de Aire y del elevación nominales De 20.000 libras.

Todos Los EJES Controlados Por Un Sistema De Frenos antibloqueo Bendix.

➤ **OPCIONES:**

Cuarto (no conducen) EJE TRASERO estafadores suspensión de Bolsas de Aire y del elevación nominales De 20.000 libras.

Hidráulicamente levantada El Puesto del Operador.

- **Controles y Sistema Hidráulico:**

Los Controles Para Todos los Soportes de nivelación, Elevación del mástil y la determinación del Alcance de cilindro, motor, transmisión, embrague principal de Batería, Torno, y camino del el párrafo winch Desplazamiento sí encuentran en la ONU acero inoxidable , claramente Marcado Con El Grabado láser, la caja de control del párrafo Una Rápida , Fácil rig -up.

50gpm bomba hidráulica Para Todos los Sistemas Hidráulicos de perforación y Operación De Las pinzas.

Filtros provide en Las Líneas de aspiración y de retorno.

Estándar Braden PD12 Servicio Winch.

- **Opciones del Equipo de Perforación:**

Enfriador De Aceite hidráulico párr USO continuo y las applications CLIMATICAS calientes.

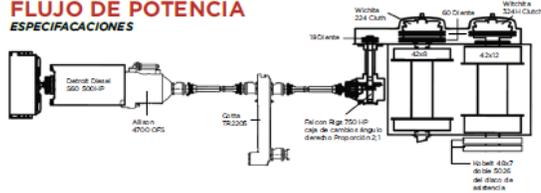
Paquete de clima Frío Con motor de combustible, Aceite y refrigerante Calentadores.

Carcasa de motor / transmisión ventilada acondicionado Puertas Desmontables.

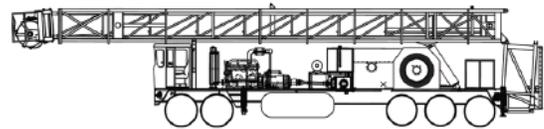
Plegable pasarelas del Lado Fuera De Operador.

Paquete de Unidad Rotary.

**FLUJO DE POTENCIA**  
ESPECIFICACIONES



**EQUIPO DE PERFORACION**  
DIAGRAMA



Draw Works Modelo 550/42x12, 42x8

- **Gancho serie 380 marca Mckissic de 165 toneladas**, con juego de brazos marca KING OIL TOOLS de 1 3/4" x 72" de 150 Ton.
  - Fabricado por un centro certificado ISO9001 y API Q1, poseen todos los ganchos de forma vástago de un solo punto, son genuinos Crosby®, aleación de acero forjado, templado y revenido, y tienen las marcas patentadas QUIC-CHECK® (ganchos Dúplex están disponibles en todos los tamaños).
  - Todos los bloques 380 están equipados de serie con rodamientos de rodillos
  - Las poleas de lubricación a través de pasador central-lubricación separada canal para cada cojinete.
  - Polea plenamente protegida por placas laterales.
  - gancho de acción dual (columna y gira).
  - Las partes de repuesto disponibles a través de amplia distribución mundial red.
  - Factor de 4 a 1 Diseño (a menos que se indique lo contrario).
  - Todos los bloques 380, 16" y más grandes, están amueblados con Poleas McKissick Roll-Forged™ con llama endurecida en ranuras.
- **Capacidad:**

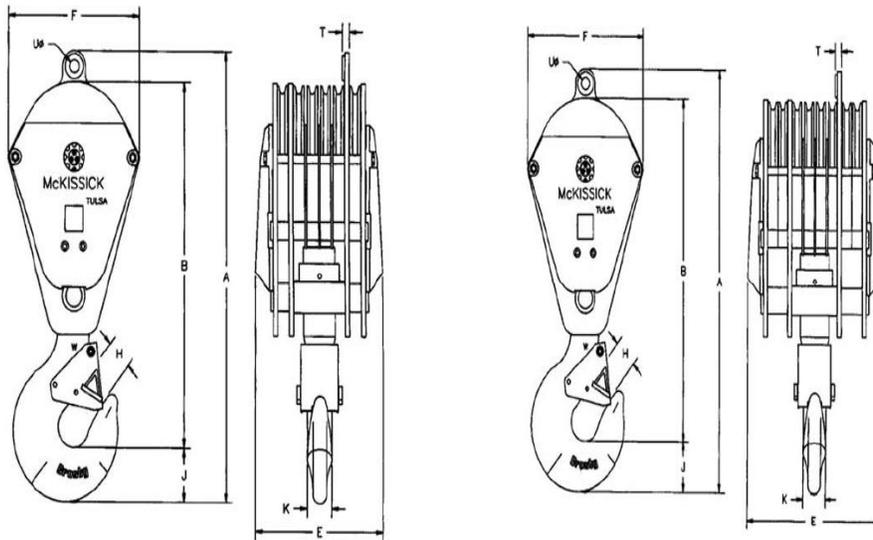
5 a 300 toneladas-Modelos más grandes disponibles.
- **Tamaños polea:**

10" a 30".
- **Tamaños de línea de alambre:**

7/16" a 1-3/8".

386 - SEXTUPLE

388 - OCTUPLE



Espesor (E) que se muestra es para los bloques que contienen los pesos de la mejilla (Light Medium - LM, Mediana - M, y pesados - H). El espesor (E) para los bloques no ponderados (Light - L) se mide a través de las placas laterales.

## Dead End Chart (Double, Triple, & Quad Sheave Blocks\*)

Wire Rope Size (in.)	Dimensions (in.)		Recommended Wedge Socket	
	T Thickness	U Hole Diameter	McKissick® US-422 /US-422T Utility Socket	
			Stock No.	Size
7/16	1.00	1.28	1044309+	US4 7/16
1/2	1.00	1.28	1044318+	US4 1/2
9/16	1.00	1.28	1044336+	US5 9/16
5/8	1.00	1.28	1044345+	US5 5/8
3/4	1.25	1.66	1044363+	US6 3/4
7/8	1.25	1.66	1038580	US7 7/8
1	1.25	1.66	1044417+	US8 1
1-1/8	1.75	2.56	1044426+	US10 1-1/8
1-1/4	1.75	2.56	1044435+	US10 1-1/4

\* To find Dead End Dimensions for Single Sheave blocks, refer to table on pages 279.

+ US-422T Terminator Style.