

**METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE RIESGOS DURANTE  
OPERACIONES DE WORKOVER Y SERVICIO A POZOS**

**OSCAR IVAN BOHORQUEZ ACOSTA  
MARTHA ISABEL CADENA GARCÍA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTADER  
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2011**

**METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE RIESGOS DURANTE  
OPERACIONES DE WORKOVER Y SERVICIO A POZOS**

**OSCAR IVAN BOHORQUEZ ACOSTA  
MARTHA ISABEL CADENA GARCÍA**

Trabajo de grado presentado como requisito para obtener el título de  
**INGENIERO(A) DE PETRÓLEOS**

Director

**M.Sc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE**

Co-director

**Ing. EDISON ODILIO GARCÍA NAVAS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2011**

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN	15
1. GENERALIDADES	17
1.1. OPERACIONES DE WORKOVER	17
1.1.1. Workover Menores.	18
1.1.2. Workover Mayores	20
1.2. ACTIVIDADES DE WORKOVER	21
1.2.1. Lavado de Arenas y Empaquetamiento.	21
1.2.2. Cementación.	26
1.2.3. Cañoneo.	32
1.2.4. Swabeo.	37
1.2.5. Estimulación.	39
1.2.6. Reparación de Casing.	44
1.2.7. Cambio del Sistema de Levantamiento	49
1.2.8. Operaciones de Pesca.	56
1.3. DESCRIPCION DE TRABAJOS DE WORKOVER	64
1.3.1. Metodología de la operación de Lavado de Arenas.	66
1.3.2. Metodología para la Operación de Cementación de Pozos	70
1.3.3. Metodología para la Operación de Cañoneo	72
1.3.4. Metodología para la Operación de Swabeo.	76
1.3.5. Metodología para la Operación de Acidificación	82
1.3.6. Metodología Para las Operaciones de Cambio Sistemas de Levantamiento Artificial	83
1.3.7. Metodología para las Operaciones de Pesca	85
2. PRINCIPIOS BÁSICOS DE LA PRESIÓN.	104
2.1. DEFINICIÓN.	104
2.2. PRESIÓN HIDROSTÁTICA.	105

2.3. PRESIÓN DE FORMACIÓN (Pf).	107
2.3.1. Presión de Formación Normal.	107
2.3.2. Presión de Formación Subnormal.	109
2.3.3. Presión de Formación Anormal.	109
2.4. MÉTODOS PARA PREDECIR PRESIONES DE FORMACIÓN.	110
2.4.1. Método Antes De La Perforación.	112
2.4.2. Métodos Durante La Perforación.	113
2.4.3. Métodos Después De La Perforación	113
2.5. PRESIÓN ESTÁTICA DEL YACIMIENTO. Pws	115
2.6. PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO (Botton Hole Presure, BHP)	116
2.7. PRESIÓN DE FRACTURA.	116
2.8. PRESIÓN DE CIRCULACIÓN.	118
3. SURGENCIAS Y REVENTONES: PARÁMETROS, IDENTIFICACIÓN Y MÉTODOS DE CONTROL.	120
3.1. SURGENCIA	120
3.1.1. Aumento En El Caudal De Retorno.	121
3.1.2. Incremento En Los Tanques De Inyección.	122
3.1.3. Rastros Gas/Petróleo Durante La Circulación.	122
3.1.4. Disminución/Aumento En La Presión De Bombeo.	122
3.1.5. Pozo Fluyendo	123
3.1.6. Llenado Deficiente Durante La Sacada De Tubería Del Pozo.	123
3.1.7. El Pozo No Devuelve El Desplazamiento Correcto En La Bajada De Sondeo.	123
3.2. EQUIPOS PARA DETECTAR LAS SURGENCIAS.	124
3.3. METODO DE CONTROL DE POZOS.	124
3.3.1. Método de “Esperar y Densificar”	126
3.3.2. Método Concurrente.	127
3.3.3. Método Volumétrico de Control de Pozo.	127
3.3.4. Inyección y Purga	128
3.3.5. Bullheading (Inyección de Fluidos sin Purga)	128

3.4. COMPARACIÓN DE LOS MÉTODOS DE CONTROL DE POZOS.	132
3.5. SITUACIONES ESPECIALES.	132
3.5.1. Surgencia Durante Un Viaje De Tubería.	132
3.5.2. Surgencia Sin Tubería En El Pozo.	135
4. METODOS DE PREVENCIÓN DE POZOS: FLUIDOS DE CONTROL Y EQUIPOS.	137
4.1. FLUIDOS DE CONTROL (SALMUERA); FLUIDOS PARA OPERACIONES DE REACONDICIONAMIENTO DE POZOS.	137
4.2. EQUIPO PARA CONTROL DE POZO	138
4.2.1. Preventoras De Reventones (B.O.P's)	139
5. IDENTIFICACIÓN, ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS EN OPERACIONES DE WORKOVER Y SERVICIO A POZOS	145
5.1. IDENTIFICACIÓN Y ANALISÍS DE RIESGOS	150
5.1.1. Priorización De Riesgos	155
5.2. EVALUACIÓN DE RIESGOS.	155
5.2.1. Determinación Nivel De Deficiencia	157
5.2.2. Estimación Del Nivel De Exposición (NE) Del Puesto De Trabajo A La Situación De Riesgo.	160
5.2.3. Determinación Del Nivel De Probabilidad (NP).	162
5.2.4. Determinación De Nivel De Consecuencias (NC).	164
5.2.5. Determinación De Nivel De Riesgo (NR).	166
CONCLUSIONES	168
RECOMENDACIONES	170
BIBLIOGRAFÍA	171

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Liner Ranurado Típicos	23
Figura 2. Cementación de Pozos	27
Figura 3. Cañoneo	33
Figura 4. Estimulación de pozos/ Acidificación	40
Figura 5. Vista de Superficie Exterior e Interior de Casing Corroído.	45
Figura 6. Técnica Tie back.	47
Figura 7. Técnica Scab Liner	48
Figura 8. Técnica <i>Casing Patch</i> .	48
Figura 9. Levantamiento Artificial con Gas	50
Figura 10. Bombeo Mecánico	52
Figura 11. Bombeo Electro-sumergible	53
Figura 12. Bombas de Cavidad Progresiva	55
Figura 13. Die Collar	58
Figura 14. Overshot	59
Figura 15. Herramientas de Lavado	59
Figura 16. Bumper Sub	60
Figura 17. SurfaceJar	61
Figura 18. Safety Jar	62
Figura 19. Junk Basket	63
Figura 20. Junk Mills	64
Figura 21. Diagrama para un Workover General	65
Figura 22. Diagrama para Lavado de Arenas	66
Figura 23. Diagrama para Cementación de Pozos	70
Figura 24. Diagrama para la Operación de Cañoneo de Pozos.	72
Figura 25. Diagrama para la Operación de <i>Swabeo</i> .	76
Figura 26. Diagrama de la Operación de Acidificación	81

Figura 27. Diagrama para cambios de Sistema de Levantamiento Artificial.	83
Figura 28. Diagrama para las Operaciones de Pesca.	85
Figura 29. Profundidad vertical verdadera vs. Profundidad media	106
Figura 30. Clasificación de la presión de poro	108
Figura 31. Pérdidas de presión por fricción	118
Figura 32. Preventoras Anulares	140
Figura 33. Preventora de Arietes	143
Figura 34. Esquema de la Norma ISO 31000:2009	146

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Tipos de Empaques más Usados	26
Tabla 2. Tipos de Cemento.	30
Tabla 3. Gradientes de Presión Típicos	109
Tabla 4. Tipos de Salmueras.	138
Tabla 5. Técnicas de Identificación de Riesgos	148
Tabla 6. Identificación y análisis de Riesgos en las Operaciones de Workover y Servicio a Pozo	152
Tabla 7. Nivel de Deficiencia (ND).	158
Tabla 8. Nivel de Deficiencia (ND) en las Operaciones de Workover y Servicio a Pozo	159
Tabla 9. Nivel de Exposición.	160
Tabla 10. Evaluación de Nivel de Exposición para Operaciones de Workover y Servicio a Pozos.	161
Tabla 11. Nivel de Probabilidad (NP)	162
Tabla 12. Parámetros de análisis del Nivel de Probabilidad	163
Tabla 13. Nivel de Probabilidad de riesgos en Workover y Servicio a Pozo.	163
Tabla 14. Nivel de Consecuencia (NC).	164
Tabla 15. Nivel de Consecuencias para workover y Servicio a Pozos.	165
Tabla 16. Nivel de Riesgos. (NR).	166
Tabla 17. Clasificación de Niveles de Riesgos (NR).	167
Tabla 18. Niveles de Riesgos para Workover y Servicio a Pozos.	167

## RESUMEN

**TITULO:** METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE RIESGOS DURANTE OPERACIONES DE WORKOVER Y SERVICIO A POZOS \*

**AUTORES:** OSCAR IVAN BOHORQUEZ ACOSTA, MARTHA ISABEL CADENA GARCÍA \*\*

**PALABRAS CLAVES:** Workover, Servicio a Pozos, Surgencia y Reventón de Pozos Evaluación de Riesgo, Norma ISO 31000:2009.

### DESCRIPCIÓN:

En busca de mantener la producción constante del campo durante la vida del yacimiento y lograr la recuperación de la inversión realizada en el proyecto y los requerimientos energéticos del mismo; las actividades de Workover y Servicio a Pozos son una opción válida para alcanzar la producción en condiciones óptimas tanto mecánicas como de yacimiento; sin embargo la ejecución de dichas operaciones en el pozo conllevan a riesgos tanto personales como económicos.

Este trabajo enfatiza la necesidad de evaluar los riesgos presentes durante estas operaciones, a partir del estudio y análisis de cada una y de los posibles inconvenientes y riesgos presentes en la ejecución de estas actividades, logrando de esta manera encontrar un grupo de parámetros que permiten la identificación de procesos que conllevarían a provocar una posible surgencia y/o reventón en el pozo intervenido.

Es por esto que basados en las norma ISO:31000:2009 donde se propone identificar, analizar y evaluar los riesgos. se desarrolla la evaluación de las actividades de workover y servicio a pozos para un indicador del nivel de riesgos presentes en estas operaciones a partir de la identificación de accidentes mayores que conllevarían a una surgencia y/o reventon en el pozo donde se estén ejecutando estas actividades.

---

\* Trabajo de grado.

\*\* Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director: Cavete, Fernando Enrique M.Sc., Codirector: García Navas, Edison Odilio, Ing.

## ABSTRAC

**TITLE:** METHODOLOGY FOR RISK ASSESSMENT IN OPERATIONS WORKOVER AND WELL SERVICE.\*

**AUTHORS:** OSCAR IVAN BOHORQUEZ ACOSTA, MARTHA ISABEL CADENA GARCÍA \*\*

**KEYWORDS:** Workover, Well Services, Well Blowout Upwelling and Risk Assessment, ISO 31000:2009.

### DESCRIPTION:

Seeking to keep the production field constant over the life of the field and achieve recovery of the investment in the project and the same energy requirements, activities and service Work over Wells are a valid option to achieve the production conditions optimum mechanical and reservoir, but the execution of such operations in the well lead to both personal and economic risks.

This paper emphasizes the need to assess the risks involved during these operations, from the study and analysis of each and the possible disadvantages and risks in implementing these activities, thus achieving to find a group of parameters that allow identification of processes that would lead to a possible cause upwelling and / or venting the well spoken.

This is why based on the ISO: 31000:2009 develops assessment activities work over and well service looking to find an indicator of the level of risks in these transactions.

This is why based on the ISO: 31000:2009 that intends to identify, analyze and assess risks. develops assessment activities workover and well service for an indicator of the level of risks in these transactions from the identification of major accidents would lead to an upwelling and / or venting the well where these activities are running.

---

\* Degree Project.

\*\* Physicochemical Faculty of Engineering. Petroleum Engineering Program. Director: M.Sc. Fernando Gonzalez Enrique Calvete. Co-Director: Edison Garcia.

## INTRODUCCIÓN

Debido a la necesidad de mantener la producción constante del campo durante la vida del yacimiento y buscando la recuperación de la inversión realizada en el proyecto y los requerimientos energéticos del mismo, las actividades de Workover y Servicio a Pozos representan una opción válida para alcanzar la producción en condiciones óptimas tanto mecánicas como de yacimiento para el logro de dichos objetivos; sin embargo, la ejecución de dichas operaciones en el pozo conllevan a riesgos tanto personales como económicos.

Los reventones constituyen un serio problema en las operaciones de Workover y Servicio a Pozos. Las consecuencias y alcance de este problema pueden prevenirse si se cuenta con la posibilidad de reconocer los más leves indicios de surgencia, para planificar con efectividad y a tiempo las operaciones para dominar el pozo y tomar medidas necesarias para mantenerlo controlado.

Es importante conocer los parámetros bajo los cuales ocurren y se identifican estos riesgos para realizar un análisis de su magnitud; por lo cual este trabajo propone una metodología de evaluación del riesgo de surgencia y en caso de no control, un reventón; presentes durante las operaciones de Workover y Servicio a pozos.

En el primer capítulo de este trabajo se estudió y analizó cada uno de las operaciones de Workover y Servicio a pozos, con el fin de conocer los posibles parámetros que permiten una surgencia en el pozo.

En el segundo capítulo se estudió la presión como parámetro significativo en la surgencia del pozo, se realizó un estudio detallado de la forma en que esta se manifiesta tanto en el pozo como en los diferentes escenarios que involucran las actividades de Workover y Servicio a pozos.

Una vez realizados estos análisis, en el tercer y cuarto capítulo se procede a identificar los métodos y mecanismos de control en caso de presentarse una surgencia en el pozo, se realiza una descripción detallada de la forma en que se debe proceder para la ejecución del cierre y control del pozo buscando de esta manera conocer la forma en que se deberá actuar para el control de una posible arremetida de pozo.

Finalmente en base a estadísticas, literatura, base de datos y reportes de accidentalidad y siguiendo la metodología propuesta por la norma ISO 31000:2009 se realiza la evaluación de la manera de cómo influye y es influenciada cada actividad de Workover y Servicio a pozo en un posible descontrol del pozo.

## 1. GENERALIDADES

### 1.1. OPERACIONES DE WORKOVER

Durante la vida del pozo es común el agotamiento y depletación de la zona productora, así como los diferentes cambios que puede presentar el estado mecánico y por ende su productividad. Es por ello que las operaciones de *Workover* presentan una solución viable a estos inconvenientes, pues tienen como objetivo mantener o aumentar el índice de productividad (IP) en caso de pozos productores o de inyektividad en pozos de inyección de fluidos.

En la actualidad en nuestro país para la ejecución de estas operaciones se hace necesario la expedición de licencias y permisos de trabajo para trabajos posteriores a la terminación oficial (Forma Ministerial 7CR) y se deben elaborar los respectivos reportes de las actividades realizadas en los pozos al Ministerio de Minas y Energía (Forma Ministerial 10CR).

Los problemas presentados en equipos y herramientas utilizadas en el completamiento e instalación de sistemas de levantamiento aplicados a los pozos se conocen como problemas mecánicos, donde los daños en tubería de revestimiento, fugas y obstrucciones en la tubería de producción son los más comunes.

Las filtraciones en zonas productoras y el efecto de daño a la formación son problemas típicos en los alrededores de la cara de pozo, los cuales, en muchas ocasiones, se presentan inherentes a uno o varios problemas mecánicos.

Los problemas en el yacimiento están directamente relacionados con la invasión parcial o total de fluidos extraños en las zonas productoras. El rompimiento de un frente de agua o la conificación de gas o agua, precipitación de materiales

orgánicos (parafinas y asfaltenos) e inorgánicos, forman barreras que impiden el paso del aceite hacia el pozo, obteniéndose problemas en la productividad del pozo, llegando a ser económicamente inviable.

De acuerdo a la caracterización del daño presente, como la localización, causas y consecuencias de su formación y teniendo en cuenta la mejor forma de atacarlos para darle una solución rápida, económica y efectiva, los trabajos de *Workover* o reacondicionamiento de pozos se pueden dividir en trabajos de *Workover* Menores y trabajos de *Workover* Mayores<sup>1</sup>.

### **1.1.1. Workover Menores.<sup>2</sup>**

Conocidos también como *Well Service* o servicio a pozos, son el tipo de trabajo con mayor aplicación en la industria para pozos productores o inyectoros. Este tipo de trabajo es llevado a cabo principalmente para dar solución a los problemas mecánicos tales como fugas en la tubería de revestimiento (TR), tubería de producción (TP) o en los empaques; comunicación de zonas en la cara del pozo en completamiento múltiples y fallas en los equipos y herramientas de subsuelo, limpieza de arena, remoción de parafinas y lavado de perforaciones, es decir aquellos trabajos que no requieren cambio en el estado mecánico del pozo.

Estos trabajos son realizados con equipos convencionales de *Workover* cuyas principales características son entre otras, facilidad y rapidez de movilización, sistemas hidráulicos de elevación y características de diseño que permiten efectuar cualquier clase de trabajo en el campo, como varilleo y servicios de tubería.

---

<sup>1</sup> ESTEVEZ Julián y GELVEZ Luis Ricardo. Programa de Optimización de Trabajos de *Workover*. Trabajo de Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 1990. 9p

<sup>2</sup> HERNANDEZ TREJOS, Edelberto. Reacondicionamiento de Pozos Petrolíferos y Operaciones de *Workover*. Curso: “Operaciones de *Workover*” Bucaramanga 8 y 9 de Mayo del 2008. Universidad Industrial de Santander.

En muchas de estas operaciones existe la necesidad de establecer un medio de circulación entre el fondo del pozo y la superficie, requiriendo de esta manera bombas auxiliares al equipo convencional de *Workover*; así mismo, se hace necesario equipos que permitan la rotación de tubería con la cual se realiza la actividad, facilitando de esta manera la remoción de los ripios presentes en el pozo, aun con la circulación del pozo constante.

Existen equipos especializados en la realización de una determinada fase de la operación, como los equipos de cementación, unidades de registros y unidades de cementación forzada (Squeeze).

Cuando las características tanto del pozo como del daño lo permiten algunos de los trabajos de *Well Service* pueden ser realizados con cable de acero (*Slick line*) o *Wireline*, disminuyéndose de esta manera el costo y tiempo de operación; dentro de este tipo de trabajo se encuentra la remoción de obstrucciones en la TP, remoción de costras de parafina, des-taponamiento de la tubería y perforaciones, y servicio a válvulas de levantamiento con gas.

El *wireline* es una unidad de cable delgado utilizado para evaluación, servicio, mantenimiento y reacondicionamiento de pozos. Este consiste en un filamento de alambre de metal con diámetro de 0.108 o 0.125 m, enrollado en un tambor diseñado para almacenar aproximadamente entre 15000 y 20000 pies. En algunos casos, el alambre se compone de filamentos tranzados, haciéndolo más fuerte y más pesado, que se llama línea trenzada. La línea trenzada puede contener una base interna de los alambres aislados que proporcionan energía al equipo situado en el extremo del cable, designado normalmente línea eléctrica, y proporcionan un camino para la comunicación entre la superficie y el equipo en el extremo del cable.

Para operaciones de reacondicionamiento y servicio a pozos existe el Slickline que funciona con una acción mecánica. Esta acción mecánica es lograda por la operación de tambores. Algunos componentes de la terminación se pueden desplegar y recuperar, es por eso que se utiliza para la pesca ó recuperar alambre que ha caído al pozo.

La línea trenzada es utilizada cuando la fuerza del slickline es escasa para la actividad requerida, comúnmente se utiliza en trabajos de pesca pesada como la recuperación de taladro. La línea eléctrica o cable armado es usado para conducir corriente a las herramientas del downhole, utilizadas típicamente para registros de pozos. La línea eléctrica se puede subdividir en operaciones de open-hole y operaciones entre el pozo.

La toma de registros de las operaciones dentro del pozo y optimización de la producción pueden demostrar la calidad del cemento, información de la producción y datos de la formación.

### **1.1.2. Workover Mayores<sup>3</sup>**

Conocidos también como trabajos de reacondicionamiento, los *Workover Mayores* son desarrollados principalmente para incrementar las ganancias y las reservas recobrables por medio de la estimulación de pozos.

Los *Workover Mayores* pueden ser realizados de acuerdo a sus características, en pozos productores o inyectoras, pues tienen como objetivo el incremento de la producción del pozo, captura adicional de reservas, mejorar el influjo de agua por la apertura de zonas no perforadas, estimulación de zonas perforadas pero no productoras, restauración de la producción en pozos afectados por agotamiento del yacimiento, captura de reservas adicionales mediante el sello de zonas libres

---

<sup>3</sup> Ibíd. Pág. 25.

de agua, prevención de flujo en zonas libres de agua, mejoramiento de el influjo de agua a pozos de inyección mediante la apertura de nuevas zonas selectivas, incremento de la productividad mediante el aislamiento de zonas con excesiva producción de gas en pozos de aceite, evaluación del potencial de zonas productoras por medio de completamientos múltiples y permitir el control dinámico del aceite, el gas y el agua en varias zonas o capas de cada pozo en yacimientos estratificados.

## 1.2. ACTIVIDADES DE WORKOVER<sup>4</sup>

Dentro de las actividades de *Workover* se encuentran:

- ✓ Lavado de arena y Empaquetamiento.
- ✓ Cementación.
- ✓ Cañoneo y/o Recañoneo
- ✓ Taponamiento y búsqueda de huecos en *casing*
- ✓ Operaciones de *Swabeo*.
- ✓ Acidificación de formaciones.
- ✓ Fracturamiento de formaciones.
- ✓ Corrida y cementación de *liners*.
- ✓ Cambios de sistemas de levantamiento Artificial
- ✓ Operaciones de pesca.

### 1.2.1. Lavado de Arenas y Empaquetamiento.<sup>5</sup>

La producción de arena en los pozos productores de gas o petróleo como también en los pozos inyectores, representan un problema permanente en la industria. Es

---

<sup>4</sup> ESTEVEZ, Julián; GELVEZ, Luis Ricardo. Programa de Optimización de Trabajos de Workover. Trabajo de Grado Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 1990. 9p-22p.

<sup>5</sup> RAWLINS, C.H.; HEWETT, T.J.A *Comparison of Methodologies for Handling Produced Sand and Solides To Achieve Sustainable Hydrocarbon Production*. En: SPE, June 2007. No.107690

por ello que el control del arenamiento de pozos es una técnica bastante estudiada en la ingeniería de Petróleos lográndose así varios métodos para tal fin, entre los más destacados se encuentra el método de circulación, el cual puede ser de forma directa o en reversa.

En el caso en que se vaya a realizar una limpieza de arenamiento definitivo con *liners* ranurados, se debe tener en cuenta que el fondo del pozo (desde las perforaciones hacia abajo) debe estar totalmente limpio durante el tiempo de ejecución de esta operación, donde se estarán realizando los trabajos de bajar *liner*.

Después de haber realizado todo el lavado hasta el fondo se deberá bajar con raspadores para retirar costras y otros obstáculos de las paredes del *casing*.

Cuando los pozos arenados no retornan aun habiendo incrementado la rata de bombeo es necesario cambiar el tipo de bomba por una *Midco* o *cavins* puesto que este tipo de bombas trabajan por efecto de pistón e impulso que golpea contra el banco de arena.

Dependiendo de las condiciones del pozo luego del lavado de arenas, se deben efectuar algunos procedimientos para mantener óptimas condiciones de producción, entres las cuales se destacan:

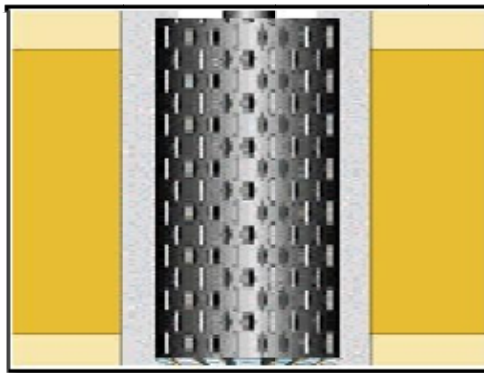
**1.2.1.1. Técnica tipo puente:** Para la utilización de esta técnica se debe tener en cuenta el tamaño de los granos, los fluidos y las técnicas de completamiento. Esta técnica consiste en:

- a) Uso de tubos ranurados o mallas;
- b) Empaquetamiento con grava o arena;
- c) Empaquetamiento con cáscara de nuez o coco recubierta con plástico.

**1.2.1.2. Tubos ranurados o malla:** El factor dominante para la exclusión de arenas por medio de esta técnica es generalmente el diámetro de los granos de arena del 10% acumulado por peso, obtenido en el análisis de mallas.

Con este valor se selecciona la abertura o ranura de los *liners* (Ver **Figura 1**) o *screens* o el tamaño de la arena o grava que se deba emplear. Sin embargo cuando la arena presenta una proporción grande de granos finos es recomendable reducir el ancho de la ranura del *liner*.

Figura 1. Liner Ranurado Típicos



**Fuente:**<http://facingyconst.blogspot.com/2008/08/completacin-de-pozos.html>

La corrosión de las ranuras antes de que ocurra el puenteo es una de las limitaciones más identificables del uso de *liners* ranurados, puesto que si los puentes formados no son estables estos tienden a romperse cuando exista un cambio en la tasa de producción o al cerrarse el pozo.

Debido a que los puentes se rompen, es posible que la arena de la formación se reorganice con el tiempo, provocando que la rejilla o *liner* se obstruya, por esto; el diámetro de la rejilla debe ser lo más grande con el fin de minimizar la magnitud de la reorganización de los granos que pueda ocurrir. Para que un *liner* sea eficiente,

deberá utilizarse exclusivamente en formación de permeabilidad relativamente alta, con contenido alto de arcillas y granos grandes de arenas bien distribuidos. Si la formación presenta suficiente arcilla, los puentes de arena formados en el *liner* podrían obstruirse. Si el rango de tamaño de las partículas de arena es amplio y/o diverso, es posible que el *liner* ranurado se obstruya con granos de arena.

Dependiendo de la dirección de la ranura y el sistema de fabricación, los *liners* pueden clasificarse en cuatro tipos:

- a) Ranura horizontal
- b) Ranura vertical
- c) Malla de alambre enrollado
- d) Pre-empacado con grava, arena gruesa o bolas de cristal.

Cuando se cuenta con la presencia de finos (limo, arena) que alteran las condiciones óptimas de producción de un pozo, se determina la utilización del método de empaquetamiento con grava o arena, que representa una buena decisión al momento donde se requiere dar seguridad y control al pozo.

Durante la perforación el pozo queda expuesto a problemas de control puesto que los finos son entregados al lodo para ser llevados a superficie provocando la desintegración de partículas de diferente forma y peso específico que alteraran la densidad del lodo utilizado.

El método más utilizado para el empaquetamiento de pozo tiene en cuenta los siguientes aspectos:

- a) Calidad de la grava.
- b) Espesor del espacio anular:

**1.2.1.3. Técnica de Empaquetamiento.** La utilización de empaques se hace necesario en los trabajos de completamiento y de producción de pozos, estos son colocados entre el *casing* por diferentes razones y usan diferentes formas de asentamiento.

Están compuestos generalmente de una sección metálica (colgador, cuñas) y una sección de caucho, neopreno y/o poliéster (sello o empaques), pueden ser: Permanentes y/o retenedores (usados para completar pozos) y Recuperables (usados para trabajos temporales o de reacondicionamiento de pozos). Su mecanismo de asentamiento puede ser por: Tensión y/o peso, Hidráulicos, Eléctricamente accionados<sup>6</sup>.

Existen varios tipos de empaques que se utilizan de acuerdo a las especificaciones y requerimientos de la operación. En la **Tabla 1** se observa una relación de los más comunes.

---

<sup>6</sup> CARSON, Jon; GURLEY, Derrel; KING, George; PRINCE-SMITH, Colin; WATERS, Frank. Sand Control: Why and How? .En: Completion/Simulation, October 1992. 41p – 53p.

Tabla 1. Tipos de Empaques más Usados

	MODELO	TRABAJO PRINCIPAL	OTRO TRABAJO	ASENTAMIENTO	RETIRO
PERMANENTE	D y DB	Producción	Squeeze Y DST	WIRELINE	Moler con Milling tolos
	DA	Completamiento Múltiples	Mantener un optimo Clearance	WIRLENE	Moler con Milling tools.
	SABL-3 SAB-3	Pozos Direccionales	Pozos con presiones <10000 psi	Tubing + ancla + empaque	Moler con Milling tolos
RECUPERABLE	R – 3	Workover	Estimulación y pruebas con bajas presiones	Bajar con tubería al fondo, girar hacia la derecha y colocar peso	Tensionar sarta
	A – 5	Off shore	Pozos direccionales y completamientos múltiples	Presurizando hidráulicamente la tubería contra elementos sellantes	Tensionar la sarta sin rotarla.

**Fuente:** RODRIGUEZ Alba Enith. Estudio de Control de Pozos Durante las Operaciones de mantenimiento y Workover en el campo Apiay y Castilla Nueva. Trabajo de Grado; Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2008. 114p -122p.

### 1.2.2. Cementación<sup>7</sup>.

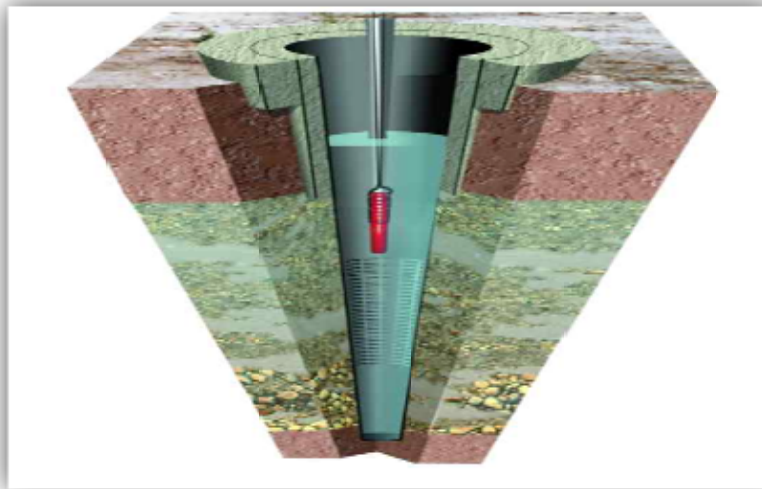
Proceso que consiste en mezclar cemento seco y ciertos aditivos con agua para formar una lechada que es bombeada al pozo a través de la sarta de revestimiento

<sup>7</sup> MENDOZA, Ricardo. Manual de Cementación para Ingenieros; División de Hughes Servicios Co, Marzo de 1990.

(Ver **Figura 2**), es colocado en el espacio anular entre el hoyo y el diámetro externo del revestidor.

La cementación de pozos tiene gran importancia en la vida de éste, puesto que los trabajos de una buena completación dependen directamente de la cementación del pozo.

Figura 2. Cementación de Pozos



Fuente: <http://yacimientos-de-gas-condensado.blogspot.com/2008/11/que-sabes-de-cementacion.html>.

El volumen a bombear es predeterminado para alcanzar las zonas críticas (alrededor del fondo de la zapata, espacio anular, formación permeable, hoyo desnudo, etc.) después se debe dejar fraguar y endurecer, formando de esta manera una barrera permanente e impermeable al movimiento de fluidos detrás del revestidor.<sup>8</sup>

---

<sup>8</sup> BERMÚDEZ, Raúl. Cementación de Pozos Petroleros – Principios y Tecnologías. Schlumberger. Noviembre 16 del 2007.

Antes de realizar cualquier actividad de cementación se deben tomar registros de CBL y VDL con el fin de evaluar la calidad y adherencia en la cual se encuentra el cemento.

Dentro de los objetivos principales de la cementación se encuentran:

- ✓ Proteger y asegurar la tubería de revestimiento en el pozo.
- ✓ Aislar zonas de diferentes fluidos.
- ✓ Aislar zona de agua superficial y evitar la contaminación de las mismas por el fluido de control utilizado o por los fluidos del pozo.
- ✓ Evitar o resolver problemas de pérdida de circulación y pega de tuberías.
- ✓ Reparar pozos por problemas de canalización de fluidos.
- ✓ Reparar fugas en el revestidor.

La cementación de pozos se realiza por etapas; La cementación primaria es realizada durante la perforación y se ejecuta al cementar los revestidores del pozo (conductor, superficial, intermedio, producción, etc.). Entre los objetivos principales de esta cementación se encuentran: adherir y fijar la sarta de revestimiento, restringir el movimiento de fluidos entre las formaciones productoras y el confinamiento de los estratos acuíferos; proteger la sarta contra la corrosión, reforzar la sarta contra el aplastamiento debido a fuerzas externas y reforzar la resistencia de la sarta a presiones de estallido; proteger la sarta durante trabajos de cañoneo; sellar la pérdida de circulación en zonas ladronas.

La Cementación Secundaria es el proceso de bombear una lechada de cemento en el pozo bajo presión, forzándola contra una formación porosa, tanto en las perforaciones del revestidor o directamente en hoyo abierto. Los propósitos principales de esta cementación es reparar trabajos de cementaciones primarias deficientes; reducir altas producciones de agua y/o gas; reparar filtraciones

causadas por fallas del revestidor; abandonar zonas no productoras o agotadas; sellar la migración de fluidos hacia zonas productoras.

En el proceso de cementación secundaria se realiza forzamiento de la lechada de cemento en el pozo, este tipo de cementación se utiliza principalmente en reparaciones/reacondicionamiento o en terminación de pozos. El proceso comprende la aplicación de presión hidráulica para forzar el cemento en un orificio abierto a través de perforaciones en el revestidor, para corregir ciertas anomalías. Cuando se diseña una cementación de este tipo se debe considerar:

- ✓ Tipo de cemento
- ✓ Tiempo total de bombeo requerido
- ✓ Tiempo para alcanzar las condiciones del pozo
- ✓ Control de filtrado
- ✓ Resistencia del cemento
- ✓ Desplazamiento y cálculos básicos en condiciones del pozo

La cementación forzada puede hacerse con empaquetadura y/o con retenedor; este tiene en cuenta la exclusión de gas y exclusión de agua a hoyo revestido u hoyo desnudo.

**1.2.2.1. Tipos de cementos.** Los cementos tienen características físicas y químicas y en base al uso que se les pueda dar en cuanto a rango de profundidad, presiones y temperaturas a soportar, el API los ha clasificado en:

Tabla 2. Tipos de Cemento.

TIPO DE CEMENTO	ESPECIFICACION / DESCRIPCION
<b>Clase A</b>	Usados generalmente para pozos desde superficie hasta 6000 ft de profundidad cuando no se requieren propiedades especiales. La relación agua/cemento recomendada es 5.2 gal/sxs.
<b>Clase B</b>	Usado generalmente para pozos desde superficie hasta 6000 ft., de profundidad, cuando hay condiciones moderadas a altas resistencia al sulfato. La relación agua/cemento recomendada es 5.2 gal/sxs.
<b>Clase C</b>	Tienen como requerimiento de operación profundidades iguales que las clases de cementos anteriores, solo que esta clase de cemento es utilizada cuando se requiere condiciones de alto esfuerzo. La relación agua/cemento recomendada 6.6 gal/sxs.
<b>Clase D</b>	Su rango de utilización es para pozos desde 6000 hasta 10000 ft., para condiciones moderadas de presión y temperatura. Está disponible para esfuerzos moderados a altos. La relación agua/cemento recomendada es 4.3 gal/sxs.
<b>Clase E</b>	Se utiliza para pozos desde 10000 hasta 14000 ft., para condiciones altas de presión y temperatura. La relación agua/cemento recomendada es 4.3 gal/sxs
<b>Clase F</b>	Generalmente se utiliza para pozos desde 10000 hasta 16000 ft., para condiciones extremas de presión y temperatura. Está disponible para esfuerzos moderados a altos. La relación agua/cemento recomendada es 4.3 gal/sxs.

Fuente: Modificada de: BERMÚDEZ, Raúl. Cementación de Pozos Petroleros – Principios y Tecnologías. Schlumberger. Noviembre 16 del 2007.

**1.2.2.2. Aditivos**<sup>9</sup>. Los aditivos tienen como función adaptar los diferentes cementos petroleros a las condiciones específicas de trabajo. Pueden ser sólidos

<sup>9</sup> REYES, Jesus; Cementación. División de Hughes Services Company – Centro de Capacitación. Agosto de 1981. 46p – 57p.

y/o líquidos (solución acuosa). Entre ellos se encuentran los aceleradores, retardadores, extendedores y densificantes.

- ✓ Aceleradores: se usan en pozos donde la profundidad y la temperatura son bajas, buscando obtener espesamiento y buena resistencia a la compresión en corto tiempo.
- ✓ Retardadores: hacen que el tiempo de fraguado y el desarrollo de resistencia y compresión del cemento sean más lentos.
- ✓ Extendedores: se añaden para reducir la densidad del cemento o para reducir la cantidad de cemento por volumen del material fraguado, con el fin de bajar la presión hidrostática y aumentar el rendimiento de las lechadas.
- ✓ Densificantes controlan la pérdida de la fase acuosa del sistema cementante frente a una formación permeable; previniendo la deshidratación prematura de la lechada.

**1.2.2.3. Tapones de Cemento/ Squeeze<sup>10</sup>.** Esta operación consiste en colocar una columna de cemento en un hoyo abierto o revestido, para lograr cualquiera de los siguientes objetivos:

- ✓ Aislar una zona productora agotada
- ✓ Pérdida de control de circulación
- ✓ Perforación direccional
- ✓ Abandono de pozos secos o depletados.

El método más común para probar la calidad de la resistencia de un tapón de cemento consiste en bajar una mecha, tubería de perforación o con presión; el tiempo de fraguado después de la colocación del tapón varía de 8 a 72 horas, dependiendo del uso de aceleradores o el tipo de pozo.

---

<sup>10</sup> Ibíd.91p -105p.

El programa de cementación debe ser diseñado para obtener una buena cementación primaria. Esta clase de operación debe buscar aislar y prevenir la comunicación entre las formaciones cementadas y entre el hoyo abierto y las formaciones someras detrás del revestidor. También debe considerarse el no fracturar alrededor de la zapata del conductor o de la sarta de superficie durante las operaciones subsiguientes.

Al planificarse una operación de cementación independiente del tipo de revestidor debe considerarse información importante como: referencias de pozos vecinos tales como geometría del hoyo (diámetro/forma); tipo de fluido de perforación existente en el sistema; problemas presentados durante la perforación, tipo de cemento, lechada y aditivos a utilizar por la compañía encargada; pruebas API efectuadas para cada una de las lechadas de cemento; equipos y herramientas a utilizar y centralizadores del revestidor.

Para que se pueda lograr una óptima operación de cementación se debe contar con una densidad apropiada, que posea facilidad en la mezcla en superficie, con propiedades reológicas óptimas para la remoción del lodo, que conserve sus propiedades físicas y químicas mientras se está colando, debe ser impermeable al gas en el anular, si este está presente, desarrollar una buena adherencia entre revestidor y formación, con permeabilidad lo más baja posible y mantenerse con sus propiedades bajo condiciones severas de presión y temperatura.

### **1.2.3. Cañoneo.** <sup>11</sup>

Procedimiento aplicado al pozo con el fin de crear apertura a través de la tubería de revestimiento (TR), el cemento y de la formación (Ver **Figura 3**); lográndose de

---

<sup>11</sup> MARQUIZ, Alez. Manual Técnico de Operaciones de Cañoneo a Pozos. Presentado como proyecto de grado para optar al título Técnico de Petróleos. Instituto Universitario de Nuevas Profesiones, Coordinación de Petróleo, Noviembre 2004.

esta manera crear una comunicación entre el pozo y las formaciones seleccionadas.

Figura 3. Cañoneo



Fuente: <http://www.erazovalencia.com/html/canoneo.html>

El cañoneo de un pozo se realiza bajo diferentes parámetros como lo son:

- ✓ Densidad de cañoneo
- ✓ Dirección de tiro (fase)
- ✓ Separación de cargas
- ✓ Penetración
- ✓ Diámetro a la entrada de perforación

Igualmente se deben determinar los siguientes factores:

- ✓ Tipo de equipo usado en el proceso
- ✓ Cantidad y tipo de carga en el cañón
- ✓ Técnicas usadas en la completamiento del pozo
- ✓ Características de la tubería y el cemento

- ✓ Procedimiento usado para el cañoneo

**1.2.3.1. Tipo de cañones.** Se dividen en tres principales, los cuales son:

- a. Tipo Chorro
- b. Tipo Bala
- c. Tipo Hidráulico

**1.2.3.2. Métodos de cañoneo.**

- ✓ Cañones por tubería (*Tubing Gun*).
  - ✓ Cañones por revestidor (*casing Gun*).
  - ✓ Cañones transportados por la primera tubería de producción (TCP).
- a. Los cañones por tubería (*tubing gun*): se bajan utilizando una tubería con empacadura de prueba; luego, se establece un diferencial de presión negativa para continuar bajando el cañón con equipo de *wireline*, generalmente para este método de cañoneo se utilizan cañones desechables o parcialmente recuperables. La tubería reductora con empacadura permite el desplazamiento del flujo de completación por un fluido de menor densidad.
  - b. Los cañones por revestidor (*Casing gun*): se bajan por el revestidor utilizando *wireline* generalmente la carga es colocada en soportes recuperables; el tamaño y rigidez de estos cañones no permite bajarlos por la TP.
  - c. Los cañones transportados por la tubería (TCP): son transportados en el extremo inferior de la tubería reductora junto con una empacadura, luego ésta es asentada y se cañonea en el pozo. Los TCP pueden utilizar un diferencial de presión negativo junto con cañones grandes, poseen alta densidad de disparo, obtienen perforaciones óptimas y alta aplicación en el control de arena

para mejorar la tasa de penetración, reducen el tiempo de operación a la vez que presenta mayor seguridad aunque sus costos son relativamente muy elevados.

Las operaciones de cañoneo para la producción o evaluación de pozos petroleros se puede realizar bajo condiciones de diferencial de presión positiva (cañoneo sobre balance) o condiciones de diferencial de presión negativa (cañoneo bajo balance).

- ✓ El cañoneo sobre balance o con diferencial de presión positiva se define como la diferencia de la presión que ejerce la columna hidrostática a la profundidad de la arena cañoneada menos la presión de formación de esa arena. En operaciones de cañoneo, la columna puede ser lodo, salmuera o fluidos especiales. Cuando la presión de la columna es mayor que la presión de la formación se obtiene un diferencial de presión positivo (sobre balance). Cuando se cañonea con un diferencial de presión positivo y con una columna de lodo, usualmente se producen taponamientos de algunas de las perforaciones. Esto se debe a que el lodo es fundamentalmente un fluido de control de perforación y por lo tanto, causa obstrucción del flujo. Generalmente, el daño causado por el lodo es parcialmente irreversible. Es decir, aun cuando se realizan operaciones para reducir la columna hidrostática (*swabeo*), es prácticamente, imposible obtener una limpieza completa de las perforaciones.
  
- ✓ El cañoneo bajo balance o con diferencial de presión negativa se da cuando la presión de la columna hidrostática a la profundidad de la arena cañoneada es menor que la presión de la formación. El cañoneo óptimo se obtiene con un diferencial de presión negativa y con fluidos libres de sólidos y limpios. Es muy importante tomar las precauciones de seguridad necesarias, cuando se cañonea con un diferencial de presión negativa. Las altas presiones de la

formación se manifiestan muy rápidamente en la superficie. Por lo tanto, es necesario controlar el pozo de una manera segura.

**1.2.3.3. Parámetros que afectan la eficiencia del cañoneo.** Estos parámetros se dividen en dos: los que son atribuidos al proceso de cañoneo en sí, y los que son atribuidos a las características del yacimiento.

1. Atribuidos del proceso de cañoneo.

- ✓ Configuración de la carga.
- ✓ Diámetro del cañón.
- ✓ Separación entre el cañón y la zona cañoneada.
- ✓ Tipo de material del revestidor.

2. Atribuidos al yacimiento.

- ✓ Resistencia de la perforación
- ✓ Temperatura

La eficiencia de las perforaciones de cañoneo es determinada básicamente por la densidad/distribución radial de las perforaciones y el lavado de las perforaciones.

La densidad y distribución radial de las perforaciones es necesaria establecerla combinando adecuadamente la penetración y el diámetro de entrada de la perforación. Las primeras pulgadas de penetración son las que poseen un mayor efecto en la productividad. La importancia en el lavado de las perforaciones se ve reflejado al momento en que se produce el desplazamiento y compactación en la cercanía de la zona cañoneada, lo cual altera la permeabilidad original de la zona, y crea en la cavidad de la zona cañoneada una costra de material de la formación y de restos del explosivo pulverizado, que son removidos mediante el lavado de

las perforaciones, hasta que se logre recuperar la capacidad de flujo original. La formación hace un lavado automático cuando se cañonea con un diferencial de presión a favor de la formación, sin embargo; la región compactada después del cañoneo permanece con una reducción sustancial de permeabilidad con respecto a la zona, sin daño.

#### **1.2.4. Swabeo.**

Conocido también como estimulación mecánica; el *swabeo* se basa en la estimulación de la formación logrando la inducción del flujo de ésta al pozo para acondicionarlo a una producción por flujo natural. Al igual el *swabeo* busca determinar el comportamiento del nivel de fluido y las características del mismo, para de esta manera definir el sistema de producción más adecuado para el pozo, el método más óptimo para limpiar la formación en los alrededores del pozo por las sustancias residuales producto de una estimulación (química), y la forma de limpiar los residuos que puedan taponar las perforaciones y bloquear la entrada de fluido.

La Estimulación Mecánica o *Swabeo* se realiza por medio de la acción descendente y ascendente de la barra de *Swabeo* halada por el cable de 9/16" (*Sand-line*), esta barra actúa como pistón de una bomba de subsuelo desalojando el fluido contenido en el *tubing* en cada viaje, generando que la presión hidrostática descienda, provocando una fuerza de succión que induce la entrada de fluido desde la formación al pozo.

El fluido recogido, es dirigido a los tanques de prueba donde se lleva un registro de sus características. De igual manera en cada viaje se debe llevar el registro del nivel de fluido encontrado y la profundidad alcanzada por la barra de *Swabeo*. Estos registros son llevados a tablas que permiten el monitoreo de la operación.

Generalmente las gomas son revisadas cada cierto número de viajes (según la profundidad a la que se encuentre el nivel de fluido), esto con el fin de verificar su integridad y cambio si fuese 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, pero, si el nivel de fluido dentro de la tubería permanece constante, es indicio del aporte del pozo.

Las Gomas de *swabeo* son herramientas fabricadas de caucho especial, el cual posee alta resistencia a la abrasión y alta flexibilidad para facilidad de carga y obturación. Estas gomas se fabrican de acuerdo al tipo y características del trabajo para el cual va a ser utilizadas, ya sea para carga liviana, mediana o pesada, para tubería de producción, de trabajo, revestimiento y para tubería de diámetro reducido

Dentro de los tipos de gomas más utilizados para esta actividad se encuentran:

- ✓ Tipo J: Este tipo de goma soporta altas cargas y es recomendada para trabajar a profundidades mayores de 8000 ft.; poseen un refuerzo de alambre que soporta la carga del fluido, además de brindar un sello más efectivo.
- ✓ Tipo GW: Es otro tipo de goma flexible, resistente a la abrasión y cuenta con refuerzos de alambre de acero; provee mayor garantía de sello en tuberías con superficie interna rugosa o cuyo diámetro no es parejo a lo largo de la sarta, sin embargo este tipo de gomas se recomienda para trabajos con cargas livianas de fluido.
- ✓ Las gomas Tipo V y Tipo MV: Están diseñadas para trabajar con fluidos que contengan una elevada concentración de partículas de arena en suspensión.
- ✓ Tipo UF: Se utiliza para realizar trabajos a gran velocidad y con grandes cargas.

- ✓ Tipo TUF: Se utilizan cuando se requiere soportar altas velocidades y grandes cargas al igual que cargas livianas; éstas son óptimas para trabajo en tuberías regular como para tubería de diámetro reducido.

### 1.2.5. Estimulación<sup>12</sup>.

Proceso basado en la inyección de fluidos (Ver **Figura 4**) de tratamiento a presiones bajas que no sobrepasen la presión de fractura, en busca de remover el daño ocasionado por la invasión de los fluidos a la formación durante las etapas de perforación y terminación del pozo.

El daño a la formación causa una distorsión en el flujo lineal debido a restricciones en el tamaño de los poros de la roca, ocasionando una caída de presión extra en las inmediaciones del pozo. A su vez causa reducción de la permeabilidad absoluta de la formación, originada por el taponamiento del espacio poroso o fisuras naturales así como también reducción de la permeabilidad relativa a los fluidos.

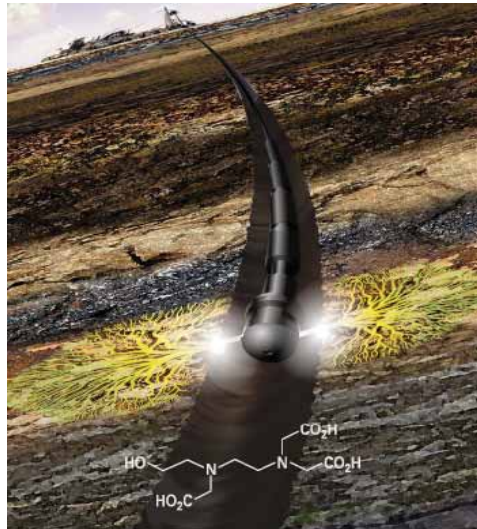
Conocer el tipo de daño a la formación es indispensable para la selección del tratamiento a utilizar y la eficiencia de este; dentro de los tipos de daño más comunes a la formación se encuentra los daños por invasión de fluido o sólidos que son originados por el contacto de fluidos o sólidos extraños con la formación siendo uno de los principales causante de este tipo de daño la perforación y los sólidos presentes en los fluidos de perforación, cementación y estimulación. Otro tipo de daño es asociado con la producción del pozo, este tipo de daño proporciona cambio en la temperatura y presión cerca a la vecindad del pozo provocando un desequilibrio de los fluidos con la consecuente precipitación y

---

<sup>12</sup> MANTILLA, Carlos Alberto; MARTINEZ, Oscar Libardo. Estimulación (Fracturamiento y Acidificación) de Pozos. Trabajo de Grado Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 1990. 41p-102p.

deposito de sólidos orgánicos generalmente taponando los canales porosos y causando daño a la formación.

Figura 4. Estimulación de pozos/ Acidificación



**Fuente:**[http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish09/spr09/opciones\\_para\\_la\\_estimulacion.ashx](http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish09/spr09/opciones_para_la_estimulacion.ashx)

Otro tipo de daño es la migración de finos en formaciones poco consolidadas o mal cementadas creando un taponamiento en los canales porosos. Para lograr remover estos tipos de daño es necesario hacer una evaluación teniendo en cuenta lo siguiente:

- ✓ Condiciones en las que se perforó la zona productora.
- ✓ Características del fluido de perforación, así como sus pérdidas.
- ✓ Manifestaciones de los fluidos del yacimiento.
- ✓ Análisis de la cementación de la tubería.
- ✓ Operaciones subsecuentes de reparación, limpieza y estimulación.
- ✓ Análisis del comportamiento de producción.

Los parámetros anteriores se deben evaluar y relacionar con el comportamiento de los pozos vecinos.

Dependiendo del tipo y caracterización del daño los tratamientos de estimulación de pozos pueden ser efectuados de dos formas: acidificación y fracturamiento.

La acidificación se caracteriza por presiones de inyección por debajo de la presión de fractura, mientras que el fracturamiento se caracteriza por utilizar presiones de inyección superiores a la presión de fractura.

Los parámetros más importantes para diseñar un tratamiento de estimulación son:

- ✓ Permeabilidad.
- ✓ Presión de yacimiento.
- ✓ Porosidad.
- ✓ Mineralogía de la formación.
- ✓ Densidad de los fluidos de la formación.
- ✓ Saturación de los fluidos de la formación.
- ✓ Temperatura del yacimiento.
- ✓ Profundidad de la formación.

Otro componente clave en este proceso es el factor de daño; para la determinación del daño es necesario hacer una prueba de análisis composicional con el fin de detectar la presencia de emulsiones, sedimentos orgánicos e inorgánicos que puedan estar provocando el daño del yacimiento.

**1.2.5.1. Acidificación.** El objetivo de la acidificación es la disolución total o parcial del mineral de carbonato al inyectar ácido, buscando de esta manera dilatar los poros de la roca y mejorar o restaurar la permeabilidad de la formación en las inmediaciones de las paredes del pozo.

Este tipo de estimulación es caracterizada por caudales de inyección a presiones por debajo de la presión de fractura, permitiendo una penetración del fluido a la matriz en forma radial para la remoción del daño en el pozo.

El éxito de esta técnica depende principalmente del fluido de tratamiento, es por ello que se debe tener cuidado en su selección puesto que este involucra factores como la severidad, localización del daño y la compactibilidad con el sistema roca fluido de la formación.

El fluido más utilizado en este tipo de estimulación es el ácido clorhídrico, aunque también los ácidos orgánicos como el ácido acético y el ácido fórmico tienen gran aplicabilidad. El ácido acético es utilizado por su lenta reacción con los carbonatos y en las estimulaciones de calizas y dolomitas a altas temperaturas. El ácido fórmico, se utiliza ampliamente en la estimulación de rocas calcáreas en pozos de alta temperatura.

**1.2.5.2. Fracturamiento.** El fracturamiento tiene como objetivo principal restablecer las condiciones de flujo que faciliten la afluencia de fluidos del pozo a la formación, restableciendo de esta manera los daños que fueron ocasionados debido a daños o baja permeabilidad en la matriz de la roca.

Este tipo de tratamiento se utiliza para:

- ✓ Formaciones con baja permeabilidad.
- ✓ Permitir que los fluidos producidos o inyectados atraviesen un daño profundo.
- ✓ Crear canales de flujo de alta conductividad en el área de drenaje del pozo productor.

El fracturamiento depende del tipo de roca a fracturar, siendo recomendable un fracturamiento hidráulico para areniscas y carbonatos o un fracturamiento ácido para rocas carbonatadas.

Antes de aplicar esta operación se deben realizar Pruebas de ascenso de presión (Build Up), caída de presión (Draw Down), Prueba de Inyectividad y comportamiento de los fluidos de fracturamiento en la formación, con el fin de evaluar los posibles factores de riesgo que puedan afectar en determinado momento el trabajo y de esta manera efectuarlo con mayor seguridad.

**1.2.5.2.1. Fracturamiento ácido.** El fracturamiento ácido es un proceso de estimulación de pozos en el cual el ácido (generalmente ácido clorhídrico) es inyectado a la formación carbonatada a una presión suficiente para fracturar la misma o abrir fracturas naturales existentes.

En un fracturamiento ácido generalmente es inyectado un fluido altamente viscoso como colchón con el fin de generar la fractura y mantenerla abierta durante todo el tratamiento.

La efectividad del proceso es determinada por la longitud de fractura gravada; el cual es un parámetro controlado por las pérdidas de los fluidos, el ritmo de reacción del ácido y el caudal del ácido en la fractura.

La Conductividad de fractura es otro parámetro que depende de la forma de reacción entre ácido-formación y la forma en que éste extiende las caras de las fracturas al cierre de la misma al finalizar el tratamiento.

En pozos de alta temperatura es importante considerar la distancia de penetración del ácido, ya que se puede ver alterado por el alto ritmo de reacción.

**1.2.5.2.2. Fracturamiento Hidráulico.** Es definido como el proceso en el cual una presión ejercida sobre un fluido es transmitida a la roca del yacimiento incrementándole considerablemente los conductos hasta crear un amplio camino; si se continúa aplicando presión, se romperá la roca y se extenderá la fractura generada creando un gran canal que facilitará posteriormente el flujo de fluidos del yacimiento al pozo<sup>13</sup>.

El fluido usado para tal fin se conoce como fluido fracturante; cuando se suprime la presión con el fluido, el canal generado tratará de cerrarse debido al peso de los estratos superiores o aledaños, por lo tanto se agrega un agente sustentador al fluido fracturante para que mantenga y no permita el cierre total de la fractura creada.

En la actualidad el fracturamiento hidráulico se emplea como una estimulación, pero al momento de iniciar la producción su propósito es corregir daños a la formación y aumentar la productividad del pozo.

#### **1.2.6. Reparación de Casing.<sup>14</sup>**

Los daños por rotura debido a corrosión, desgaste por viajes y rotación de tubería durante los trabajos de reacondicionamiento y pesca hacen necesario la reparación de *casing*; pues debido a esta situación se ocasiona producción de fluidos no deseados y en algunos casos de arena afectando el sistema de producción del pozo.

---

<sup>13</sup> ORDUZ, Luis Humberto. Fracturamiento hidráulico consideraciones teóricas y operacionales. Trabajo de Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 1985. 5p.

<sup>14</sup> ARANGO, Sandra; CARDOSO, Roberto. Estimulación e Implementación de Nuevas Tecnologías para Reparar Pozos Inyectores en Campos Maduros – Jornadas de Producción IAPG- Seccional Sur, Agosto 2009.

Figura 5. Vista de Superficie Exterior e Interior de Casing Corroído.



FUENTE:<http://www.petroblogger.com/2009/10/repuracion-de-casing-en-pozos-de.html>

La utilización de técnicas como *Tie Back*, *Casing Patch*, *Scabliner*, aislamiento con empaques especiales y trabajos de cementación; hacen posible la remediación de este problema.

Dentro de los factores que inciden en el daño del *casing* se encuentran:

- ✓ Diseño del Pozo
- ✓ Geometría del Pozo
- ✓ Metalurgia del *casing*
- ✓ Fricción por viaje y Rotación de tubería
- ✓ Trabajos de pesca y molienda
- ✓ Presencia de fluidos corrosivos
- ✓ Inadecuada cementación

Para una mejor evaluación del factor y ubicación del colapso en el *casing*, es recomendable la utilización de ciertos registros y pruebas que ayudarán a la localización, ubicación e información de dicho daño.

- ✓ Registro de Corrosión
- ✓ Registro de Temperatura
- ✓ Registro de Densidad

- ✓ Registro de Hermeticidad con Empaques
- ✓ Registro de Salinidad del Agua Producida

El acondicionamiento del pozo depende principalmente del tipo de reparación a efectuarse, la magnitud del daño, estabilidad del tramo de formación desprotegido por *casing*, cementación del *casing* y completación del pozo.

La calibración del *casing* del pozo antes de bajar herramientas de reparación o instalación permanente es muy importante, dependiendo del estado del pozo se pueden emplear herramientas para su rectificación y calibración como el *casing roller*, *string*, *taper mil*, *scraper*, entre otras. En pozos que presentan inestabilidad de la formación del tramo desprotegido con *casing*, la clase de fluido a emplear en la reparación depende del estado del pozo, pero generalmente se emplean fluidos densificados y viscosificados.

**1.2.6.1. Técnicas de Reparación del Casing.** Actualmente se dispone de gran variedad de herramientas y técnicas para la reparación de *casing*, debido al sistema de producción empleado y completación del pozo intervenido se debe escoger la mejor con el fin de mejorar el estado mecánico y garantizar la continuidad operativa de los mismos.

- ✓ **Tie Back:** Esta técnica de reparación consiste en conectar *casing* al colgador de *liner* y extenderlo hasta superficie, cementando el espacio anular entre el *casing* intermedio y el *casing* instalado. (Ver **Figura 6**)

Figura 6. Técnica Tie back.

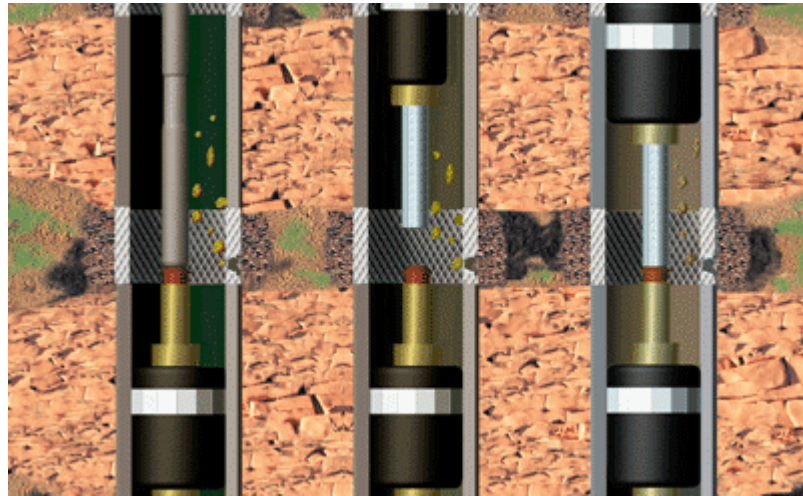


Fuente: <http://levelift.com/index.php?page=chb-tie-backs>

El *Tie Back* permite cubrir el tramo de *casing* intermedio. Cuando se aplica esta técnica se debe instalar en el cabezal de pozo un carretel colgador para el *casing* instalado. Esta reparación no limita la profundidad de instalación si se tiene bombas electro-sumergibles como sistema de levantamiento artificial.

- ✓ **Short Tie Back:** Esta técnica consiste en conectar el 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 es utilizada cuando la zona dañada del *casing* intermedio se encuentra cerca al tope de *liner*.
- ✓ **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 el fondo de esta instalación para permitir el paso de herramientas. (ver **Figura 7**)

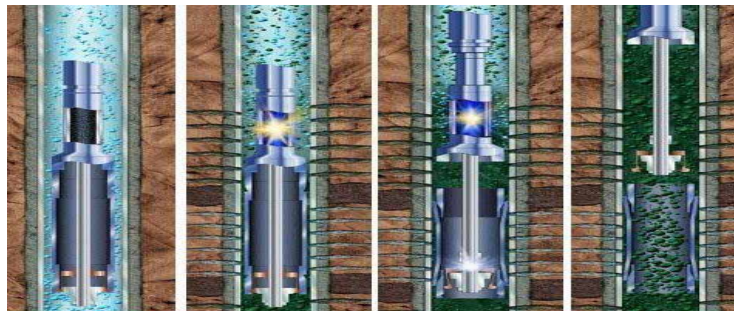
Figura 7. Técnica Scab Liner



Fuente: [http://www.tamintl.com//index.php?option=com\\_content&task=view&id=29&Itemid=45](http://www.tamintl.com//index.php?option=com_content&task=view&id=29&Itemid=45)

- ✓ **Casing Patch:** Esta técnica 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. Al aplicar esta técnica se debe instalar en el cabezal de pozo un carretel colgador para el *casing* instalado.

Figura 8. Técnica *Casing Patch*.



Fuente: [www.spe.org/jpt/2006/11/tubing-patch-is-now-gas-tight/](http://www.spe.org/jpt/2006/11/tubing-patch-is-now-gas-tight/)

- ✓ **Aislamiento con Empaques:** El empleo de protectores de caucho en la tubería de reacondicionamiento reduce significativamente el desgaste por fricción en la pared interior del revestimiento durante los viajes en los trabajos de reacondicionamiento. En las operaciones de molienda, los restos metálicos ocasionan daño al quedar atrapados entre el *casing* de producción y los *drill collars*. Este daño se puede reducir empleando herramientas recuperadoras de restos metálicos tipo *Junk Basket* y *Junk Basket Reverse Circulation*.

### 1.2.7. Cambio del Sistema de Levantamiento<sup>15</sup>

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:

- a. Levantamiento Artificial por Gas
- b. Bombeo Mecánico
- c. Bombeo Electro-sumergible
- d. Bombeo por Cavidades Progresivas
- e. Bombeo Hidráulico

**1.2.7.1. Levantamiento Artificial por Gas:** Este método consiste en inyectar gas a alta presión a través del anular, dentro de la tubería de producción a diferentes profundidades, con el propósito de reducir el peso de la columna de fluido y ayudar a la energía del yacimiento en el levantamiento de fluidos a superficie. El gas inyectado origina que la presión que ejerce la carga del fluido sobre la

---

<sup>15</sup> ALDANA, Nelson; Métodos de Sistemas de Levantamiento Artificial. Trabajo de Grado Ingeniero de Petróleos. Neiva.: Universidad Sur colombiana. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 1988.

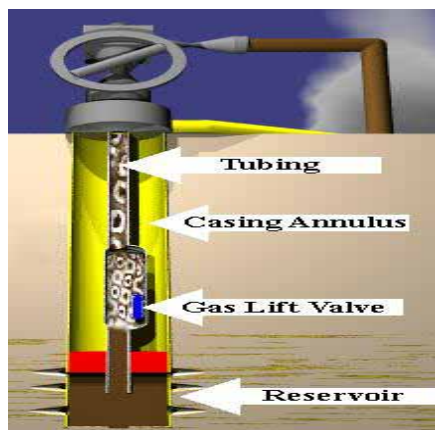
formación disminuya debido a la reducción de la densidad de dicho fluido y por otro lado la expansión del gas inyectado con el consecuente desplazamiento del fluido. (Ver **Figura 9**)

Existen dos métodos de levantamiento artificial por gas: el intermitente y el continuo.

- ✓ Método de levantamiento artificial por gas continuo: El gas es inyectado a alta presión dentro de la tubería de producción para aligerar la columna de fluidos hasta obtener una diferencial de presión suficiente a través de la cara de la formación y de este modo permitir fluir al pozo a un caudal deseado. Lo anterior se logra mediante una válvula de flujo, la cual permite un posible punto de inyección profundo de presión disponible y una válvula para regular el gas inyectado desde la superficie.

Este sistema es factible de aplicarse en pozos de alto índice de productividad ( $>0.5$  bl/día/lb/pg<sup>2</sup>) y presión de fondo relativamente alta (columna hidrostática a 50% de la profundidad del pozo)

Figura 9. Levantamiento Artificial con Gas



Fuente: [http://www.thefullwiki.org/Gas\\_lift](http://www.thefullwiki.org/Gas_lift)

- ✓ Método de levantamiento artificial por gas intermitente: En el método de levantamiento artificial por gas, que consiste en inyectar un volumen de gas a alta presión por el espacio anular hacia la T.P. en forma cíclica, es decir, periódicamente inyectar un determinado volumen de gas por medio de un regulador, un interruptor o ambos. De igual manera, en este sistema se emplea una válvula insertada en la T.P. a través de la cual, el gas de inyección pasará del espacio anular a la T.P. para levantar los fluidos a la superficie y un controlador superficial cíclico de tiempo en la superficie. Cuando la válvula superficial del sistema de levantamiento por gas intermitente abre, expulsa hacia la superficie al fluido de la formación que se acumuló dentro de la T.P., en forma de bache.

Después de que la válvula cierra, la formación continua aportando fluido al pozo, hasta alcanzar un determinado volumen de aceite con el que se inicie otro ciclo; dicho ciclo es regulado para que coincida con el caudal de llenado del fluido de formación al pozo. En el método de levantamiento artificial por gas intermitente pueden utilizarse puntos múltiples de inyección del gas a través de más de una válvula sub superficial.

**1.2.7.2. Bombeo Mecánico:** Es el método de levantamiento artificial más utilizado a nivel mundial. Consiste en una bomba de subsuelo de acción recíproca que es abastecida con energía transmitida a través de una sarta de varillas. La energía al sistema es proporcionada por un motor eléctrico o de combustión interna, el cual moviliza la una unidad de superficie mediante un sistema de engranaje y correas.

La bomba se baja dentro de la tubería de producción y se asienta en el fondo usando empacaduras, esta es accionada por medio de varillas que son las que transmiten el movimiento desde el dispositivo de bombeo que consta de un balancín al cual se le transmite el movimiento de vaivén por medio de la biela y la

manivela (Ver **Figura 10**); accionándose a través de una caja reductora movida por un motor; el balancín de producción imparte un movimiento de accenso y descenso de la sarta de varillas de succión que a su vez mueven el pistón de la bomba, instalada en la sarta de producción o de educción, a cierta profundidad del pozo.

La válvula fija permite al petróleo entrar al cilindro de la bomba. Al descender las varillas, la válvula fija se cierra y permite que se abra la válvula viajera para que el petróleo pase de la bomba a la tubería de educción. Al ascender las varillas, la válvula viajera se cierra para mover hacia la superficie el petróleo que está en la tubería y la válvula fija permite que entre el petróleo a la bomba. El continuo ciclo de estos movimientos mantiene el flujo hacia la superficie.

Figura 10. Bombeo Mecánico



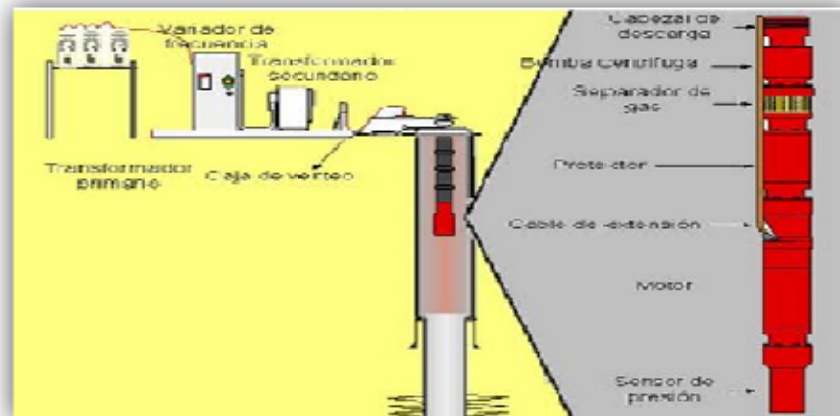
Fuente: <http://www.flickr.com/photos/36931496@N06/3402578187/>

El sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico es aplicable a pozos de profundidades hasta 8000 pies, pozos de crudos extra pesados, pesados, medianos y livianos, no es recomendable la utilización de este sistema en pozos que producen altos volúmenes de gas en el cual es recomendable su aprovechamiento para sistemas de levantamiento por gas.

Este sistema de levantamiento presenta limitaciones en el tamaño el *casing* (>4-1/2), mal manejo de GOR alto, problemas en pozos desviados; pozos productores de arena o con presencia de parafinas, fluidos ácidos o corrosivo y no es aplicable en pozos costa afuera.

**1.2.7.2. Bombeo Electrosumergible, (BES):** Sistema de levantamiento artificial basado en la utilización de bomba de subsuelo de tipo centrífuga de múltiples etapas ubicadas en el fondo del pozo la cual es accionada por motores eléctricos. (Ver **Figura 11**)

Figura 11. Bombeo Electro-sumergible



Fuente:<http://blog-petrolero.blogspot.com/2009/04/metodo-de-levantamiento-artificial-por.html>

El diseño del Bombeo Electro-Sumergible (BES) consiste en seleccionar una bomba que cumpla los requerimientos de producción deseada, asegure el incremento de presión para levantar los fluidos desde el pozo hasta superficie, y un motor capaz de mantener la capacidad de levantamiento y la eficiencia de bombeo

El sistema de levantamiento BES es aplicado para desplazar volúmenes de crudo en pozos profundos y en yacimientos potencialmente rentables o con grandes

perspectivas, permitiendo el manejo de altos caudales. La verificación del nivel de fluido, presión de cabeza y fondo de pozo entre otros, son parámetros que deben ser controlados para la eficiencia del proceso, estos parámetros pueden adquirirse a partir de gráficos de presión del *casing* y medición del nivel de fluido.

**1.2.7.3. Bombeo por Cavidades Progresivas<sup>16</sup>:** El sistema de bombeo por cavidades progresivas (PCP) es considerado un sistema económico en la explotación de pozos productores, puesto que su inversión inicial es relativamente baja, como lo es su mantenimiento, transporte, instalación y operación; posee bajo impacto visual, niveles de ruidos bajos y mínimos requerimientos de espacio físico tanto en el pozo como en el almacén.

Este tipo de bombas pueden ser utilizadas en pozos de crudos medianos y pesados, con bajas tasas de producción en instalaciones relativamente profundas, el crudo manejado puede contener arenas, parafinas y ser altamente viscoso, con alto contenido de agua y en pozos desviados. Presenta limitaciones como lo es la temperatura a la profundidad de la bomba que afecta el elastómero, este tipo de bomba no opera con eficiencia a grandes extensiones de varillas y el elastómero se hincha o deteriora en exposición a cierto tipo de fluidos. Es recomendable utilizar este tipo de bombas en crudos con API entre 8° y 21° con contenidos bajos de aromáticos.

El funcionamiento de la bomba consiste en el llenado de las cavidades selladas entre las superficies del estator y el rotor al girar este último excéntricamente dentro del primero (estator), (Ver **Figura 12**) de manera que permita el movimiento del fluido desde la succión de la bomba hasta su descarga.

---

<sup>16</sup> CHACIN Nelly, Bombeo de Cavidad Progresiva: Operaciones, Diagnostico, Análisis de falla y Troubleshooting. ESP OIL INTERNATIONAL TRAINING GROUP. Septiembre 8 al 12 2003

Figura 12. Bombas de Cavity Progresiva



Fuente: [http://www.sertecper.com.ec/public\\_html/esp/producto.php](http://www.sertecper.com.ec/public_html/esp/producto.php)

**1.2.7.4. Bombeo Hidráulico:** El sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico consiste en la transmisión de potencia, mediante el uso de un fluido de potencia presurizado que es inyectado a través de la tubería; el fluido de potencia es utilizado por una bomba de subsuelo que actúa como un transformador para convertir la energía de dicho fluido a energía potencial para luego ser enviado hacia la superficie. Este fluido puede ser agua o crudo liviano provenientes del mismo pozo intervenido.

El diseño y la aplicación de las instalaciones de este sistema de levantamiento han restringido su implementación en la producción de hidrocarburos a pozos con potenciales relativamente altos y grandes profundidades, lográndose niveles de producción hasta de 1000 BPD a profundidades de 15000 pies y con presiones de fondo fluyendo de 300 psi.

El bombeo hidráulico maneja eficientemente los cambios presentes en las condiciones de producción, no requiere equipos auxiliares de levantamiento al realizar su trabajo, puede ser aplicado a pozos desviados, buen manejo en el

bombeo de crudos pesados, puede aplicarse en sistemas multipozos y bajo condiciones extremas de producción.

El bombeo Hidráulico requiere altos niveles de seguridad debido a las grandes presiones del fluido, el cual requiere limpieza constante, aumentando significativamente los costos.

### **1.2.8. Operaciones de Pesca<sup>17</sup>.**

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.

Los atascamientos son producidos cuando la sarta de perforación o parte de ella queda aprisionada a determinada profundidad debido a diferentes eventualidades en el pozo como: derrumbes, presiones diferenciales, arcillas hinchadas, pérdida de calibre del pozo, empaquetamiento de la broca, botellas, aumento del revoque

---

<sup>17</sup> PINTO, Alonso; RUEDA, Julio Mario. Herramientas y Solución a Problemas de Pesca. Trabajo de Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga.: Universidad Industrial Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 1988.

o costra, atascamiento por materiales dejados caer en el pozo, atascamiento mecánico (*Key Seat*); cualquier atascamiento conduce a pescas inevitables.

Para evitar operaciones de pesca es necesario tener inspecciones visuales de las conexiones de la sarta de perforación cada vez que se enrosque o desenrosque por posibles sellos e hilos en mal estado, formaciones de picaduras en el cuerpo de la tubería por efectos de corrosión o erosión. Las inspecciones electromagnéticas se llevan a cabo por compañías especializadas que utilizan partículas de polvo magnético para detectar fracturas, fisuras o rajaduras en el cuerpo de la sarta de perforación y luz ultravioleta para las conexiones e hilos. El torque de enrosque adecuado de todas las conexiones deben ser apretadas o enroscadas con el adecuado torque según las recomendaciones de las normas API. Un exceso de torque conduce al ensanchamiento de la caja o box y un inadecuado torque conduce al daño de los hilos por efecto de fuga del fluido a presión<sup>18</sup>.

**1.2.8.1. Herramientas de pesca y conjuntos de fondo (Fishing assembly).** Un trabajo exitoso de pesca se basa en la selección correcta del pescante basado en medidas específicas y configuración de las herramientas que tienen que ser extraídas o pescadas especialmente basada en el análisis del *Fishing neck*. Dependiendo de la pieza a ser pescada, las herramientas de pesca se clasifican en:

- a. Herramientas para pescar materiales tubulares.
- b. Herramientas para pescar materiales no tubulares.
- c. Herramientas destructoras del pescado.

---

<sup>18</sup> SERRANO, Marco. Curso de Herramientas y Operaciones de Pesca PM&F FISHING OIL SERVICES S.A Diciembre 4 del 2010

**1.2.8.1.1. Herramientas de Pesca de Materiales Tubulares.** Las herramientas de pesca de materiales tubulares son herramientas diseñadas para recuperar piezas tubulares tales como tuberías de perforación, drill collar, tuberías de lavado, de producción y revestimiento. Este tipo de pescante extrae las herramientas de agarre interno o externo según las condiciones y factibilidad de pescantes.

Los pescantes de agarre son pescantes enroscados en la parte superior del pescado. Hay tres tipos de pescante de agarre: de agarre interno, de agarre externo y colocadores del pescado para ser agarrado por otras herramientas. En este grupo encontramos:

- ✓ *Die collar.* (Ver **Figura 13**)
- ✓ *Overshot.* (Ver **Figura 14**)
- ✓ *Knucle joint.*
- ✓ *Tapered tap.*
- ✓ *Arpón (Releasing Spear).*

Figura 13. Die Collar



Fuente: [http://www.china-ogpe.com/catalog/oil\\_field\\_tool\\_18\\_2.html](http://www.china-ogpe.com/catalog/oil_field_tool_18_2.html)

Figura 14. Overshot



Fuente: [http://www.china-ogpe.com/catalog/oil\\_field\\_tool\\_18\\_1.html](http://www.china-ogpe.com/catalog/oil_field_tool_18_1.html)

a. Las herramientas de lavado (*Washover tools*): son herramientas diseñadas para limpiar (Ver **Figura 15**) externamente un tope de pesado, limpiar o lavar hasta la zona de atasque para que quede libre y posteriormente sea extraído mediante la utilización del pescante adecuado. En este rango de herramientas lavadoras se encuentra:

- ✓ *Wash pipe*
- ✓ *Rotary shoe/ washover shoe.*
- ✓ *Washover backoff tool*
- ✓ *Drill collar spear*

Figura 15. Herramientas de Lavado



Fuente: [http://www.ecplaza.net/product/241861\\_1835385/washover\\_tools.html](http://www.ecplaza.net/product/241861_1835385/washover_tools.html)

b. Las herramientas multiplicadoras de fuerza (*Forcemultipliertools*) son herramientas instaladas selectivamente en la sarta o en el conjunto de pesca para permitir multiplicar la fuerza disponible para tirones o golpes durante la tracción vertical. En este grupo se encuentran herramientas tales como:

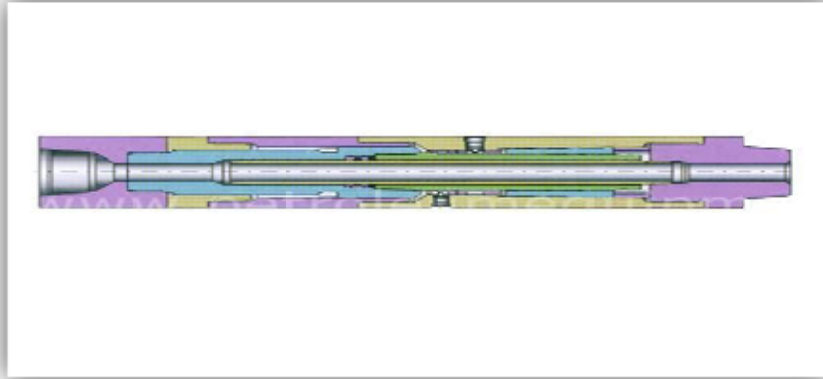
- ✓ *Bumper Sub* (Ver **Figura 16**)
- ✓ *Mechanical Jars.*
- ✓ *Oil Jars or Hydraulic oil Jars.*
- ✓ *Jar fluid accelator*
- ✓ *Surface Jars.* (Ver **Figura 17**)
- ✓ *Hydraulic Pulling tool.*

Figura 16. Bumper Sub



Fuente: [http://petrobe.com/catalog/BHF\\_17.pdf](http://petrobe.com/catalog/BHF_17.pdf)

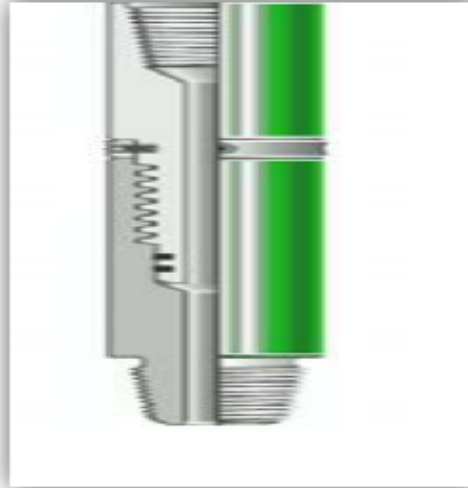
Figura 17. SurfaceJar



Fuente: <http://www.petrolemequipments.com/Jars-tools-china/Jars-tools-DJ-Surface-Bumper-Jar-62/>

- c. Las herramientas (*disengagement tool*) son otro tipo de herramientas de pesca para materiales tubulares, estas permiten liberar el conjunto de pesca al no poder destrabar y recuperar un determinado pescado dentro del tiempo permisible, en este grupo se encuentran las juntas de seguridad (*Safety joints*).
- d. Los cortadores (*Cutters tools*) son herramientas especialmente diseñadas para permitir seccionar y desenroscar el pescado en longitudes adecuadas para extraerlos posteriormente mediante la utilización del pescante apropiado. En este grupo se encuentran:
- ✓ Cortadores interiores
  - ✓ Cortadores exteriores
  - ✓ Cortadores químicos
  - ✓ *Back off shot or mechanical back off.*

Figura 18. Safety Jar



Fuente: [http://petrobe.com/catalog/BHF\\_15.pdf](http://petrobe.com/catalog/BHF_15.pdf)

Existen las herramientas indicadoras (*Indicating tools*) que permiten determinar el punto de atascamiento y la configuración geométrica del tope de pescado (Forma, OD, ID, etc).

1.2.8.2. Herramientas de pesca de materiales no tubulares. Son herramientas diseñadas para rescatar piezas tales como herramientas de registro de pozos, cables, conos de brocas, segmentos de cuñas, herramientas manuales, cortadoras de espaciadores, cuchillas de estabilizadores, etc.

Dentro de este grupo encontramos las herramientas agarradoras o rescatadoras (*Catch and retrieving tools*) que permiten recuperar piezas pequeñas mediante mecanismos de atrape interno o externo. El *Junk sub* o *junk basket* (Ver **Figura 19**), la *Reverse circulating junk baskets*, el imán (*Magnet*), el agarrador de cable (*wireline grab, cable spear*) y las herramientas para recuperar herramientas de registro eléctricos (*logging recoverer*) pertenecen a este grupo.

Figura 19. Junk Basket



Fuente: [http://petrobe.com/catalog/BHF\\_09.pdf](http://petrobe.com/catalog/BHF_09.pdf)

1.2.8.3. Herramientas destructoras/demoledoras del pescado. (Fish Destruction tools). Este grupo de herramientas se dividen en dos grupos: las fresadoras de materiales y los explosivos fragmentadores. Los dos grupos de herramientas son utilizadas para despedazar el pescado mediante la acción rotativa de un fresador y circulación del fluido. El fresador va enroscado en la parte inferior del conjunto de fresaje. El *Metal milling tool* está revestido con carburo de tungsteno, el cual le brinda dureza y corte rápido. Para lograr máximo rendimiento, el régimen de bombeo y la viscosidad de la salmuera deben ser suficientes para sacar las cortaduras y desplazarlas por el espacio anular hasta la superficie. En este tipo se encuentran las *Junk mill* (Ver **Figura 20**), *Skirted mill*, *Tapered mill*, *Pilot mill*, *Flat bottom mill*, *Sectional mill*.

Figura 20. Junk Mills



Fuente: [http://petrobe.com/catalog/BHF\\_21.pdf](http://petrobe.com/catalog/BHF_21.pdf)

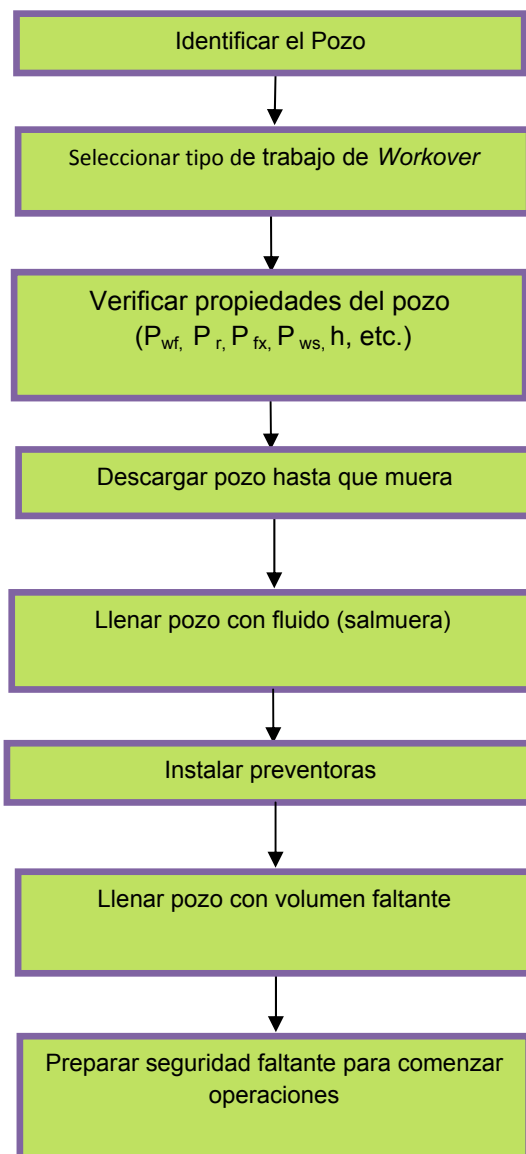
### 1.3. DESCRIPCION DE TRABAJOS DE WORKOVER

Para la realización de cualquier reacondicionamiento o trabajo de *Workover* es útil y recomendable tener una secuencia lógica y esquemática del plan a desarrollar en el pozo o pozos a intervenir. Es por esta razón que tras un análisis detallado de manuales de empresas dedicadas a estas operaciones y de la literatura recopilada se propone una metodología donde se intenta explicar de forma clara y sencilla los procedimientos, requisitos mínimos, para la ejecución de las diferentes actividades que implican esta operación.

Para cualquier actividad que se vaya a realizar en el pozo es primordial e importante conocer el estado mecánico, así como también la información adicional que se pueda lograr adquirir; por tanto que, la obtención, estudio e interpretación de este material ofrecerá mayor eficiencia en las actividades y un menor riesgo para el personal y los equipos presentes en la operación.

Se propone un proceso lógico para el desarrollo de cualquier actividad durante las operaciones de *Workover*, desde un método general que se requiere tener en cuenta hasta cada operación detallada donde se hacen las recomendaciones necesarias para la ejecución bajo un aspecto seguro

Figura 21. Diagrama para un Workover General

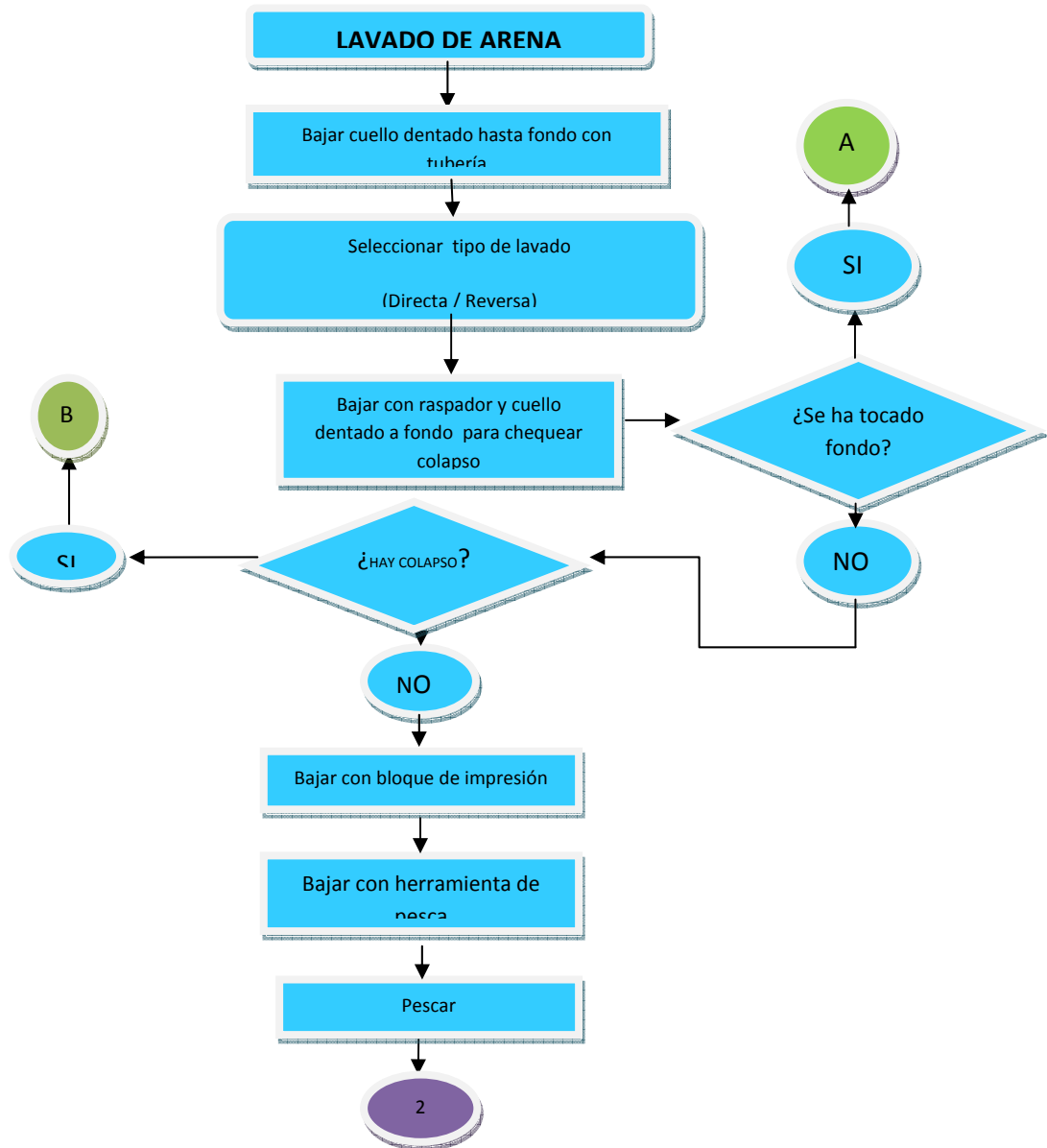


OBSERVACIONES: Para la ejecución de cualquier actividad/operación de *Workover* se recomienda tener en cuenta además de lo esquematizado los siguientes ítems.

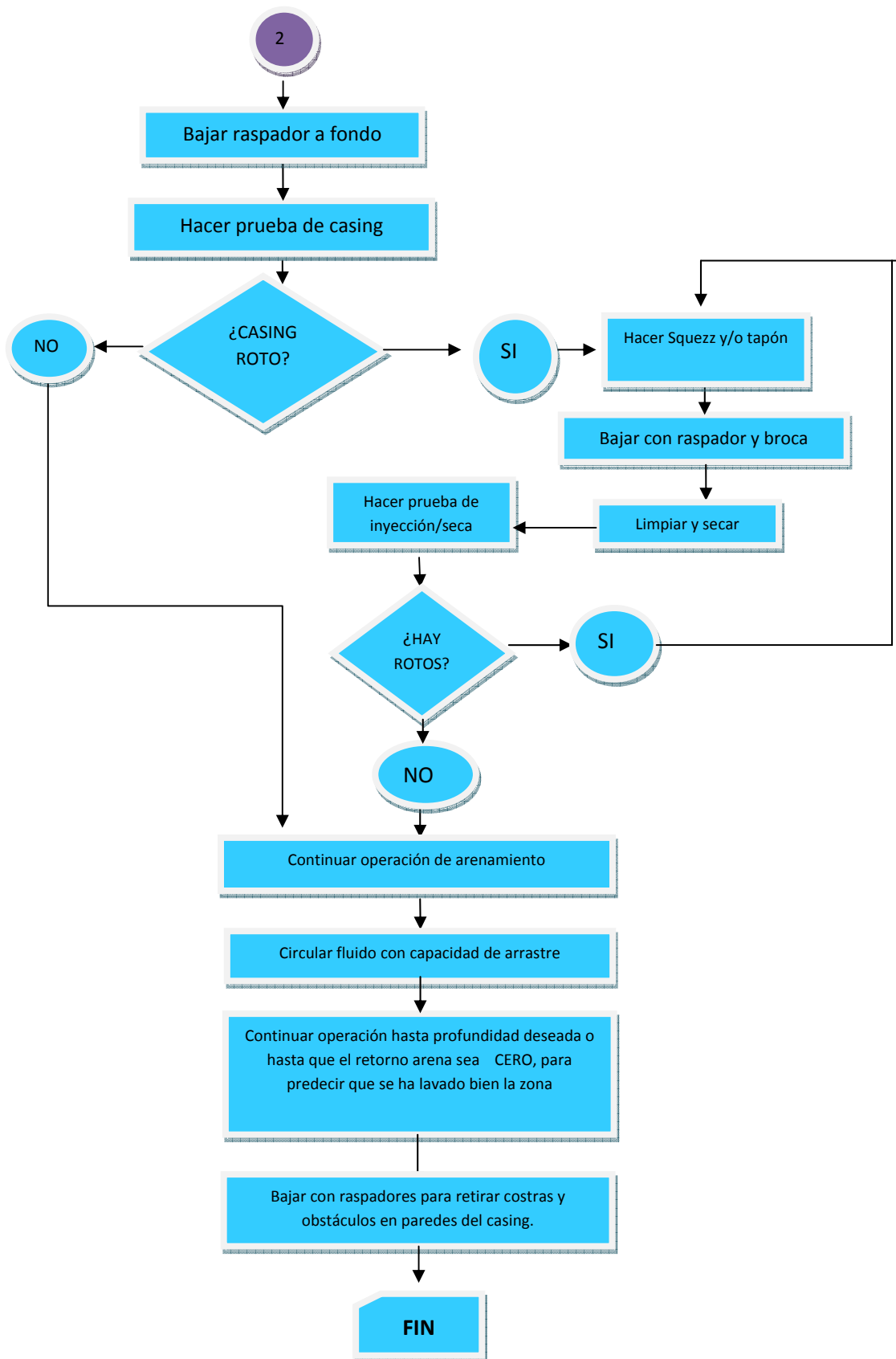
- ✓ No fracturar la formación;
- ✓ Conservar óptimas velocidades de corrida de tubería;
- ✓  $P_{wh}$ ,  $P_{wf}$ . dentro de valores permitidos
- ✓ Al terminar operación limpiar pozo y entregarlo en condiciones que exija la empresa contratante.

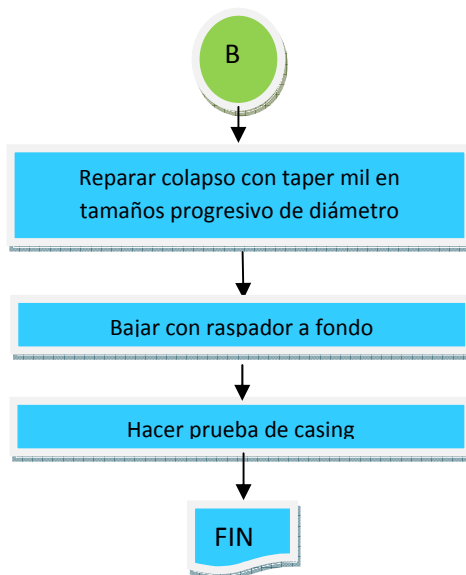
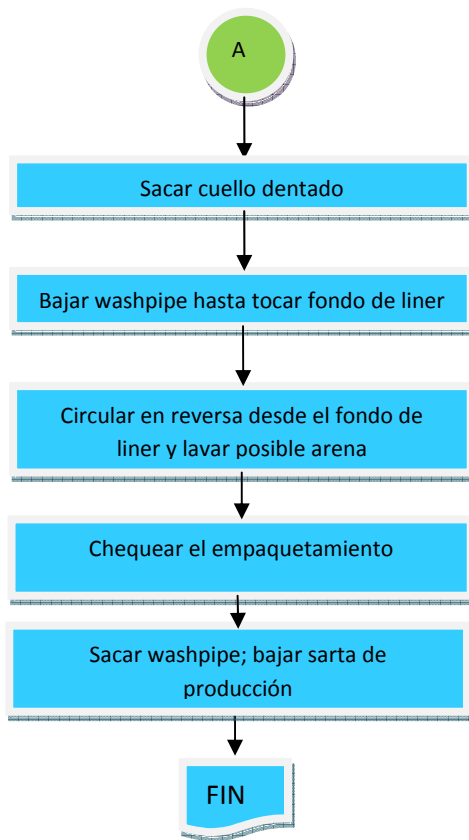
### 1.3.1. Metodología de la operación de Lavado de Arenas.

Figura 22. Diagrama para Lavado de Arenas<sup>19</sup>



<sup>19</sup> Modificada de: RAWLINS, C.H.; HEWETT, T.J. *A Comparison of Methodologies for Handling Produced Sand and Solides To Achieve Sustainable Hydrocarbon Production*. En: SPE, June 2007. No.107690



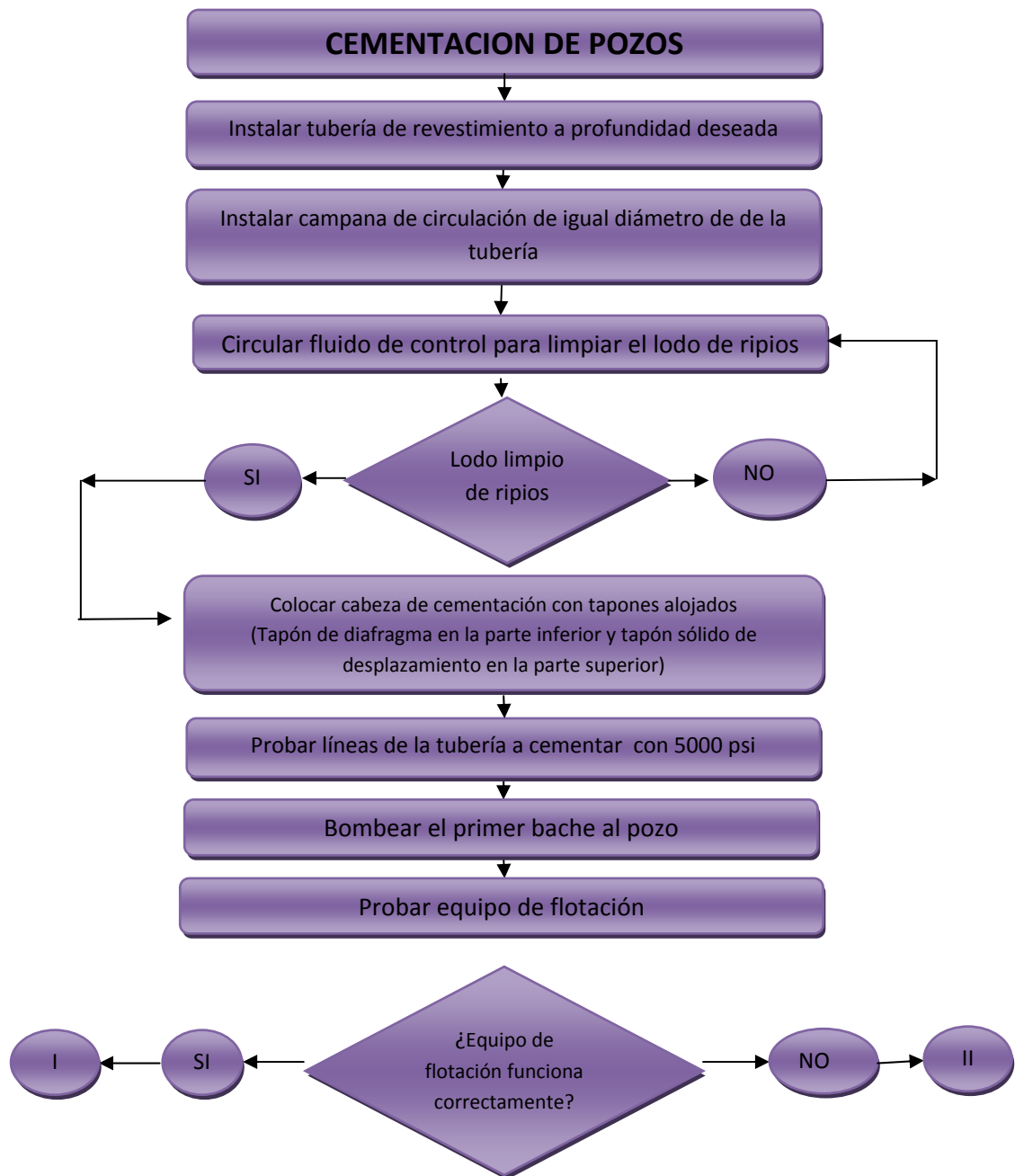


### 1.3.1.1. Recomendaciones para Lavado de Arena.

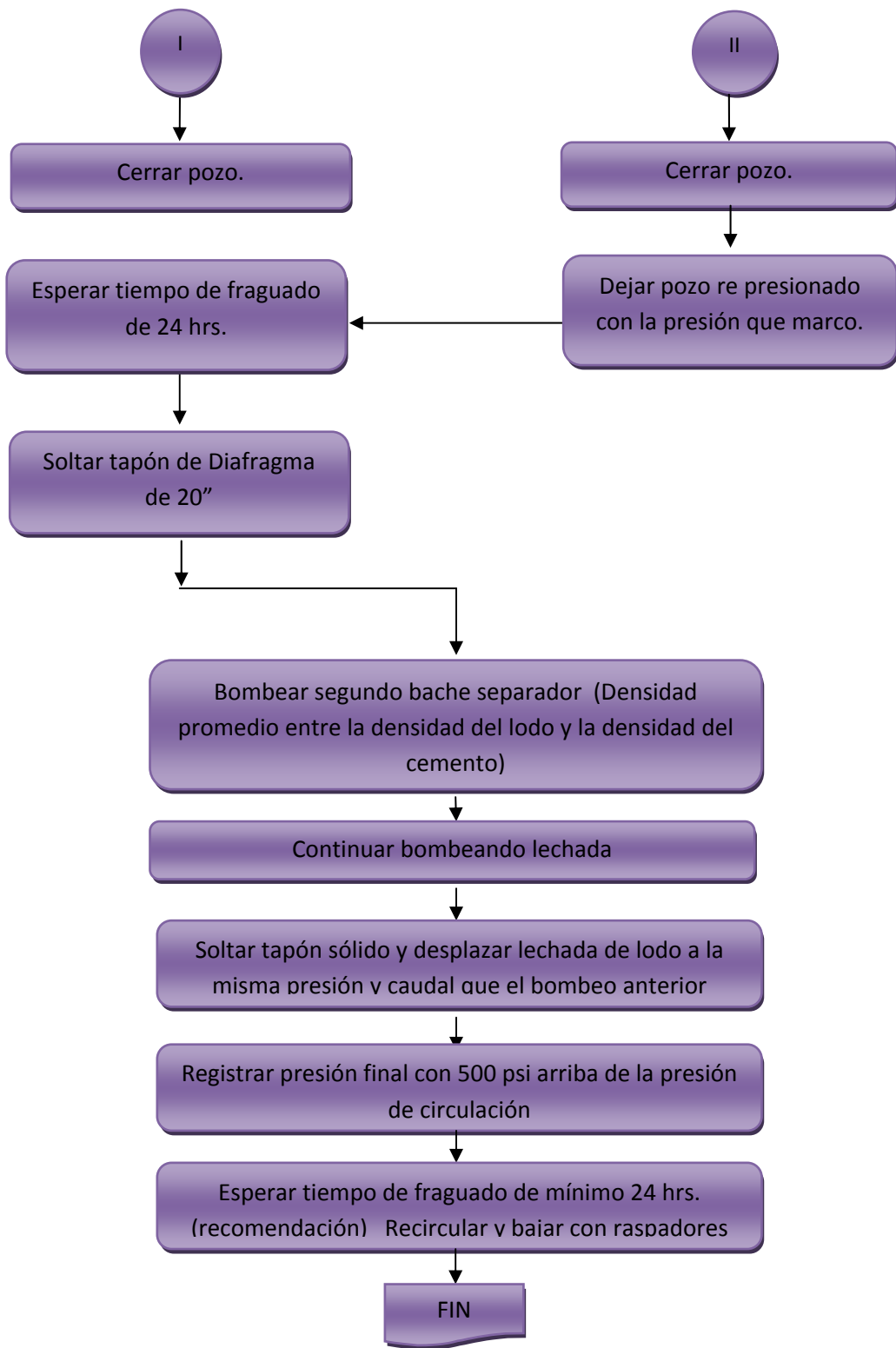
- ✓ En las operaciones de lavado de arena el pozo debe encontrarse debidamente empacado e instaladas la preventora anular (*Hydrill*) encima del preventora de arietes.
- ✓ Vigilar la velocidad de corrida de tubería para no provocar surgencia en el pozo.
- ✓ En pozos con bajas presiones de formación en un intervalo o en zona productora se debe tener cuidado con que ésta no se tome los fluidos de lavado y/o arena que se ha lavado.
- ✓ Al retirar la sarta del pozo, colocar marca de referencia en el último tubo de la sarta para de ésta manera tener referencia de la posición de zona a lavar.
- ✓ La verificación de la existencia del colapso se debe realizar con precaución de no quedarse atascado si se ha reportado con anterioridad un posible colapso; si se verifica que existe colapso se debe sacar la sarta con cuidado sin sobrepasar los límites de velocidad y provocar surgencia en el pozo, indicando el punto en la tubería donde se reportó dicho evento (colapso), para una vez retomada la actividad de pesca llegar con precisión al punto de colapso. Una vez sacada la sarta se debe colocar equipo para operación de pesca, bajar con bloque de impresión a la profundidad reportada y tomar imagen del posible pescado, sacar nuevamente la sarta y bajar con herramienta de pesca según el pescado encontrado.

### 1.3.2. Metodología para la Operación de Cementación de Pozos<sup>20</sup>

Figura 23. Diagrama para Cementación de Pozos

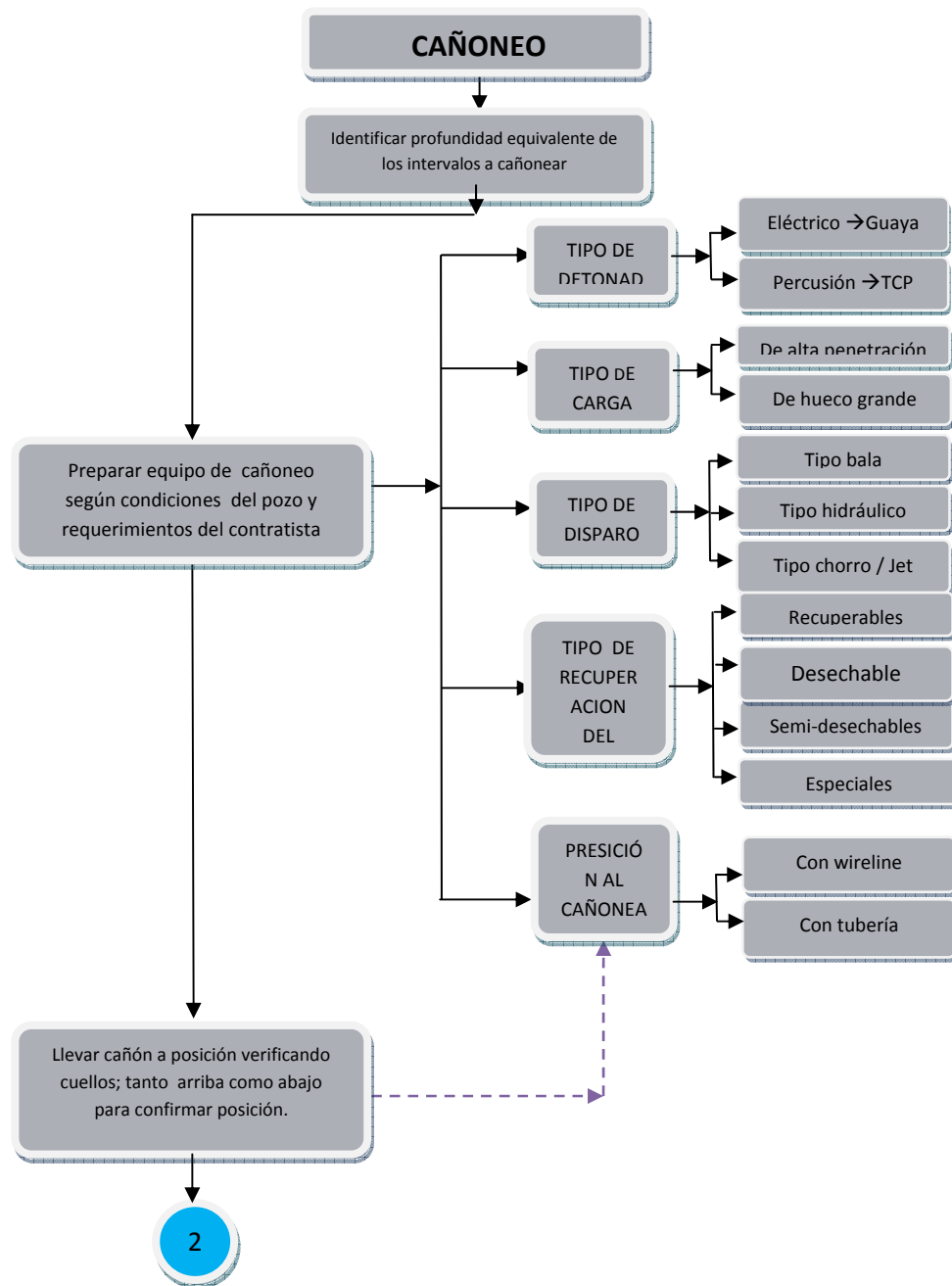


<sup>20</sup> Modificada de: BERMÚDEZ, Raúl. Cementación de Pozos Petroleros – Principios y Tecnologías. Schlumberger. Noviembre 16 del 2007.

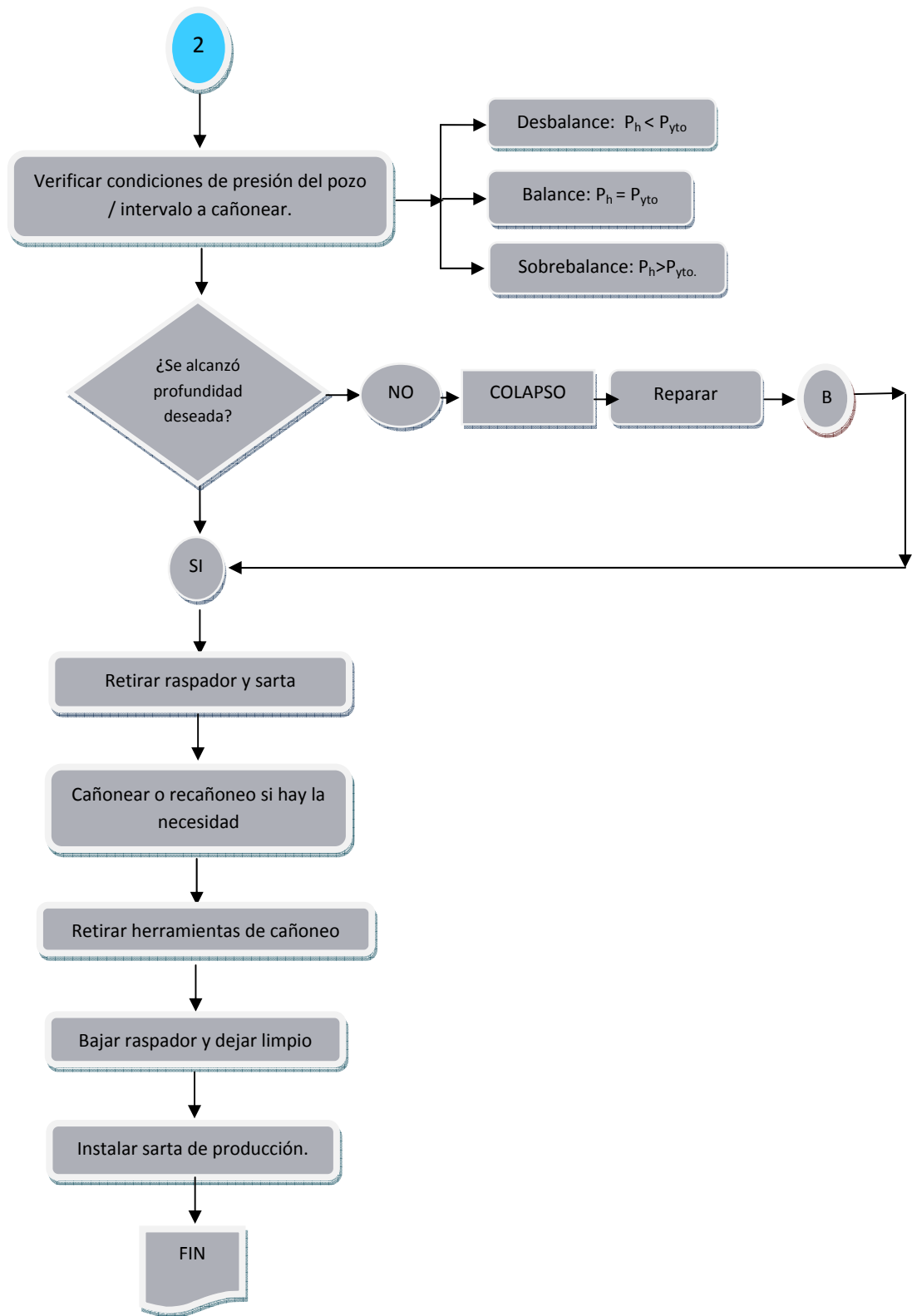


### 1.3.3. Metodología para la Operación de Cañoneo<sup>21</sup>

Figura 24. Diagrama para la Operación de Cañoneo de Pozos.



<sup>21</sup> Modificada de: MARQUIZ, Alez. Manual Técnico de Operaciones de Cañoneo a Pozos. Presentado como proyecto de grado para optar al título Técnico de Petróleos. Instituto Universitario de Nuevas Profesiones, Coordinación de Petróleo, Noviembre 2004.



### 1.3.3.1. Recomendaciones para Operación de Cañoneo

Para identificar profundidades se debe disponer de registros *open hole*, SP, Gama Ray y/o Resistividad; para correlacionarlos con los registros de hueco entubado y el CBL y el CCL.

En la preparación del equipo de cañoneo se debe tener en cuenta los siguientes parámetros:

En la preparación de cañones:

- ✓ Los detonadores deben ser tratados con excesivo cuidado, no deben estar en contacto con artículo y/o herramientas que puedan generar la detonación de estos; se debe corto-circular las terminales de detonadores desechados e ingresarlos a la base.
- ✓ Se debe colocar los detonadores desechados junto a las balas y el *primacord* (detonante primario de alto poder, cubierto con envoltura de polietileno duro y nylon negro o goma negra; utilizado para detonar varias cargas desde un solo cordón; puede alcanzar velocidades de 28000 ft/seg.)
- ✓ El *primacord* se debe cortar sólo con cortador de *primacord* aprobado. Reposar el *primacord* en un trozo de madera para recortarlo.
- ✓ Llevar los desechos del *primacord* al depósito. Almacenarlo junto al *primacord* original y en su empaque.
- ✓ No se debe de tirar ni tratar de extraer los cables del detonador ya que pueden causar detonación.

- ✓ Introducir el detonador en el contenedor de seguridad.

Tipo de detonador:

- ✓ Al escoger el tipo de detonador se debe tener en cuenta la forma en que se quiere detonar la carga. El tipo de detonación más utilizado es el tipo TCP ya que presenta un nuevo tipo de sistema de ignición de penetración de calor que reemplaza al detonador eléctrico que es usado en el cañoneo con *wireline*.

Tipo de carga:

- ✓ El tipo de carga a escoger depende de la longitud de penetración y el alcance que se requiera del cañón.

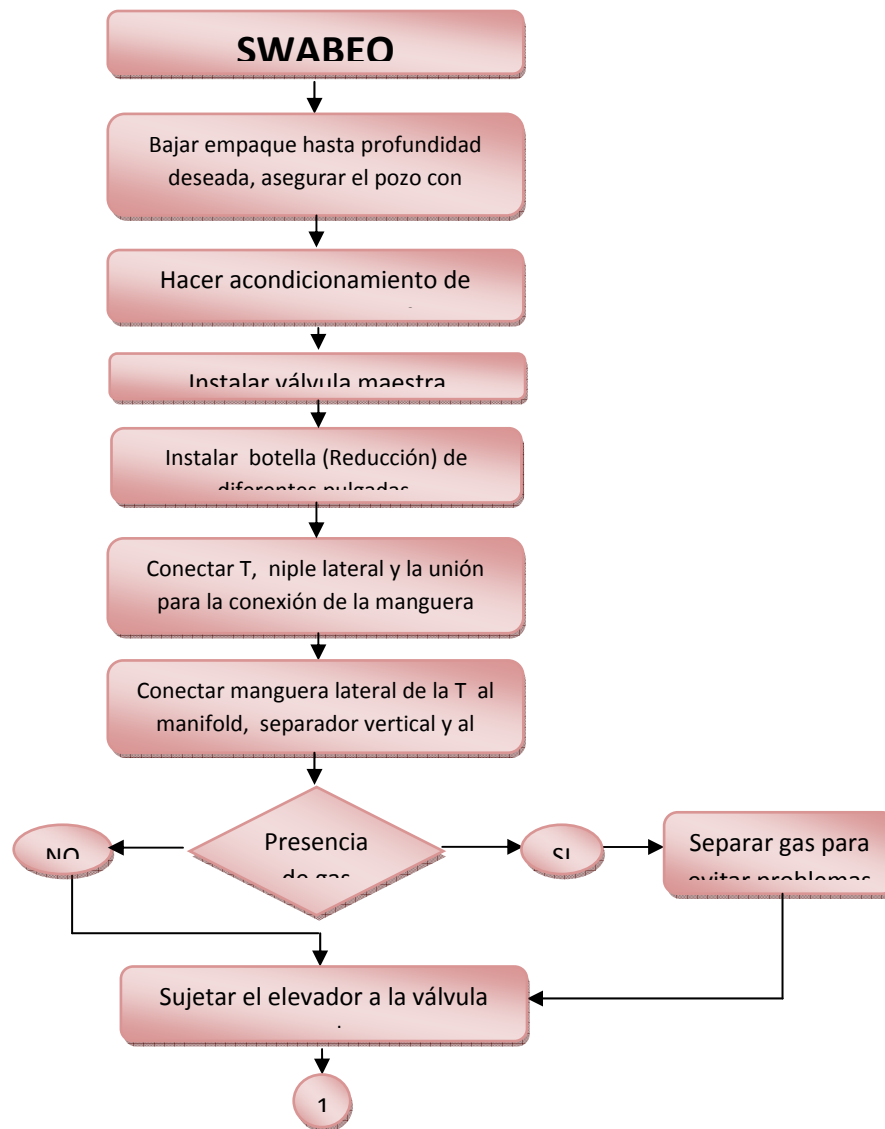
Tipo de recuperación del cañón:

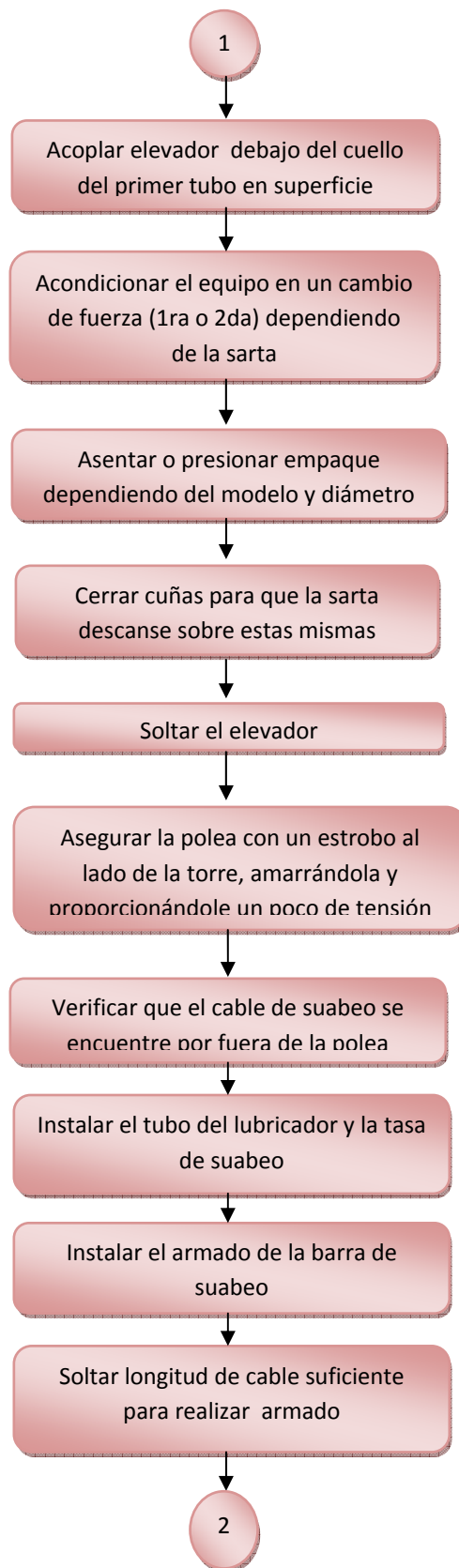
- ✓ Los cañones recuperables se extraen al limpiar la operación; funcionan a grandes profundidades, altas presiones y temperaturas. Presentan menos fallas operativas debido a que sus componentes están encerrados; pueden hacer disparos selectivos y no deforman la tubería de revestimiento.
- ✓ Los cañones desechables pueden ser bajados dentro de la tubería de revestimiento. No se recomienda bajar a altas velocidades debido a que la cápsula de aluminio donde se encuentra están propensas a desgastes excesivos.
- ✓ Los cañones semi-desechables son confiables para utilizar en tubería de revestimiento de gran diámetro pero si se utiliza con tubería de producción pueden atascarse al ser bajados.

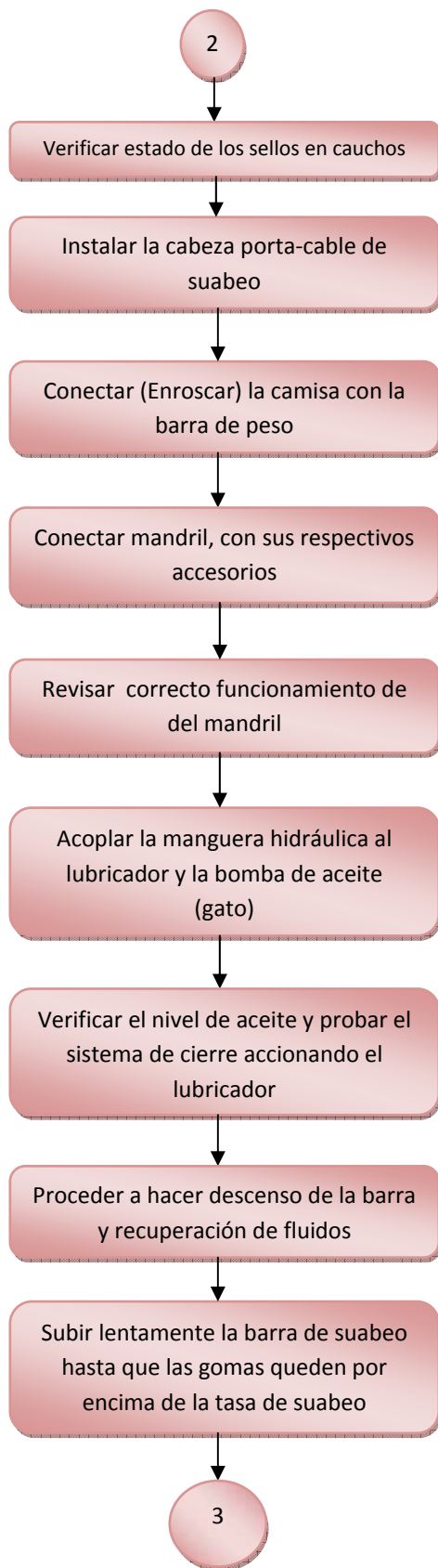
- ✓ Los cañones especiales son aptos y recomendados para altas temperaturas, presentan penetración limitada, para disparos radial, en pozos con fracturamiento y son utilizados para cortar en tubería de producción y revestimiento.

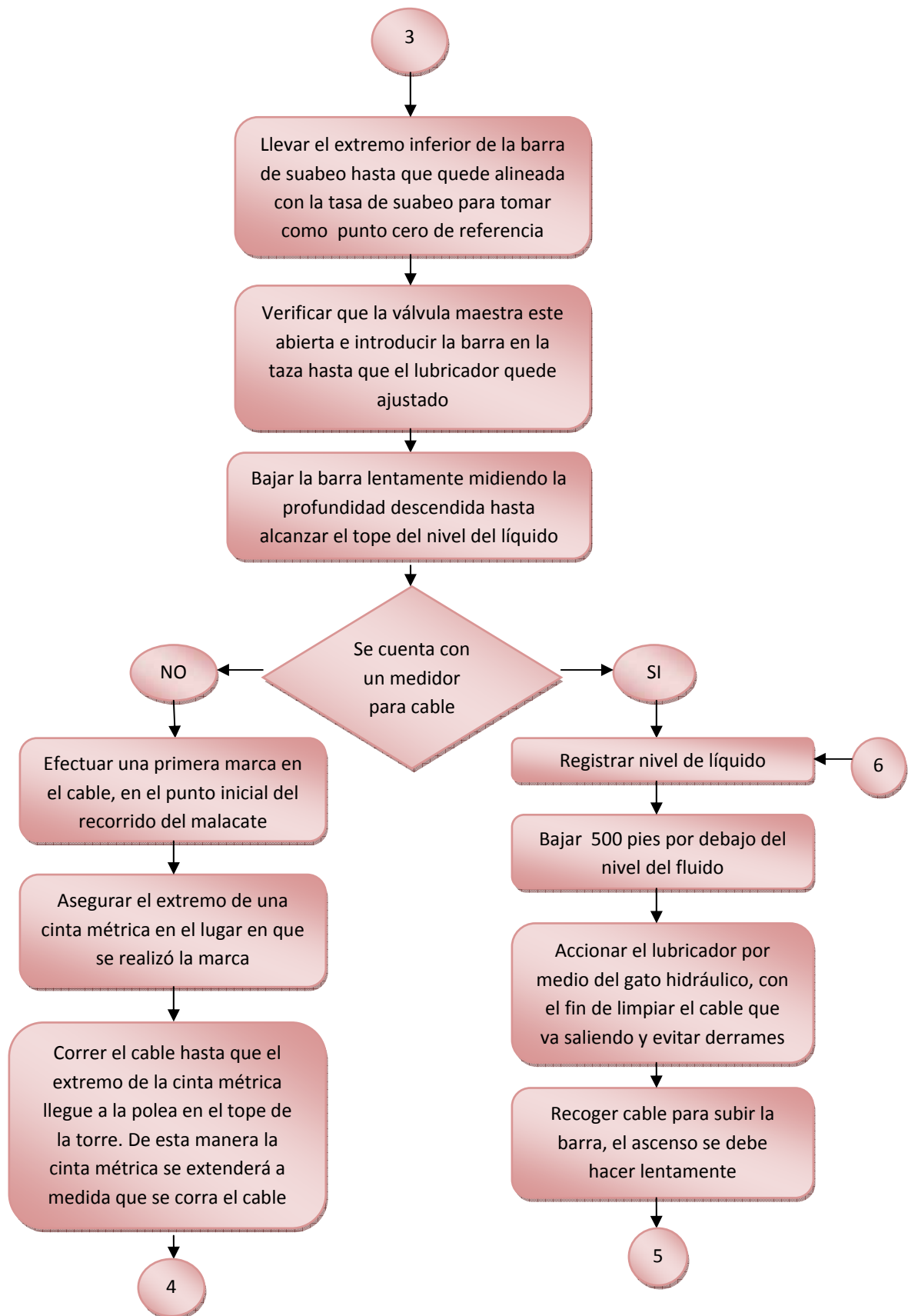
### 1.3.4. Metodología para la Operación de Swabeo.

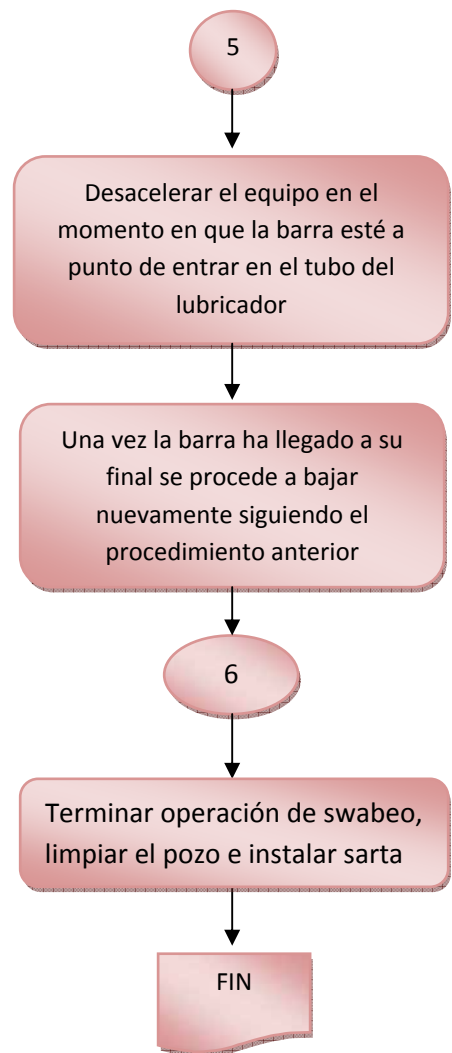
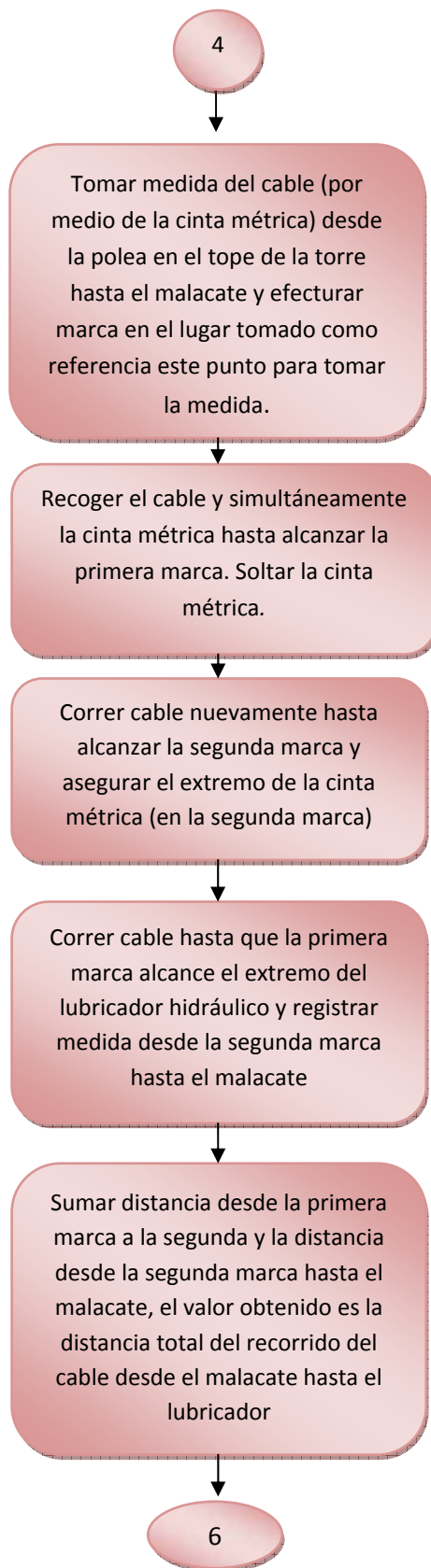
Figura 25. Diagrama para la Operación de Swabeo.







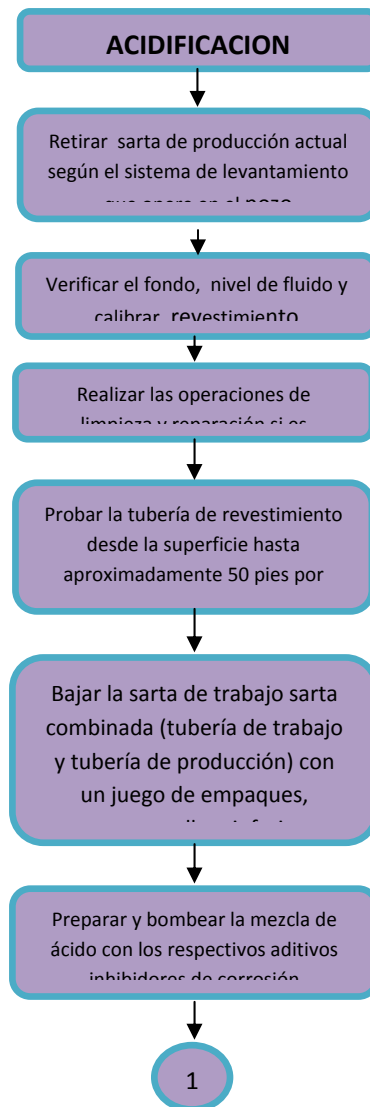




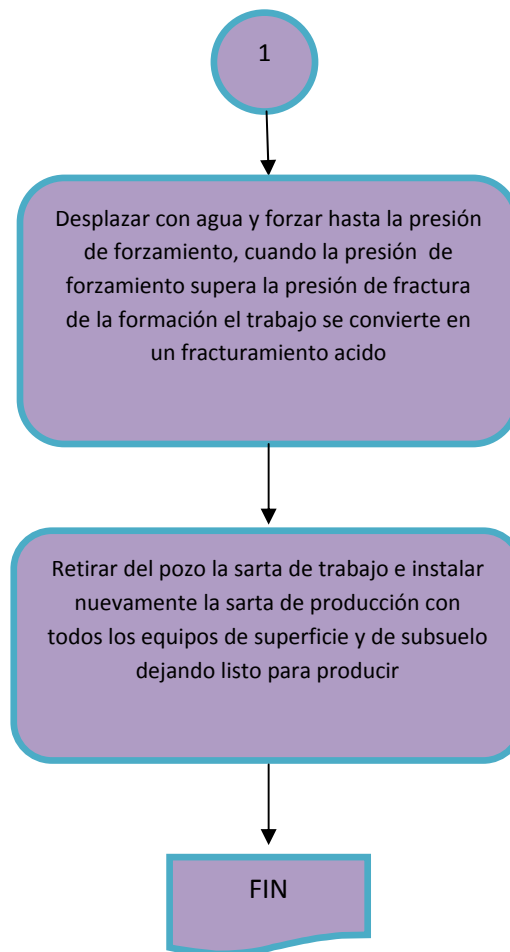
### 1.3.4.1. Recomendaciones para Operaciones de Swabeo

- ✓ Controlar velocidades de corrida de cable para evitar que se enrede en el equipo y la barra salga disparada por el *tubing* provocando el accidente del operario.
- ✓ Evitar que la barra ascienda a una velocidad mayor que la velocidad con la que se está recogiendo el cable.

Figura 26. Diagrama de la Operación de Acidificación



### 1.3.5. Metodología para la Operación de Acidificación<sup>22</sup>



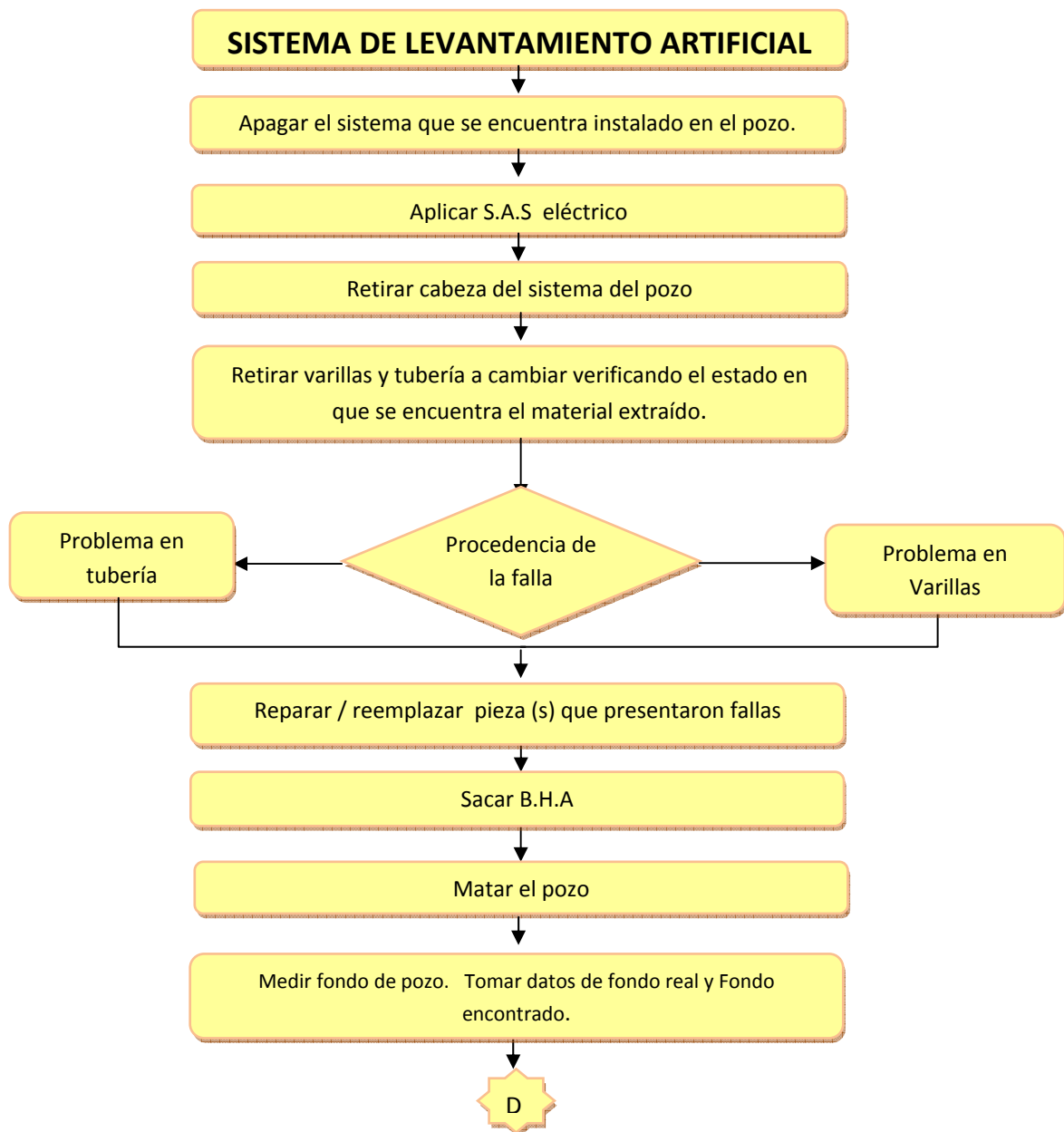
#### 1.3.5.1. Recomendaciones para Acidificación de Pozos

- ✓ El tiempo de bombeo se debe realizar en proporciones de 0,5 Bbl/min, pues esta tasa determinara el tiempo de trabajo y la eficiencia del mismo.
- ✓ Antes de realizar operaciones de acidificación en los pozos se deben realizar trabajos de limpieza de arenas y reparación de revestimiento entre otras.

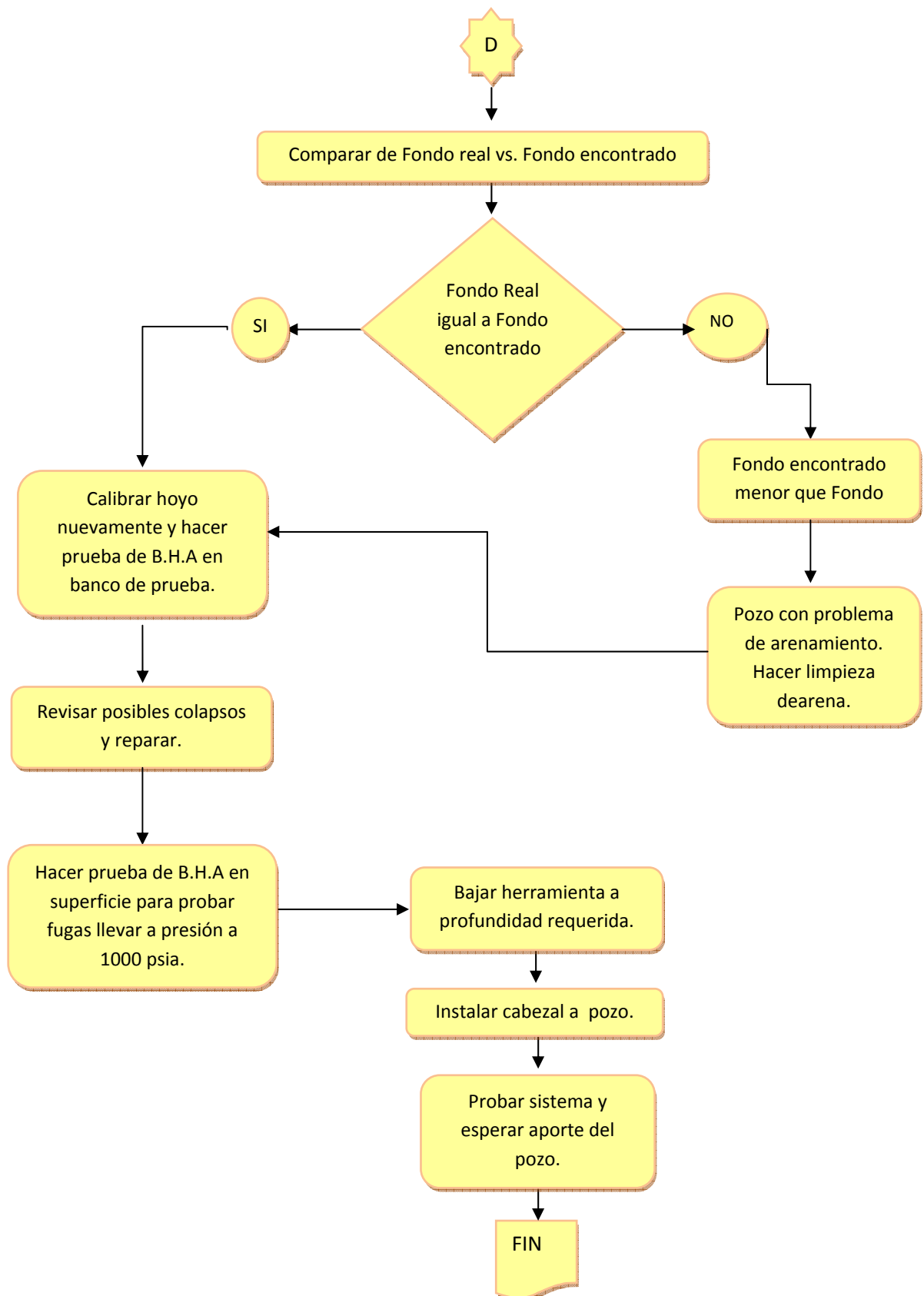
<sup>22</sup> Modificada de: MANTILLA, Carlos Alberto; MARTINEZ, Oscar Libardo. Estimulación (Fracturamiento y Acidificación) de Pozos. Trabajo de Grado Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 1990. 41p-102p.

### 1.3.6. Metodología Para las Operaciones de Cambio Sistemas de Levantamiento Artificial<sup>23</sup>

Figura 27. Diagrama para cambios de Sistema de Levantamiento Artificial.

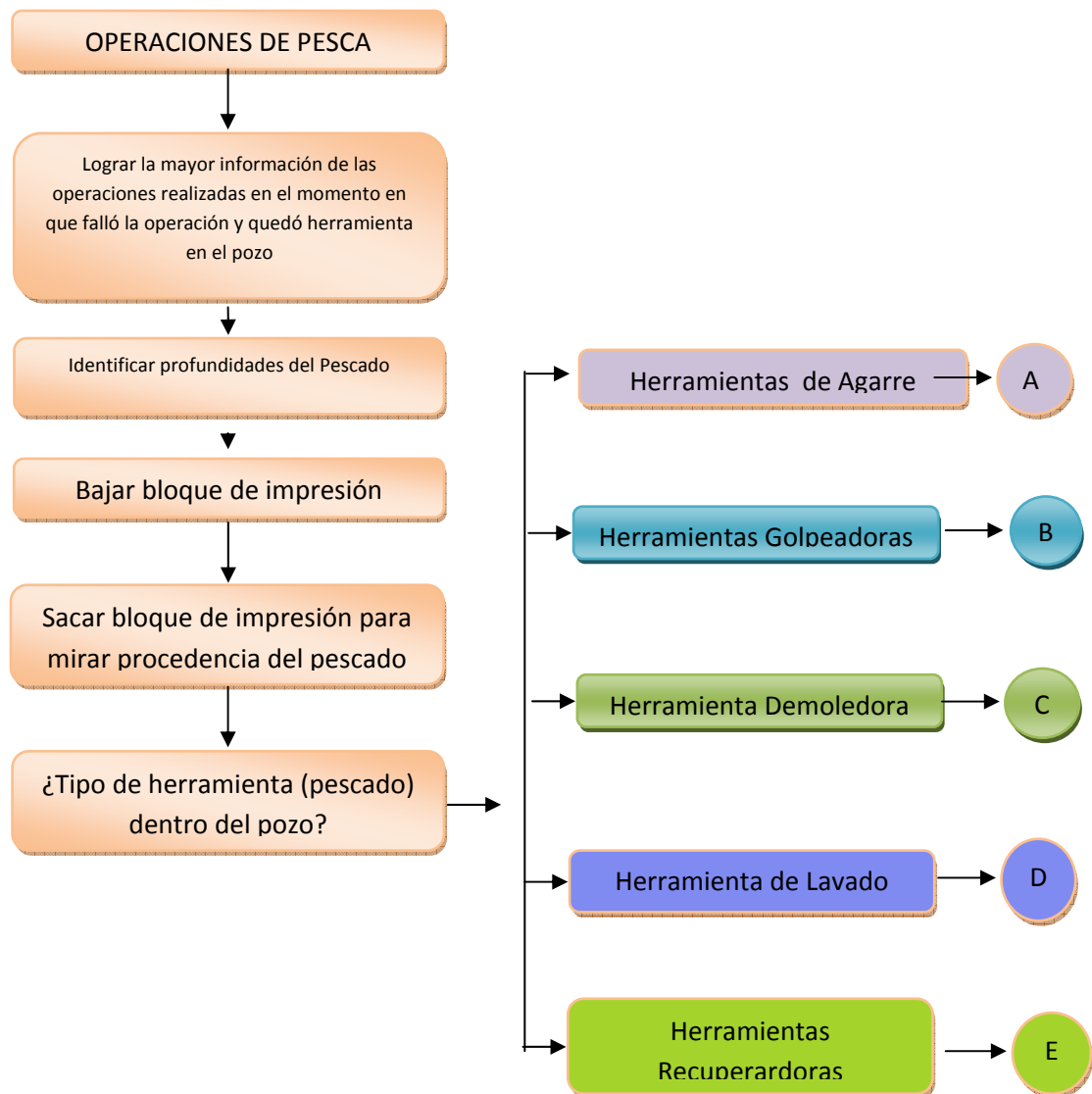


<sup>23</sup> Modificada de: ALDANA, Nelson; Métodos de Sistemas de Levantamiento Artificial. Trabajo de Grado Ingeniero de Petróleos. Neiva.: Universidad Sur colombiana. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 1988.

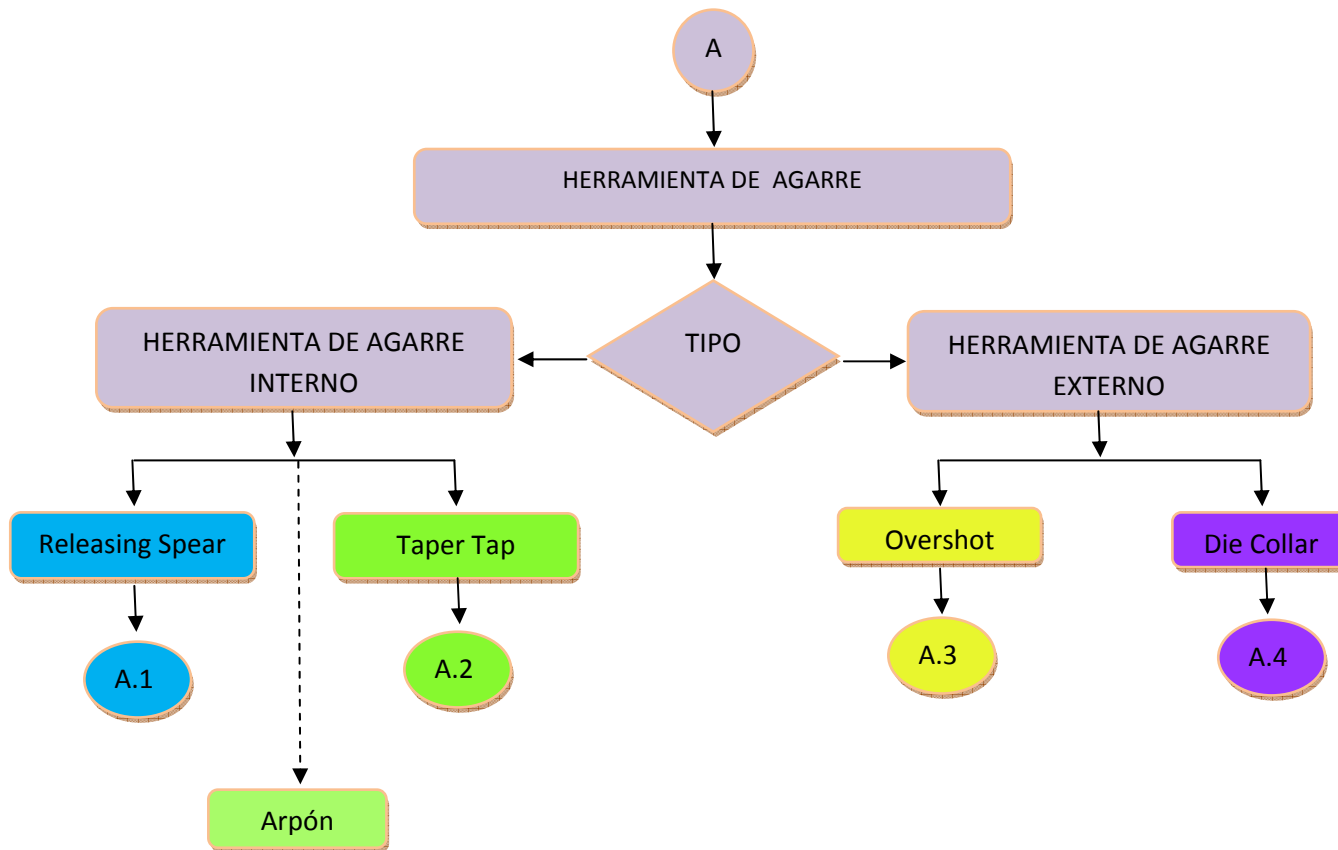


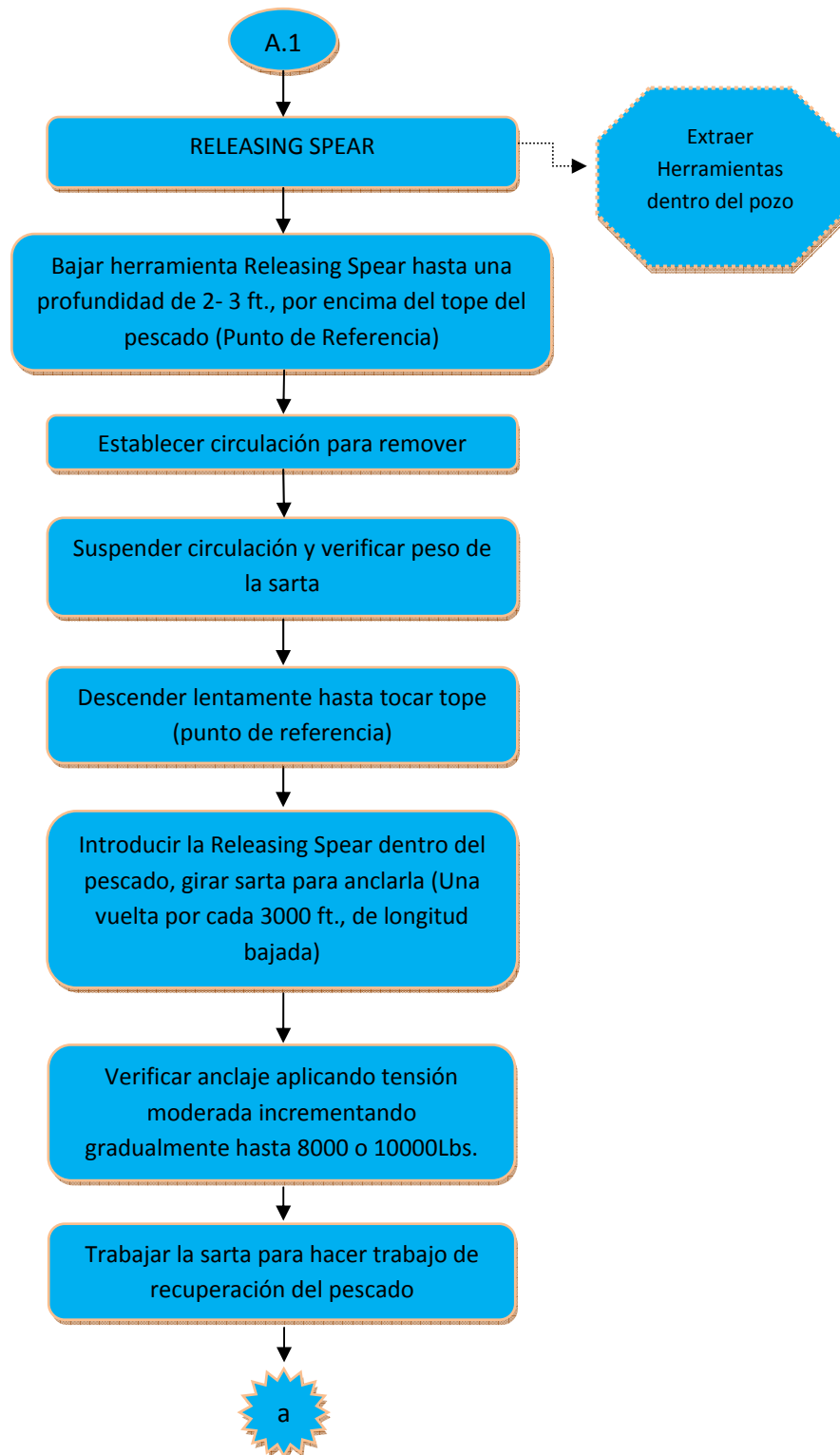
### 1.3.7. Metodología para las Operaciones de Pesca<sup>24</sup>

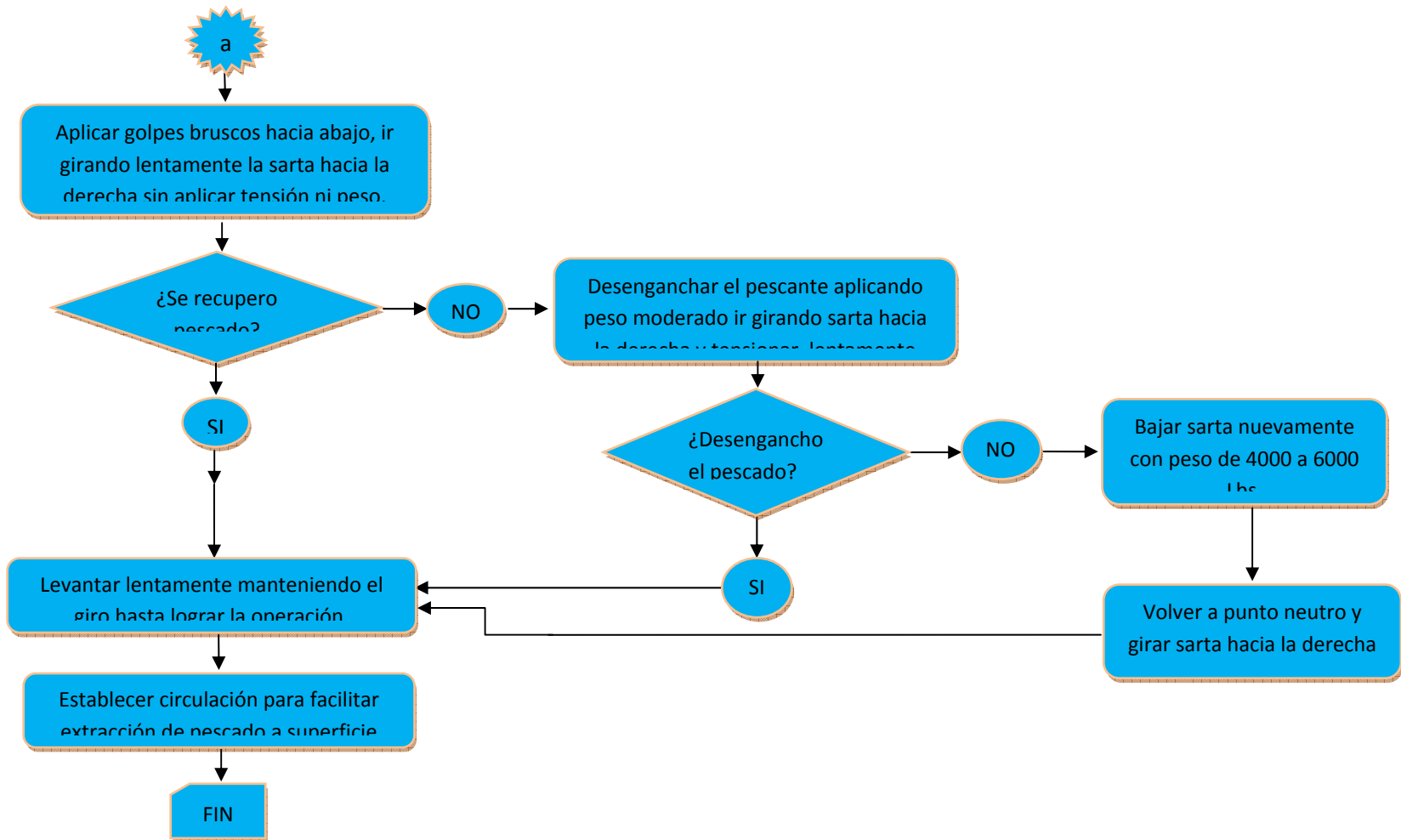
Figura 28. Diagrama para las Operaciones de Pesca.

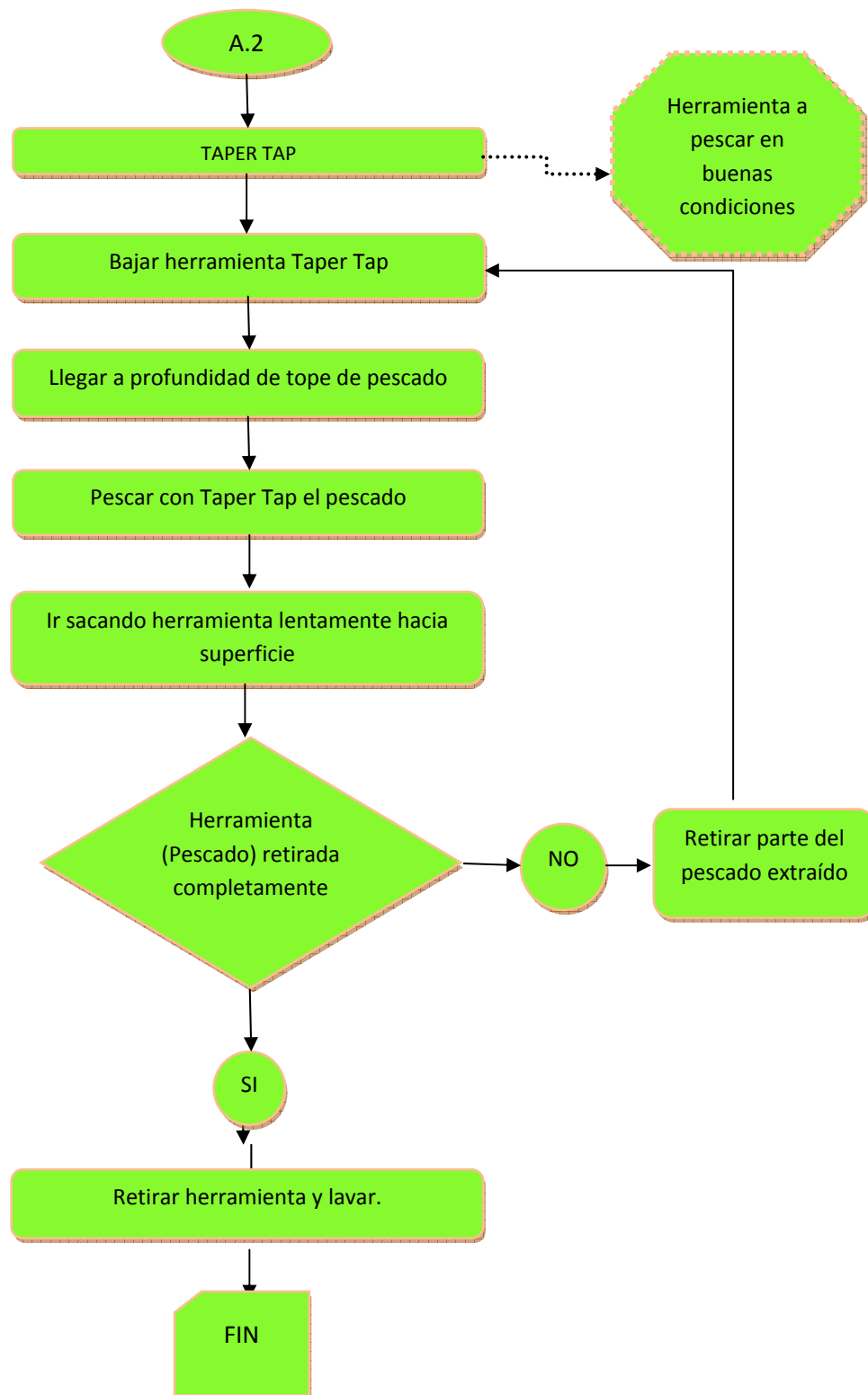


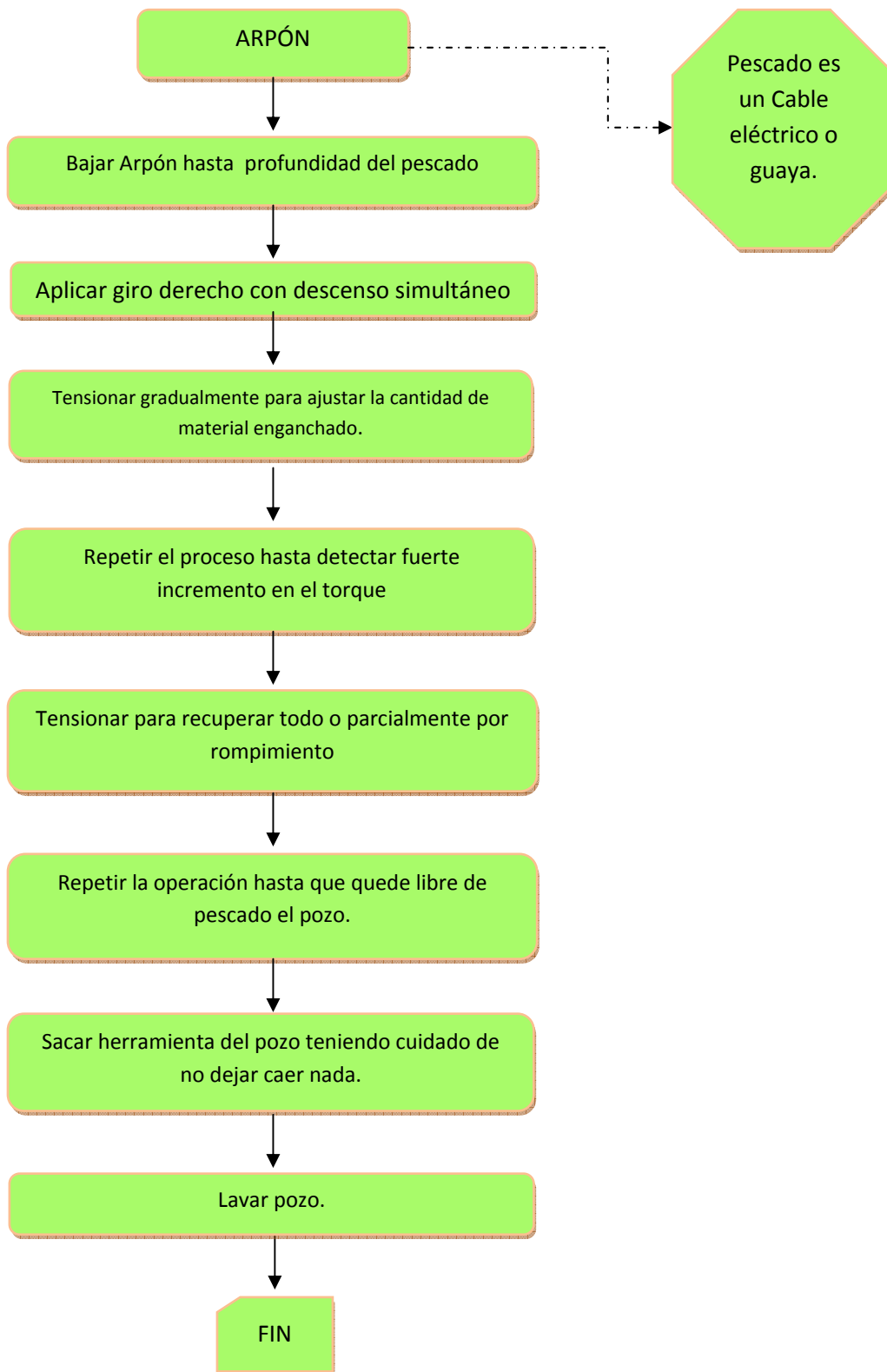
<sup>24</sup> Modificada de: SERRANO, Marco. Curso de Herramientas y Operaciones de Pesca PM&F FISHING OIL SERVICES S.A Diciembre 4 del 2010

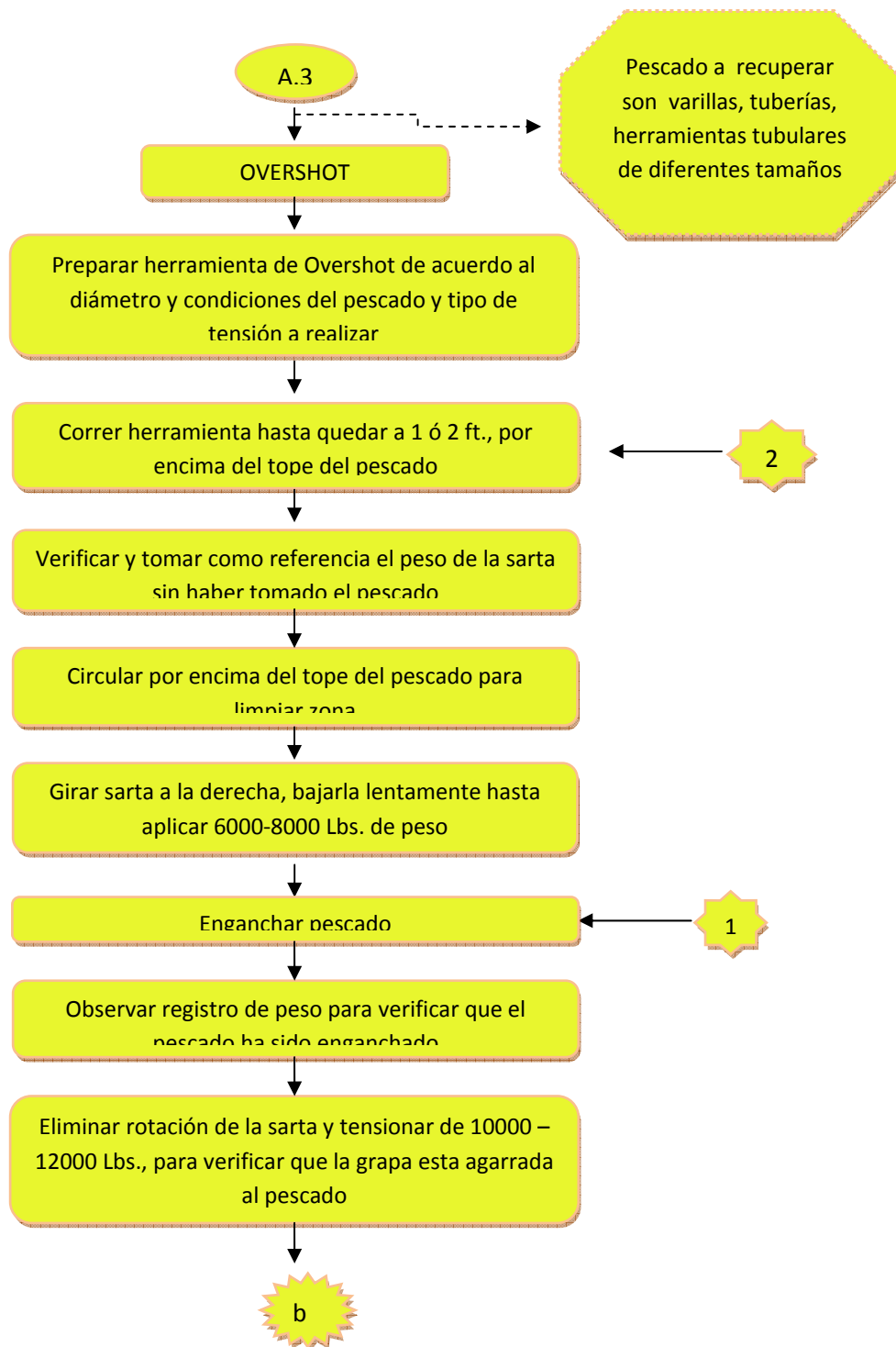


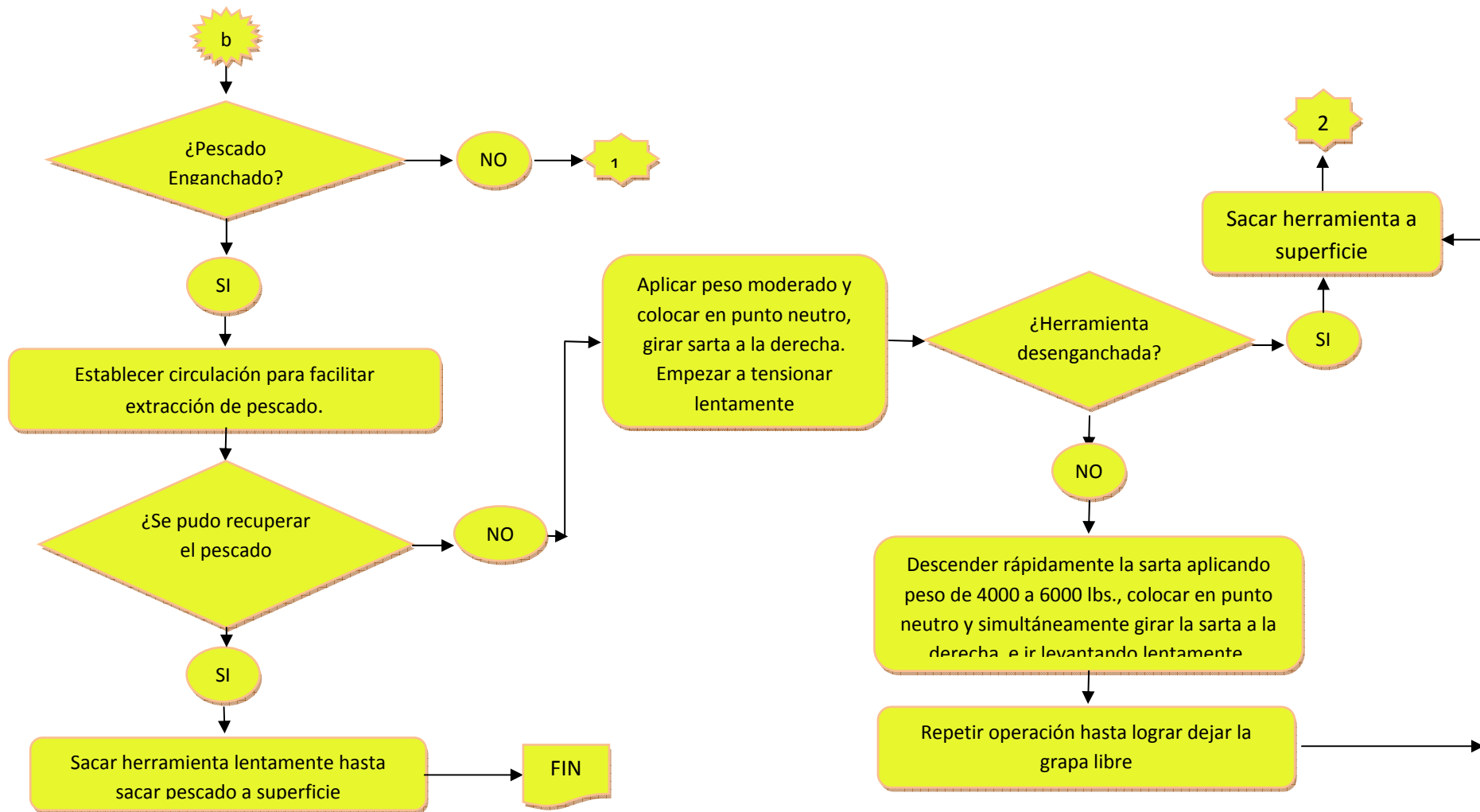


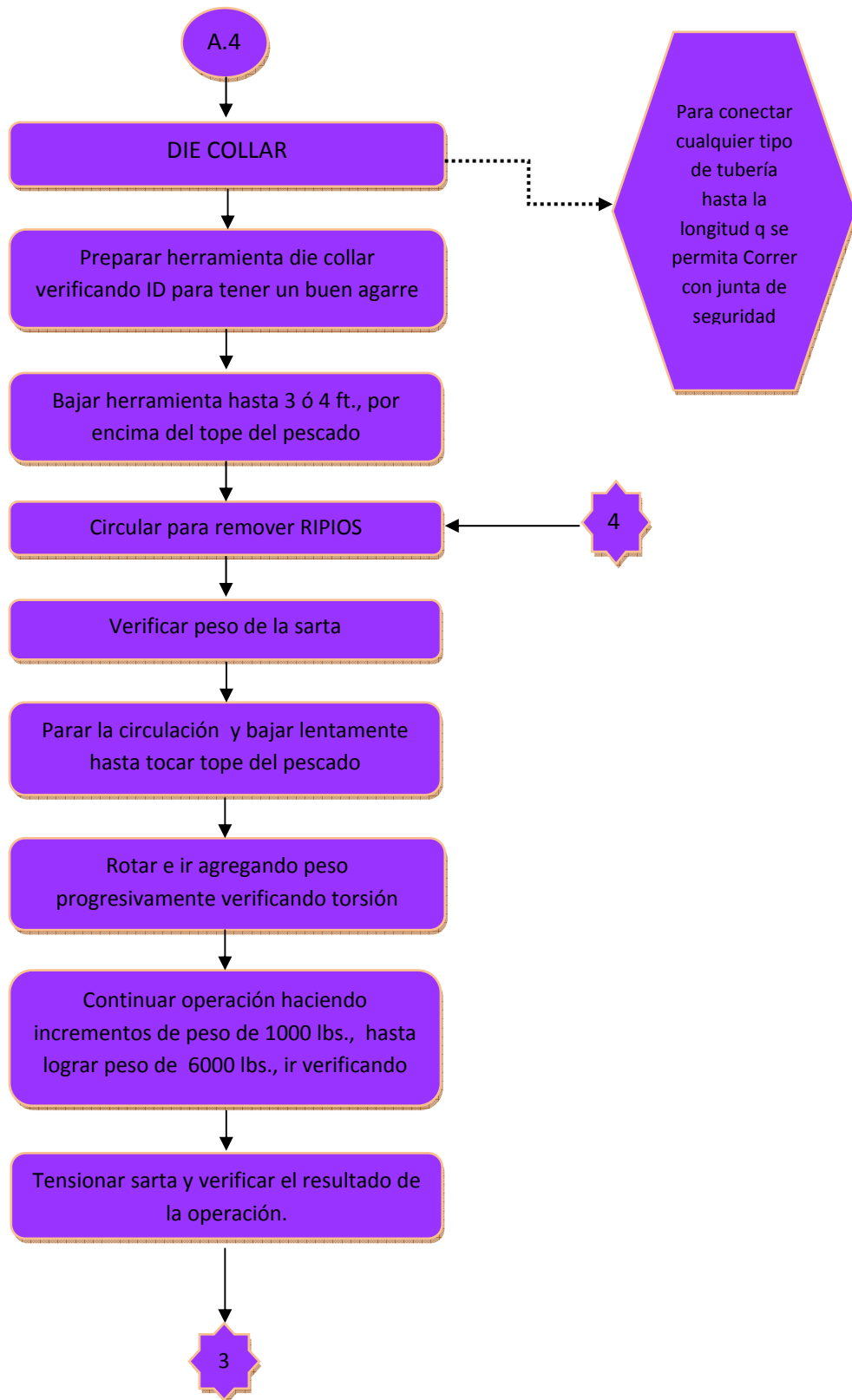


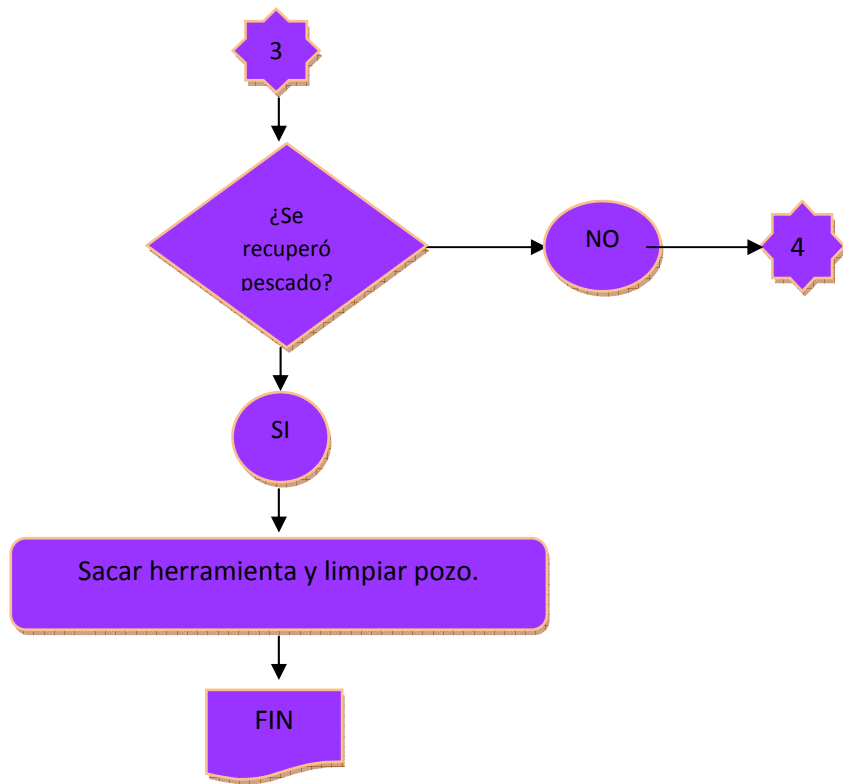


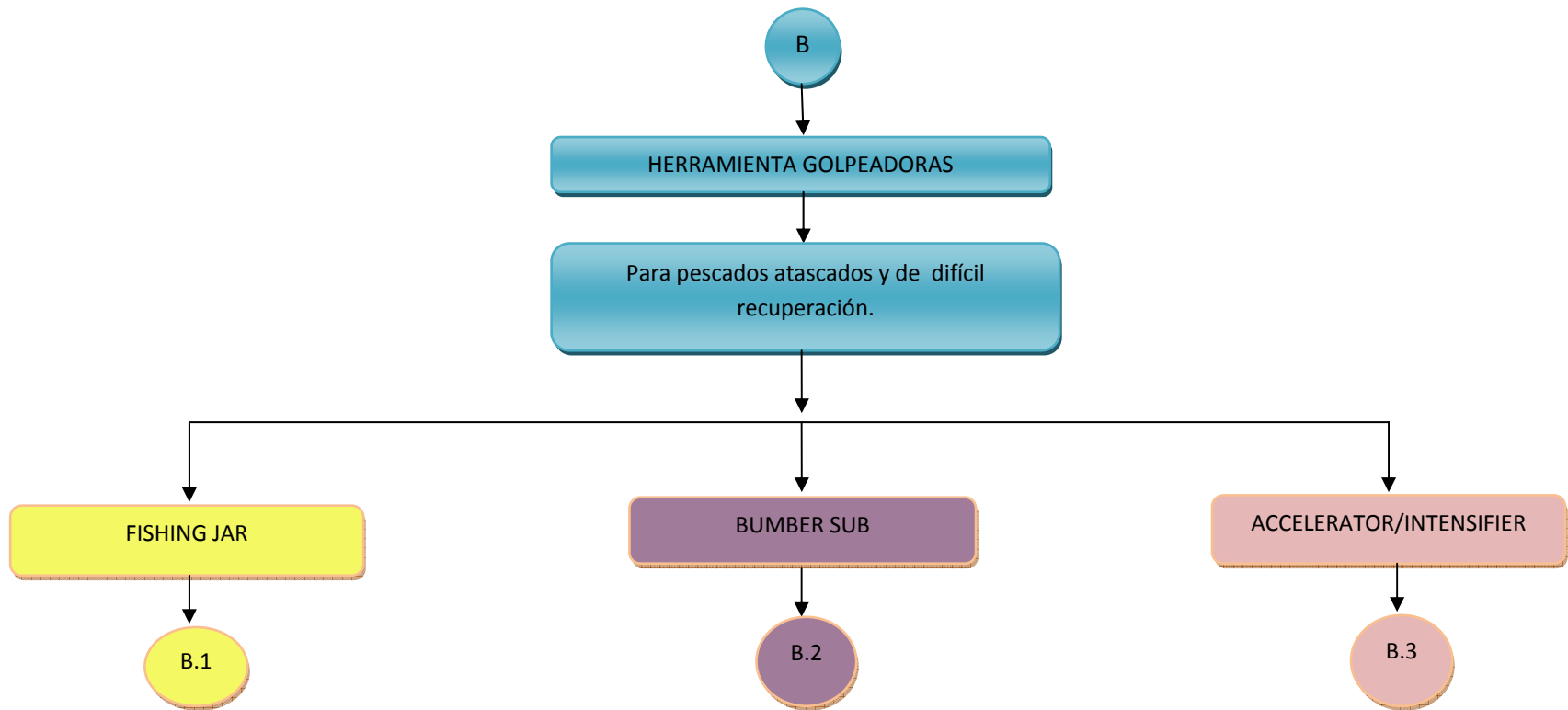


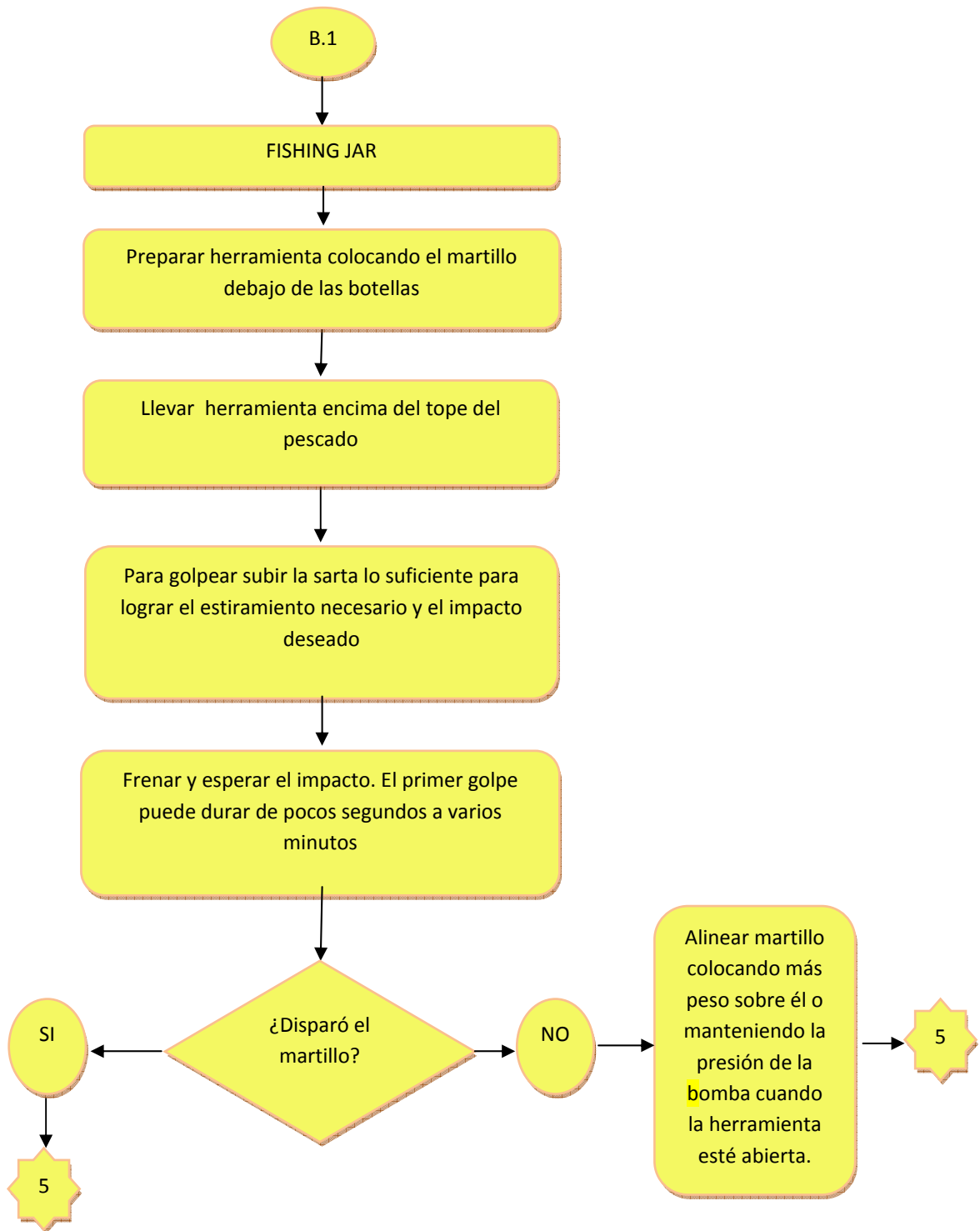


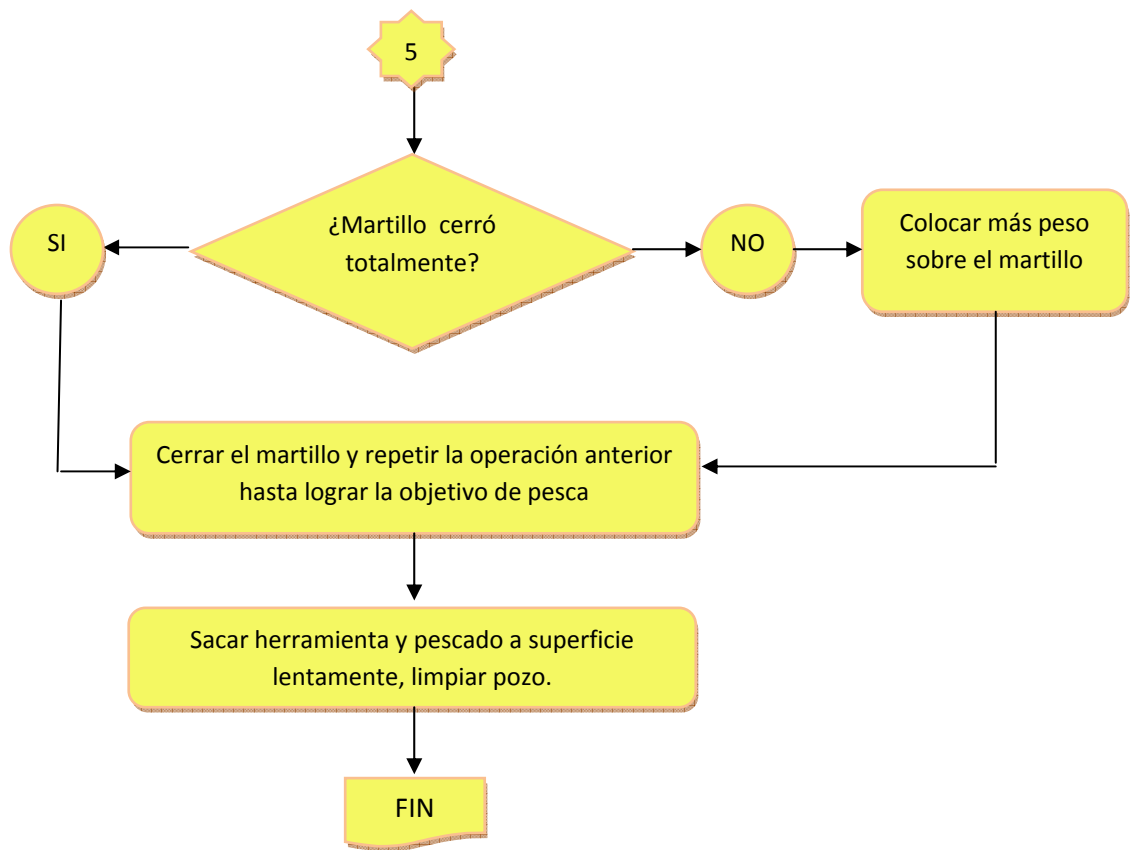


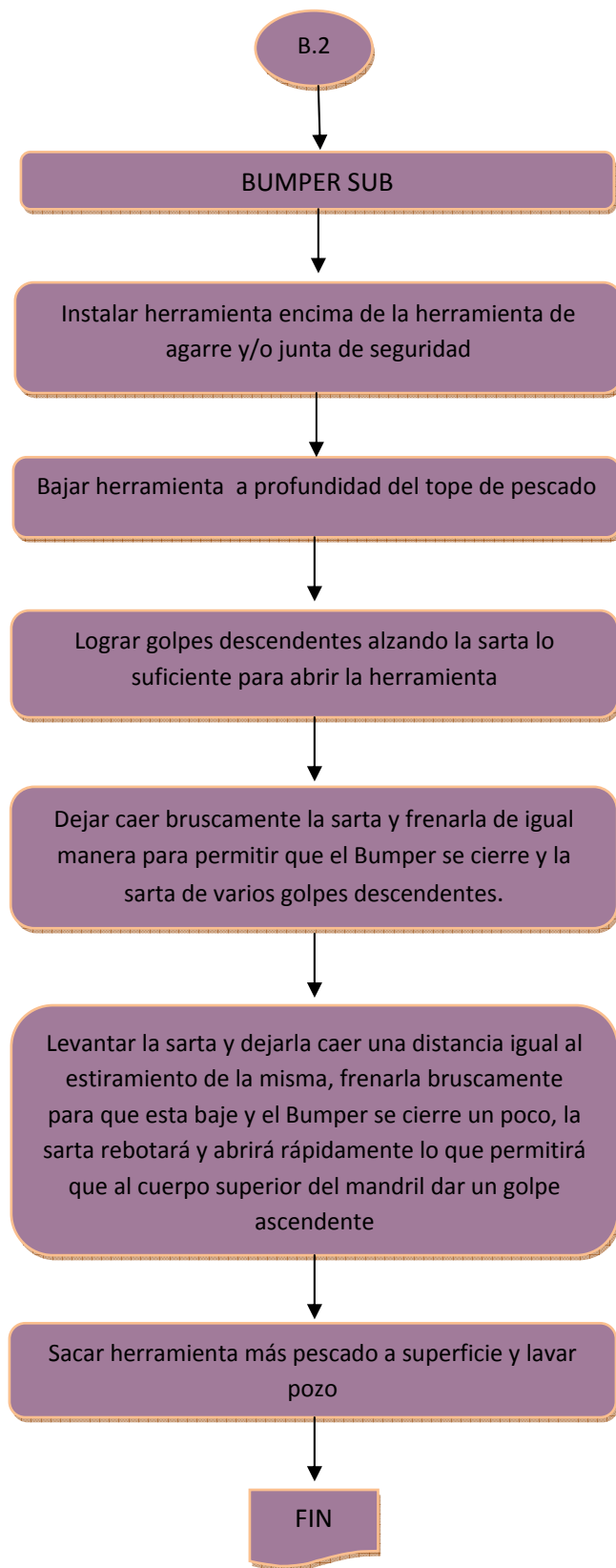


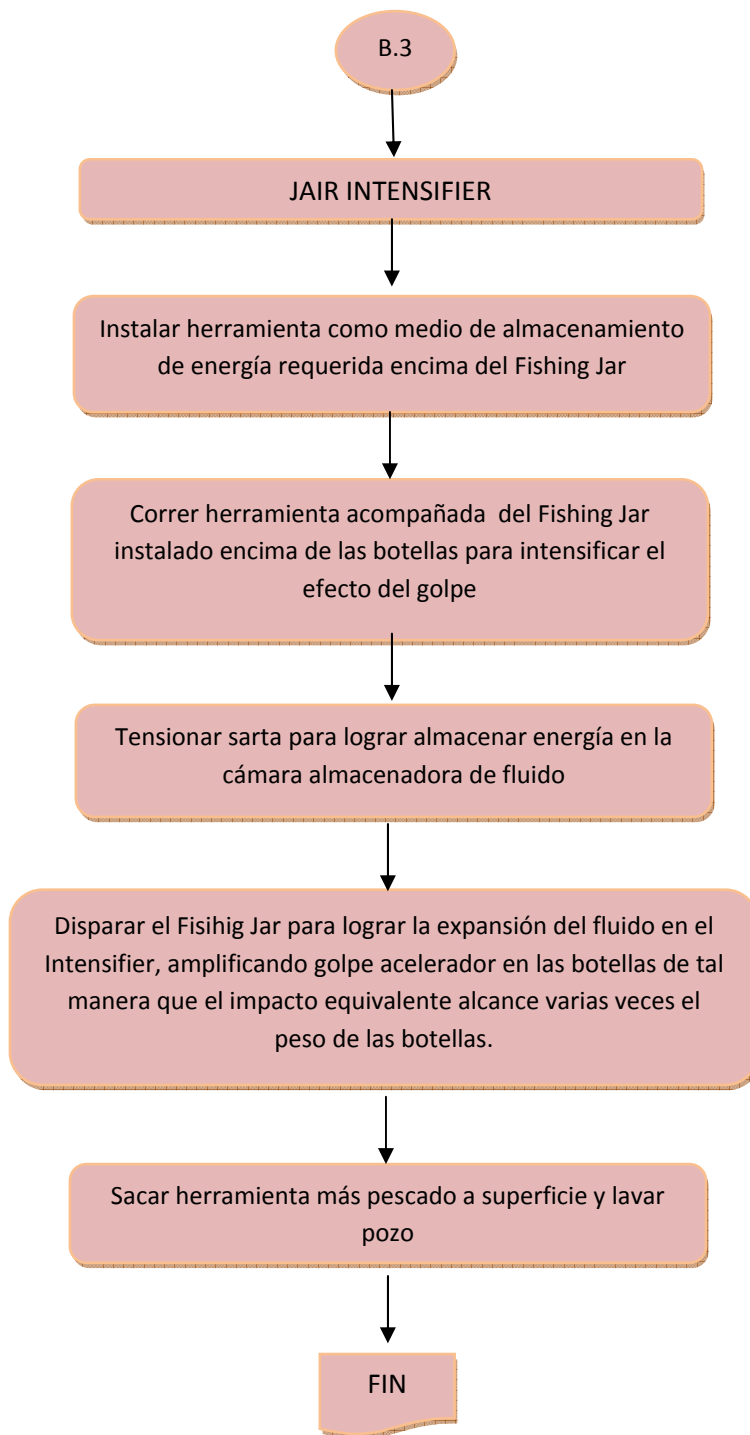


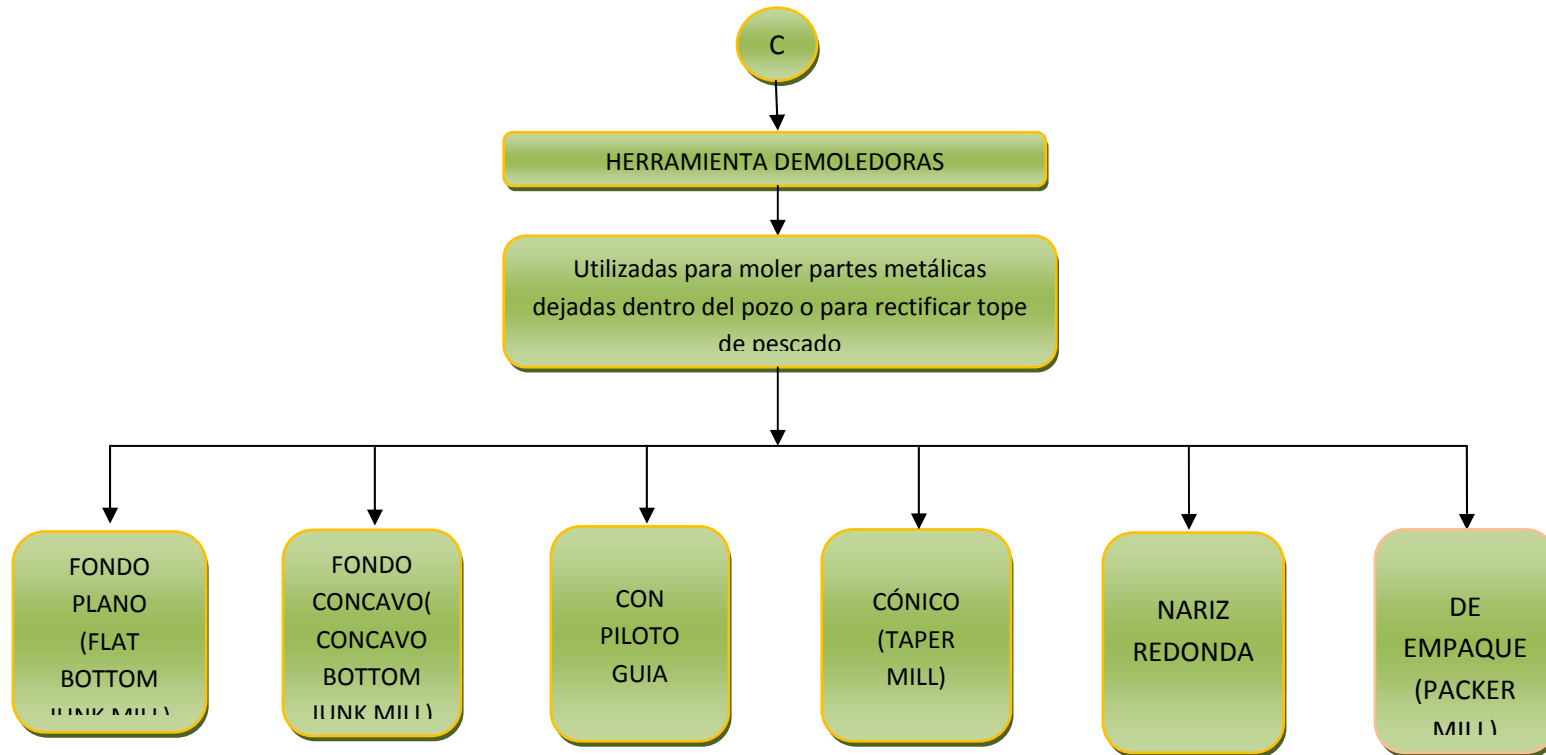


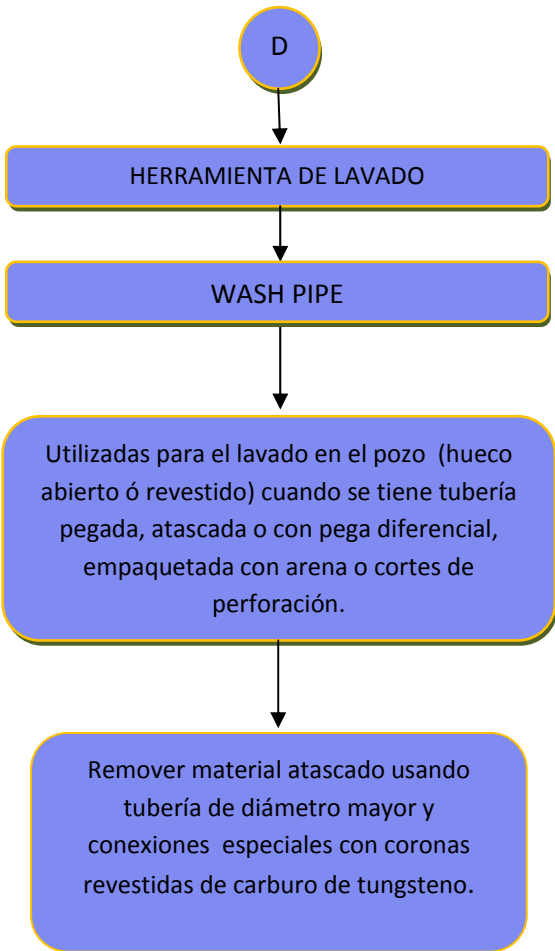


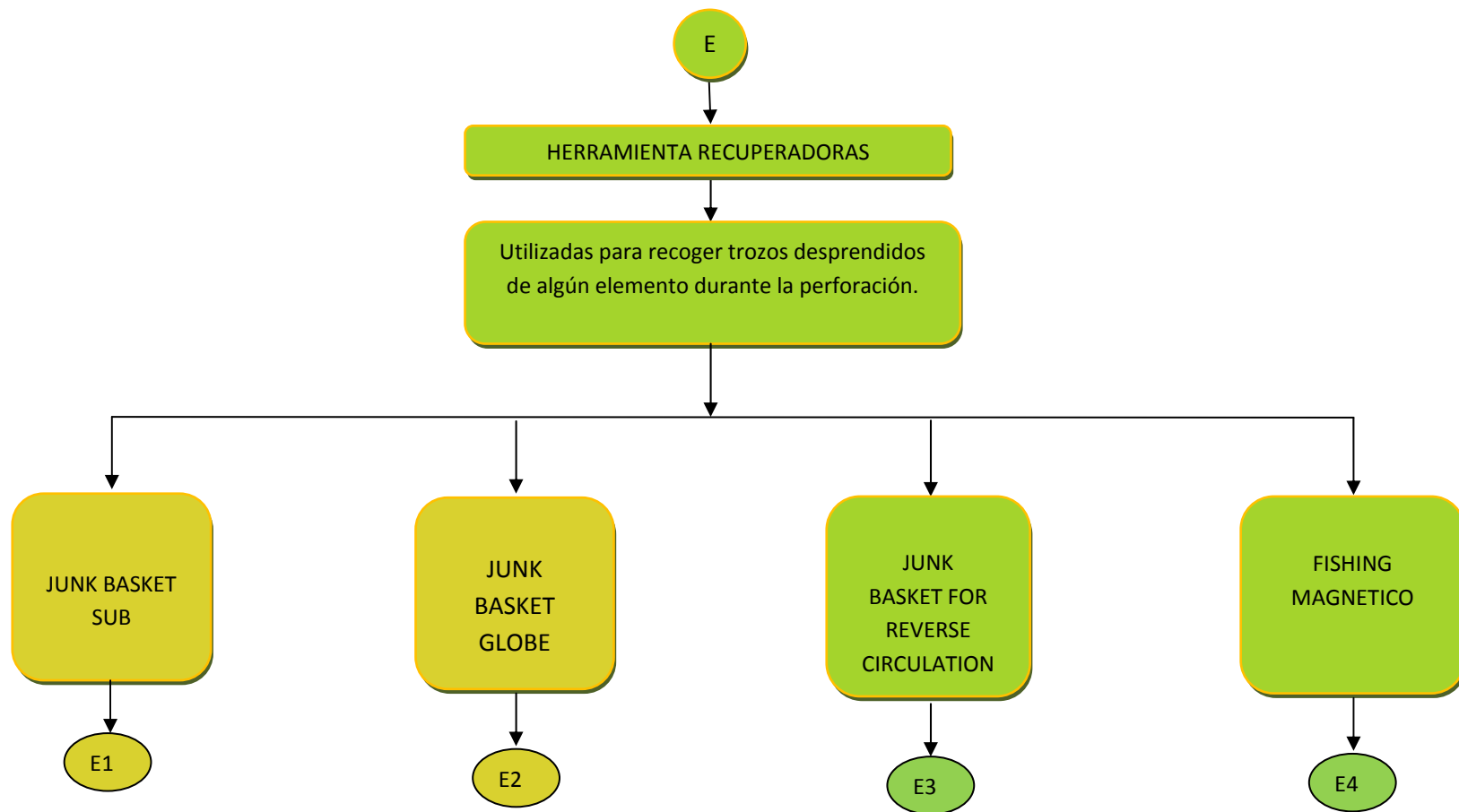


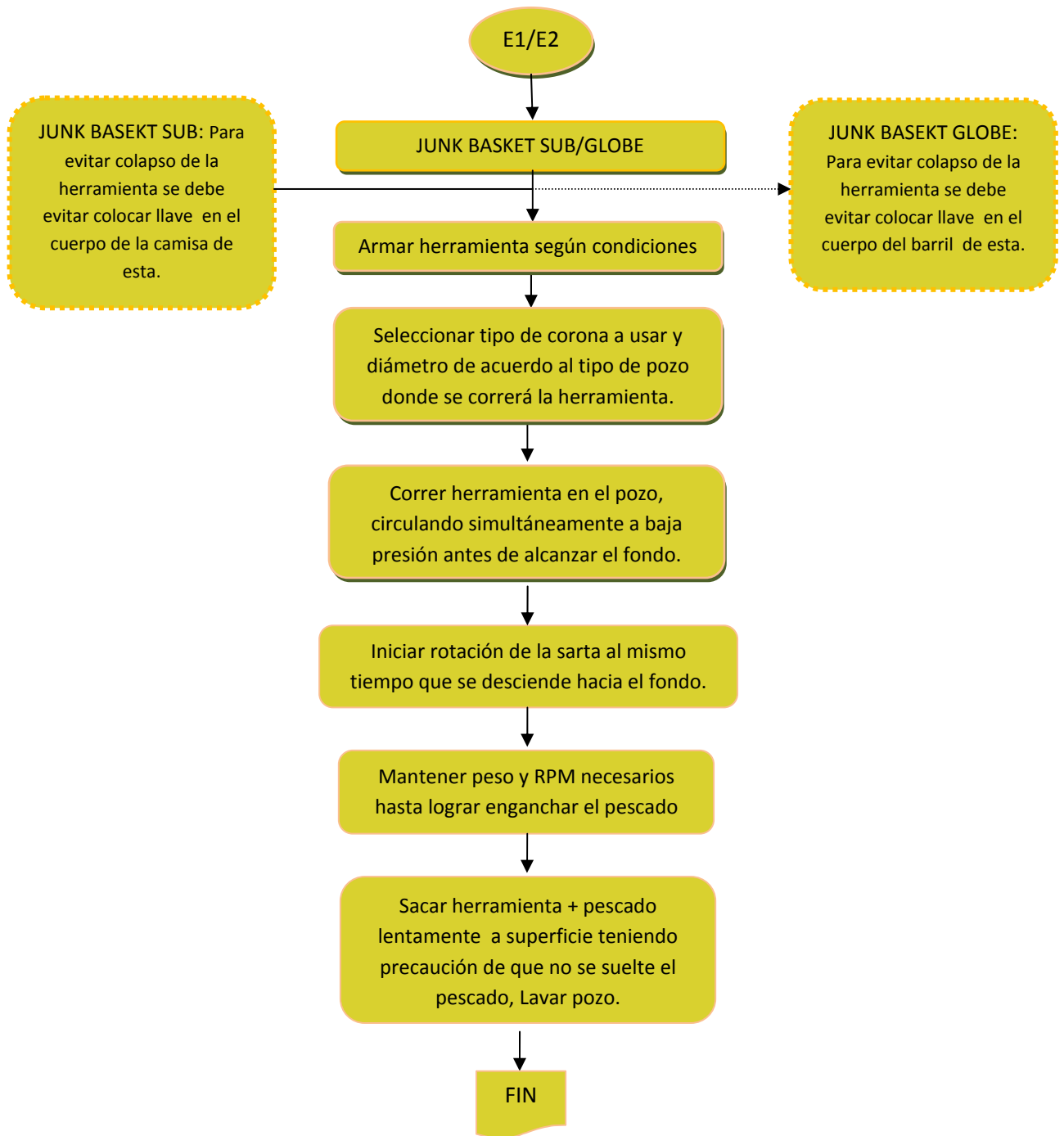












## 2. PRINCIPIOS BÁSICOS DE LA PRESIÓN.

El análisis y estudio de presiones se hace necesario para el entendimiento del comportamiento de éstas en los diferentes escenarios que tiene cabida en la ingeniería de petróleos y los métodos para el control de pozos.

Teniendo en cuenta que la presión representa un parámetro muy importante en el comportamiento del yacimiento y operaciones; en este capítulo se realizará un enfoque de las diferentes maneras de su influencia.

### 2.1. DEFINICIÓN.

Cuando se aplica una fuerza sobre un cuerpo deformable los efectos que ésta provoca dependerán no sólo de la intensidad, sino de cómo se reparta sobre la superficie del cuerpo.

El cociente entre la intensidad **F** de la fuerza aplicada perpendicularmente sobre una superficie dada y el área **A** de dicha superficie se denomina el escalar presión:

$$P = \frac{F}{A} \quad (1)$$

La presión representa la intensidad de la fuerza que se ejerce sobre cada unidad de área de la superficie considerada. Cuando mayor sea la fuerza que actúa sobre una superficie dada, mayor será la presión, y cuando menor sea la superficie para una fuerza dada, mayor será entonces la presión resultante.

Si la fuerza aplicada no es normal a la superficie sobre la que actúa, es decir, el ángulo formado con esta es diferente de 90° entonces se considera solamente la componente perpendicular a esta fuerza y la presión entonces se expresaría:

$$P = \frac{F * \text{sen}(\theta)}{A} \quad (2)$$

## 2.2. PRESIÓN HIDROSTÁTICA.

Es la presión que ejerce un fluido en reposo sobre el fondo de la superficie que lo contiene y sobre la superficie de cualquier objeto sumergido en él. Esta presión, provoca, en fluidos en reposo, una fuerza perpendicular a las paredes de la superficie contenedora o a la superficie del objeto sumergido sin importar la orientación que adopten las caras. En un líquido que fluye, las fuerzas resultantes de las presiones ya no son necesariamente perpendiculares a la superficie, estas varían con la posición.

Como esta presión depende del peso del líquido, la presión hidrostática depende de: la densidad del líquido, gravedad, profundidad y el lugar donde se mide la presión.

$$PH = \frac{\text{PesodelaColumna}}{\text{Area}} = \frac{(\text{Densidad} * \text{Area} * \text{Altura})}{\text{Area}} \quad (3) = \text{Densidad} * \text{Altura}$$

La unidad usada para medir la presión hidrostática depende del sistema de medida seleccionado. Los parámetros de conversión son usados para expresar los datos uniformemente en cualquier sistema dado. Por lo general, en la industria petrolera se calcula en lb/gal (libras por galón). La fórmula para calcular la presión hidrostática es la siguiente:

$$PH = \text{Factorconversion} * \text{PesodelLodo} * \text{ProfundidadVerticalVerdadera} \quad (4)$$

El factor de conversión utilizado en la industria petrolera es el correspondiente al sistema inglés y proviene de la necesidad de convertir un peso del lodo expresada en lb/gal y una profundidad expresada en pies, a una presión expresada en lb/ pg<sup>2</sup>

De esta manera el factor de conversión es obtenido de la siguiente manera y redondeado a un valor efectivo de 0.052.

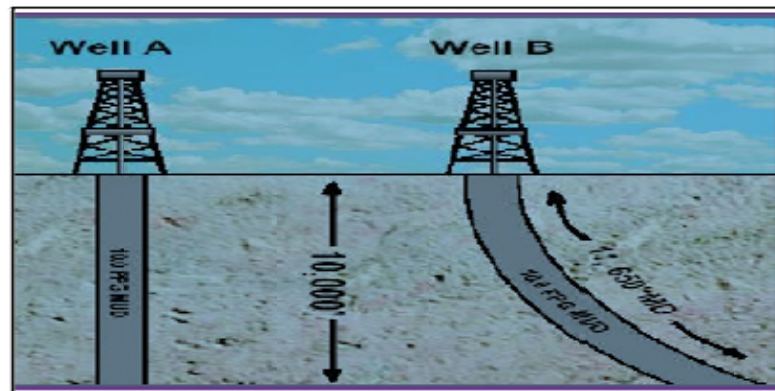
$$PH \left( \frac{lb}{pg^2} \right) = \left( \frac{lb}{gal} \right) \left( \frac{1 gal}{231 pg^3} \right) \left( \frac{12 pg}{1 pie} \right) * MW \left( \frac{lb}{gal} \right) * TVD(pies)$$

$$PH \left( \frac{lb}{pg^2} \right) = 0.052 * MW \left( \frac{lb}{gal} \right) * TVD(pies) \quad (5)$$

Las pérdidas por presión se dan cuando se requieren vencer la fricción entre el fluido y la superficie del medio sobre el cual se mueve (medio poroso o conducto tubular). Esta pérdida es independiente de la presión hidrostática y de la presión impuesta en superficie y depende únicamente de las propiedades del fluido, dimensiones de la tubería y rata de flujo sin depender del ángulo o profundidad de la tubería.

La profundidad vertical verdadera (TVD) es la distancia medida en línea recta desde la superficie hasta el fondo del pozo.

Figura 29. Profundidad vertical verdadera vs. Profundidad media



Fuente: *Well control school*. Manual de Control de Pozos. 2003. 2-33p

### **2.3. PRESIÓN DE FORMACIÓN (PF).**

La presión de formación es aquella presión que ejerce los fluidos contenidos en el espacio poroso de un yacimiento o de una formación de interés. La función principal de la presión hidrostática (PH) ejercida por la columna del fluido es contener las presiones de formación que se encuentran en el yacimiento o formación mientras se perfora o se completa el pozo.

Mantener el equilibrio hidrostático en el fondo del pozo es el objetivo más importante en el control primario.

Existen tres tipos básicos de presión de formación: Presión de formación normal, presión de formación anormal y Presión de Formación Subnormal.

#### **2.3.1. Presión de Formación Normal.**

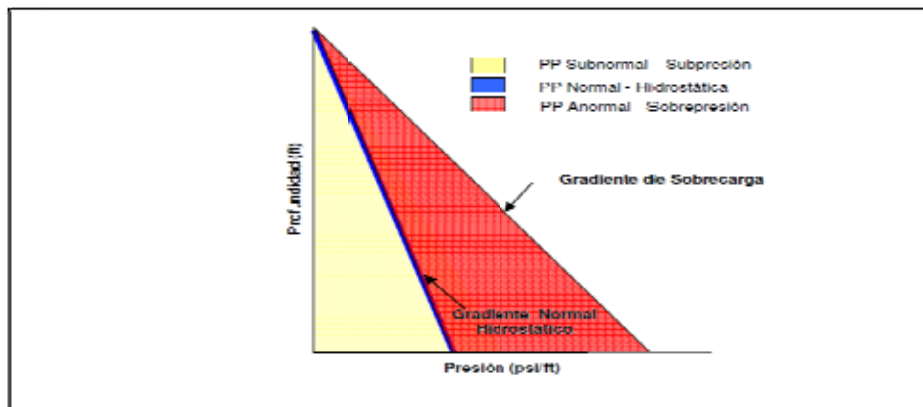
Puede ser definida como la presión contenida en los poros de la roca producida por la columna hidrostática del agua que va desde la superficie hasta la profundidad considerada.

Al depositarse capa tras capa, el peso que ejercen los sedimentos de las capas infra-yacentes compactadas de manera normal, soportan el peso de las capas superiores. Cuando la compactación ocurre, el agua asociada a los sedimentos empuja hacia afuera y encuentra caminos que la regresan a la superficie o al fondo. La presión de ese fluido tiene su propio peso: presión hidrostática.

El agua connata que compone una columna de agua dulce producida en ambientes de depositación continental, pesa aproximadamente 8,33 ppg, ejerce una presión de 0,433 psi/ft ( $0,052 \times 8,33$ ) y tiene una gravedad específica de 1.0 y se cataloga como agua fresca. Si el agua de la columna está afectada por la

concentración de sólidos disueltos, producida en ambientes de deposición marina, por ejemplo, en una concentración de 80000 ppm de NaCl, el peso será aproximadamente 8,94 ppg, ejercería una presión 0,485 psi/ft (0,052\*8,94) y tendría una gravedad específica de 1.073 (8.94/8.33).

Figura 30. Clasificación de la presión de poro



Fuente: *Well control school*. Manual de Control de Pozos. 2003. 3-27p

El gradiente de presión es una expresión que define el incremento en la presión por unidad de profundidad y es afectado por la concentración de sal en la densidad de fluido de la columna.

$$G_P = \frac{P_N}{D} = 0.052 * MW \quad (6)$$

Donde:

$G_P$ : Gradiente de presión (psi/ft)

$P_N$ : Presión normal. (Psi.)

$MW$ : Densidad del fluido que controla la presión normal (ppg.)

$D$ : Profundidad del medio poroso (ft)

En la **Tabla 3** se puede observar los gradientes de presión típicos.

Tabla 3. Gradientes de Presión Típicos

Fluido	Densidad (lb/gal)	Gradiente de Presión (psi/pie)
Agua dulce	8,335	0,433
Agua de mar	8,55	0,444
Agua salada (100.000 ppm)	8,95	0,465
Agua salada saturada(10 lb/gal)	10,0	0,520
Lodo de 16 lb/gal	16,0	0,832

Fuente: Autores

### 2.3.2. Presión de Formación Subnormal.

Se presenta cuando la presión de formación es menor que la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido (lodo/salmuera). El gradiente de formación es considerado menor que el gradiente normal.

Esta presión es preocupante desde el punto de vista del control de pozo, porque puede causar pérdidas de circulación dentro del pozo. Al experimentar una pérdida de circulación, el nivel de fluido en el pozo se reduce. La pérdida longitudinal de la columna en la parte superior de ésta, ocasiona una reducción de la presión hidrostática a través del pozo.

### 2.3.3. Presión de Formación Anormal.

Se consideran como presiones de formación mayor a las presiones de formación que se encuentran normalmente a una profundidad dada. Esto indicará que las

presiones de formación anormales son mayores a la presión hidrostática de una columna llena de fluido; es decir que el gradiente de formación es mayor que el gradiente normal y esta se encontrará limitada por la presión de sobrecarga.

**2.3.3.1. Causas de las Presiones de Formación Anormal.** Las presiones de formación anormal han sido registradas tanto a profundidades de pocos cientos de pies como a mayores de 26000 ft. Sin embargo, estas se desarrollan principalmente en dos escenarios como lo son:

- ✓ Áreas tectónicamente activas con reciente plegamiento compresional.
- ✓ En capas espesas de sedimentos jóvenes que se depositaron rápidamente.<sup>25</sup>

Las causas de presiones anormales, por consiguiente, depende en gran parte de la historia geológica del área, tales como:

- ✓ Efectos de compactación
- ✓ Efectos genéticos de la roca
- ✓ Efectos de la densidad diferencial.
- ✓ Efectos de migración de fluidos.

## **2.4. MÉTODOS PARA PREDECIR PRESIONES DE FORMACIÓN.<sup>26</sup>**

El conocimiento y control de la presión de los fluidos que se encuentran dentro de los espacios porosos de las formaciones es un parámetro crucial que se requiere manejar para determinar la existencia de presiones anormales en el pozo y la profundidad a la que se encuentra.

---

<sup>25</sup> POSTON et al., 1997

<sup>26</sup> Muñoz, D. M. Técnicas en la predicción y monitoreo de geopresiones, *Knowledge Systems Inc.* Stafford. Texas 2005. 22p.

La existencia de presiones anormales durante la ejecución de cualquier actividad en el pozo, es un indicio de que esta requiere atención inmediata ante cualquier posible evento de patada o reventón del pozo; donde se debe actuar de forma inmediata y eficaz ante esta anomalía para evitar riesgos al personal y equipo presentes en la operación.

La medición directa de la presión de formación es costosa y se puede realizar solo cuando el pozo ya se encuentra perforado, este tipo de prueba se realiza generalmente cuando se analiza la formación productora y aun así no se realiza en todos los pozos del campo. Es por esto que se recomienda que el ingeniero de perforación evalúe la presión de formación a lo largo de la trayectoria del pozo por métodos indirectos.

En su mayoría los métodos empleados para detectar presiones anormales de formación se basan en el hecho de que las formaciones con presión de formación anormal tienden a presentar menor grado de compactación que las formaciones con presión normal a profundidades similares. De esta forma, cualquier parámetro que refleje cambios en la tendencia de porosidad puede utilizarse como demostrativo de presión de formación anormal. Generalmente la porosidad o un parámetro dependiente de ella es cuantificado y graficado en función de la profundidad.

En las formaciones con presión de formación normal suele observarse una tendencia clara de disminución de la porosidad con respecto a la profundidad. Un cambio en esta tendencia puede ser señal de la existencia de zonas de presión de formación anormal, la zona que se encuentra sobre la profundidad de presión de formación anormal es llamada zona de transición<sup>27</sup>.

---

<sup>27</sup> URIBE, Rodolfo; SOLANO, Yully. Predicción de la Presión de Poro en Problemas Relacionados con la Estabilidad de Pozo. Trabajo para optar por el título de Geólogo.: Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga 2005. 114p

Existen diversos métodos para estimar la presión de poro de las formaciones. Tradicionalmente estos métodos se agrupan dependiendo del momento en que es posible utilizarlos así:

- a. Métodos antes de la perforación
- b. Métodos durante la perforación
- c. Métodos posteriores a la perforación.

La utilización de estos métodos se hace generalmente teniendo como base la ecuación de Eaton.<sup>28</sup>

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[ \frac{S}{D} - \left( \frac{P}{D} \right)_n \right] \times f^\alpha \quad (6)$$

Donde:

$\frac{P}{D}$  = Es el gradiente de presión de poro de la formación, medido en (Psi/pie)

$\frac{S}{D}$  = Es el gradiente de presión de sobrecarga o presión litostática, medido en (Psi/pie)

$\left( \frac{P}{D} \right)_n$  = Es el gradiente normal de presión de poro, medido en (Psi/pie.)

$f^\alpha$  = Es un parámetro de ajuste.

#### **2.4.1. Método Antes De La Perforación.**

Los métodos de predicción de presión antes de la perforación se utilizan en los casos donde no se encuentran pozos previos de donde tomar información de registros o eventos durante la perforación. El método que tiene mayor aceptación

---

<sup>28</sup> Eaton, B. A. The equation for geopressure prediction from well logs. SPE 5544 (Society of Petroleum Engineers of AIME, 1975).

es el método sísmico que generará un mapa ó cubo de velocidades según sea sísmica 2D o 3D, con estos datos de velocidades se calculan las velocidades de intervalos para finalmente obtener una ecuación que represente la tendencia normal de registro Pseudosónico y generar el cálculo de presiones.

#### 2.4.2. Métodos Durante La Perforación.

La metodología utilizada durante la perforación para calibrar los perfiles de Presión de poro involucra la aplicación del método de Eaton a partir de parámetros operacionales. Esta metodología es conocida como método del exponente “d”.

En este caso, el parámetro de ajuste  $f^\alpha$  de la ecuación base de Eaton, no es un dato de registros eléctricos, sino básicamente los parámetros de perforación ROP, WOB, RPM, etc. De ahí que se conozca como el Método del Exponente “d”, porque depende de la *drillability* (*perforabilidad*) y su valor es adimensional.

#### 2.4.3. Métodos Después De La Perforación

Los métodos que pueden ser utilizados después de contar con información de pozos perforados son los denominados métodos después de la perforación. El procedimiento de estimación del perfil de presión de poro con datos de registros de pozo utilizado se basa en la correlación de Eaton, utilizando el parámetro de ajuste  $f^\alpha$  el cual es determinado teniendo en cuenta los datos obtenidos de los registros disponibles.

✓ Registros Resistivos:

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[ \frac{S}{D} - \frac{P_n}{D} \right] \times \left[ \frac{r_o}{r_n} \right]^{1.2} \quad (7)$$

Donde

$r_o$  =Es la resistividad observada.

$r_n$  =Es la resistividad de la zona normalmente presionada.

✓ Registros de Conductividad:

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[ \frac{S}{D} - \frac{P_n}{D} \right] \times \left[ \frac{C_N}{C_o} \right]^{1.2} \quad (8)$$

Donde:

$C_N$  =Es la conductividad observada.

$C_o$  = Es la conductividad de la zona normalmente presionada.

✓ Registros sísmicos o sónicos:

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[ \frac{S}{D} - \frac{P_n}{D} \right] \times \left[ \frac{T_N}{T_o} \right]^{3.0} \quad (9)$$

Donde:

$T_N$  Es el tiempo de transito observada.

$T_o$  Es el tiempo de transito de la zona normalmente presionada.

Como proceso general para la predicción de la Presión de poro, una vez analizado el registro es el siguiente:

- a. Se establece una ecuación que represente la tendencia Normal del registro analizado con la profundidad teniendo en cuenta los criterios para trazar líneas de tendencia.
- b. Finalmente para generar el cálculo de presiones de poro, se utiliza la ecuación de Eaton, utilizando el  $f^\alpha$  calculado de acuerdo al registro analizado. Se debe tener en cuenta que el exponente del factor  $f^\alpha$  es propio de cada cuenca y debe ser calibrado a medida que se obtengan datos reales de presión de poro.
- c. Calibración del perfil de presión de poro generado.

## **2.5. PRESIÓN ESTÁTICA DEL YACIMIENTO. PWS**

Es la presión que se alcanza a través del tiempo al igualar la presión del yacimiento cerrando eventualmente todos los pozos productores del campo. Esta igualación es causada por el flujo de fluidos desde áreas de altas presión hacia áreas de bajas presión.

Debido a que no es lucrativo el cierre de los pozos para la medición de la presión estática del yacimiento, en la práctica es raramente hecha esta medida. En cambio, la presión estática de fondo ( $P^*$ ) es medida frecuentemente. Esta medición se hace simplemente cerrando un pozo en particular (Los demás pozos del campo se mantienen produciendo mientras esta operación) y registrando la presión del fondo del pozo continuamente o a intervalos hasta que se estabilice o tienda a estabilizarse. Esta presión  $P^*$  se aproxima muy bien a la presión estática del yacimiento,  $P_{ws}$ .

## 2.6. PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO (BOTTON HOLE PRESURE, BHP)

Se puede definir como la presión de formación en la cara de pozo productor; aunque también es definida como la suma de la presión impuesta en superficie, la cabeza hidrostática (PH) de cualquier fluido en el hueco y la pérdida de presión por fricción al fluir pozo arriba ( $\Delta P_f$ ).

$$P_{wf} = P_{sup} + PH + \Delta P_f \pm \left( \frac{\text{pistoneo}}{\text{surgencia}} \right) \quad (10)$$

Donde:

$P_{wf}$  : Presión de fondo del pozo (lb/in<sup>2</sup>)

$P_{sup}$  : Presión de cierre superficial en TP o en TR (lb/in<sup>2</sup>)

$PH$  : Presión hidrostática de los fluidos en el fondo del pozo (lb/in<sup>2</sup>)

$\Delta P_f$  : Pérdidas por fricción en el espacio anular (lb/in<sup>2</sup>)

(Pistoneo/surgencia): Variación de presiones causadas por el movimiento de tubería, al introducirla o sacarla. (Lb/in<sup>2</sup>)

Como la presión diferencial es conocida como aquella diferencia entre la presión de formación y la hidrostática, el diferencial será positivo si la presión hidrostática es mayor que la presión de formación y en caso contrario será negativa. La presión diferencial positiva se conoce como “*Sobre-balanceada*”, mientras que la presión diferencial negativa se conoce como “*Bajo Balanceada*”.

## 2.7. PRESIÓN DE FRACTURA.

Definida como el esfuerzo compresivo que se debe ejercer sobre una formación para vencer su resistencia estructural, superar la presión interna de los fluidos en

ella contenidos, por encima de su límite elástico para crear en ella canales horizontales o verticales por los cuales se fugan los fluidos de trabajo en el pozo.

Cuando se encuentra presiones de formación anormales la densidad del lodo inyectado al pozo debe incrementarse para mantener la presión de la columna hidrostática dentro del agujero por encima de la presión de formación y así evitar el flujo de fluidos desde la formación al interior del pozo. Al controlar las presiones de formación a profundidades mayores la densidad del lodo puede incrementarse al grado de fracturar o romper las formaciones más someras y más expuestas y que aún no cuentan con el revestimiento. Por lo tanto existe una densidad máxima de peso de fluido que puede tolerarse en ciertos intervalos. Esto significa que existe una profundidad máxima que presenta un grado óptimo de aceptabilidad al peso de los fluidos donde no se generará presiones anormales sin que se haya necesidad de cementar la TR.

La presión de fractura depende básicamente entre otras variables de:

- a. Tipo de roca.
- b. Composición química.
- c. Profundidad.
- d. Porosidad.
- e. Grado de compactación.
- f. Tipos de fluidos contenidos.
- g. Saturaciones.
- h. Tipo de estructura sedimentaria.
- i. Presión de sobrecarga.

Una vez conocida la presión de fractura puede establecer el gradiente de fractura que se establece como la presión en psi. Por pies de profundidad que debe ejercer una columna de fluido para provocar rupturas en la roca.

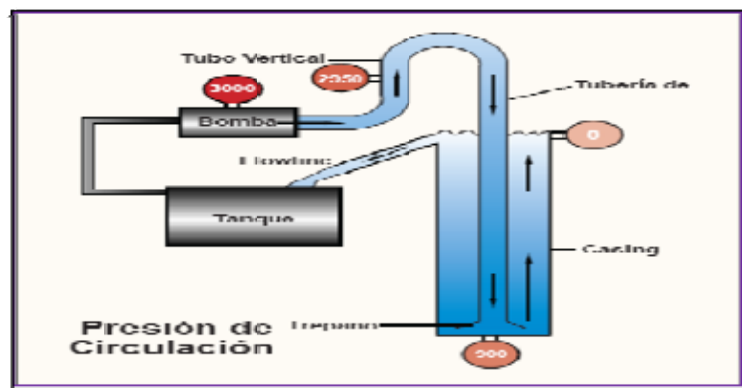
Si la presión hidrostática (PH) es mayor que la presión de formación ( $P_f$ ) entonces ocurrirá la fractura del yacimiento o formación.

## 2.8. PRESIÓN DE CIRCULACIÓN.

Para empezar a circular un fluido se requiere vencer la resistencia al movimiento que este ejerce, es decir, se requiere vencer su fricción. Es entonces necesario aplicar una fuerza o presión, para superar dicha resistencia. La cantidad de fricción presente para ser superada depende de muchos factores, tales como la densidad o peso, tipo y rugosidad de las superficies en contacto, área de las superficies, propiedades térmicas y eléctricas de las superficies, y la dirección y velocidad de los objetos.

Las pérdidas de presión pueden ocurrir en el sistema de circulación, tales como cuando es ajustado el estrangulador para mantener la contrapresión en el *casing* durante las operaciones de control de pozo, las pérdidas de presión más altas ocurren en la columna de la tubería y en las restricciones tales como las boquillas del trépano.

Figura 31. Pérdidas de presión por fricción



Fuente: *Well control school*. Manual de Control de Pozos. 2003. 1-16p

Cuando se está circulando el pozo, la presión en el fondo del pozo se aumenta en función de la fricción que se necesita superar en el anular. Al estar las bombas paradas, la presión en el pozo se reduce ya que no existe fricción a ser superada.

La contrapresión o presión ejercida en el estrangulador, aumenta la presión de fondo. La presión hidrostática de la columna de fluidos constituye la mayor parte de la presión, pero la presión que se requiere para mover el fluido también actúa sobre las paredes y es inversamente proporcional al diámetro del pozo. Es así que la presión del estrangulador o contrapresión puede ser estimada sumándole todas las presiones conocidas que actúen sobre o en el fondo.

La presión de fondo puede ser estimada durante las siguientes actividades.

- ✓ **Pozo Estático:** No se presenta movimiento de fluido. La BHP es igual a la presión hidrostática del fluido en el anular del pozo más la presión que exista en el *casing* en superficie.
- ✓ **Circulación Normal:** La BHP es igual a la presión hidrostática del fluido más las pérdidas de presión por fricción en el anular.
- ✓ **Circulación con Cabeza Rotativa:** En este caso la BHP es igual a la presión hidrostática del fluido más las pérdidas de presión por fricción en el anular, más la contrapresión de la cabeza rotativa.
- ✓ **Circulación de una Surgencia al exterior del Pozo:** La BHP es igual a la presión hidrostática del fluido más las pérdidas de presión por fricción en el anular, más la presión en el estrangulador (*casing*).

### 3. SURGENCIAS Y REVENTONES: PARÁMETROS, IDENTIFICACIÓN Y MÉTODOS DE CONTROL.

Las operaciones de control de pozos buscan evitar el influjo de fluidos de la formación hacia el pozo y que esto conlleve a un reventón. Conocer por que los pozos arremeten, y tener la habilidad para buscar y evaluar los indicios que desde la superficie muestran las posibles ocurrencias de un descontrol, aumentara substancialmente la probabilidad de éxito en el control de un pozo.

Pronosticar el costo que acarrearía un reventón es difícil, sin embargo puede afirmarse que representan un alto costo tanto en pérdidas humanas como ambientales y de equipo.

#### 3.1. SURGENCIA<sup>29</sup>

Se determina como surgencia a la entrada no deseada de fluidos de la formación dentro del pozo. Si se reconoce este evento y se controla a tiempo esta puede ser manejada y eliminada del pozo de forma segura, al contrario si se deja proseguir este evento puede tornarse incontrolable y es lo que se conoce como reventón o "*Blowout*", es por ello que es razonable utilizar todo los métodos posibles para detectar y prevenir este tipo de evento.

La mejor forma de evitar un surgencia es que el fluido de control sea lo suficientemente pesado para controlar las presiones de formación, y suficientemente liviano para que se pierda circulación. Existen procedimientos para predecir las presiones de formación que son útiles para evitar surgencias, entre los cuales se encuentran:

- a. Información sísmica, geológica e historia del pozo.

---

<sup>29</sup> WSC-WELL CONTROL SCHOOL. Manual de Control de Pozos. 2003. Capitulo 3.

- b. Indicadores obtenidos durante la perforación.
- c. Perfiles de pozos obtenidos por medio de *wireline*.

Una surgencia puede ocurrir en cualquier momento en que no se ejerza un suficiente control de la presión de formación, es por ello que se debe reconocer e identificar ciertas señales que la advierten para tomar medidas del caso.

Para determinar una surgencia en su etapa temprana, se debe conocer los indicadores que advierten que el pozo está fluyendo; si se observa una o más de las siguientes señales se debe dar por sentado que el pozo está fluyendo y se debe iniciar los procedimientos de control; sin importar que en algunas regiones las señales indicadoras de surgencia consideren que son normales para el área, aun así se deben ejercer los procedimientos de control, siempre que el pozo está fluyendo hasta que se compruebe lo contrario.

Las señales de advertencia más habituales son:

- ✓ Aumento en el caudal de retorno.
- ✓ Incremento en los tanques de inyección
- ✓ Rastros de gas/petróleo durante la circulación.
- ✓ Disminución/aumento en el caudal de retorno/bombeo
- ✓ Pozo fluyendo
- ✓ Llenado deficiente durante la sacada de tubería en el pozo
- ✓ El pozo no devuelve el desplazamiento correcto en la bajada de sondeo.

### **3.1.1. Aumento En El Caudal De Retorno.**

Un cambio en el caudal de retorno diferente al pre-establecido (constante) de inyección, advierte que el aumento en los fluidos de retorno son un aporte de la formación.

### **3.1.2. Incremento En Los Tanques De Inyección.**

Un aumento de aporte de fluidos de la formación produce que el volumen en los tanques de inyección aumente. Todos los tanques de circulación deben ser medidos y marcados para que se advierta rápidamente todo aumento adicional.

Cada vez que se aumente o disminuya la densidad del fluido se debe usar cantidades medidas y se debe notificar al personal involucrado. De tal manera se podrá y deberá registrar el aumento adicional correspondiente y el personal podrá advertir que el pozo está surgiendo si ocurre un exceso de ganancia en los tanques.

### **3.1.3. Rastros Gas/Petróleo Durante La Circulación.**

Un incremento abrupto advierte que existe la posibilidad de que el pozo esté aportando petróleo/gas debido a que no se está ejerciendo suficiente presión en la formación productiva. A medida de que mayor sea la cantidad de gas que ingrese y se expanda, la presión hidrostática continuará disminuyendo hasta permitir que el pozo comience a fluir.

Los rastros de gas/petróleo son indicadores de surgencia, por lo tanto es recomendable derivar la circulación a través del estrangulador, al menos con el fin de alejar el gas o petróleo de las cercanías del piso de la torre.

### **3.1.4. Disminución/Aumento En La Presión De Bombeo.**

La acumulación de los fluidos de formación suelen disminuir la densidad de la columna del fluido de control, disminuyendo la presión que dicha columna ejerce. Como resultado, se necesitará menos fuerza para mover una columna más liviana, y la presión de bombeo disminuirá. A medida que se disminuye la carga y esfuerzo

a la que se someten los motores del equipo aumentará la cantidad de embolada de la bomba y esta funcionará más rápido.

### **3.1.5. Pozo Fluyendo**

A medida que el pozo fluye, agrega fluidos de la formación que desplaza el fluido del pozo. Es por esto que el monitoreo del pozo debe ser constante, y debe haber comunicación para determinar si el pozo está fluyendo.

### **3.1.6. Llenado Deficiente Durante La Sacada De Tubería Del Pozo.**

La sacada de tubería del pozo es considerada uno de los momentos más peligrosos de las operaciones de un equipo y una de las causas más habituales de surgencia. Los factores contribuyentes incluyen: pérdida de presión de circulación, efecto de pistonéo al retirar la tubería, la sacada de tubería sin llenar el pozo, provocando que el nivel de la columna del fluido de control baje en el espacio anular, y el llenado insuficiente que disminuye la presión hidrostática; para contrarrestar estos factores es necesario mantener el pozo lleno, se debe llevar un registro de los tubos retirados vs. el volumen de líquido inyectado para llenar y se debe verificar visualmente que el pozo esté lleno.

Si el pozo se llena con menos fluido de lo calculado se debe suponer que el fluido de la formación está invadiendo el pozo, si en cambio se debe agregar más fluido de control y el pozo no se llena indica que hay una pérdida de fluido hacia el pozo.

### **3.1.7. El Pozo No Devuelve El Desplazamiento Correcto En La Bajada De Sondeo.**

A medida que se baja la tubería al pozo, el desplazamiento de fluido hacia afuera debe ser igual al desplazamiento del tubo. Si se hace descender la tubería

demasiado rápido puede ocurrir que se empuje el fluido dentro de una formación ubicada más abajo. El resultado puede ser un descenso de la columna de fluido y una disminución de la presión hidrostática. Si la presión de fluido desciende por debajo de la formación el pozo comenzará a fluir.

### **3.2. EQUIPOS PARA DETECTAR LAS SURGENCIAS.<sup>30</sup>**

Existen equipos comunes para la detección de las surgencias como lo son:

- ✓ Sensores en la líneas de flujo;
- ✓ Totalizadores de volumen ;
- ✓ Tanques de maniobras;
- ✓ Medidores de presión;
- ✓ Indicadores de torsión/arrastre.

Cuando hay una afluencia en el pozo, se desplaza más volumen al exterior de él, comparado con el desplazamiento del tubo. Esto se debe a la expansión del gas y/o a que el pozo está fluyendo.

Se debe enfatizar en efectuar las corridas de manera correcta. La diferencia del fluido desplazado hacia afuera del pozo y el desplazamiento de la tubería bajada revelará la existencia de un problema. Siempre se debe utilizar la medición del fluido que se está desplazando hacia afuera.

### **3.3. METODO DE CONTROL DE POZOS.<sup>31</sup>**

Una vez determinada y probada la surgencia se debe proceder a retomar el control del pozo. En la actualidad existen varios métodos para controlar y circular

---

<sup>30</sup> WSC-WELL CONTROL SCHOOL. Manual de Control de Pozos. 2003. Capítulo 4.

<sup>31</sup> WSC-WELL CONTROL SCHOOL. Manual de Control de Pozos. 2003. Capitulo 6-7.

un pozo en surgencia, todos estos métodos comunes de ahogo de pozos son esencialmente similares. Todos los métodos permiten que se circule fluido al interior del pozo mientras se domina la formación en surgencia y se evita la pérdida de circulación. La diferencia de estos mecanismos de control está en si se aumenta el peso de fluido o no y si se aumenta en qué cantidad aumenta.

Factores tales como la presión, la surgencia, ubicación de ésta, el tipo de equipo influyen en la elección del método apropiado para ahogar el pozo. La experiencia y el sentido común son dos factores importantes para la elección del método, ya que si se utiliza métodos incorrectos o arriesgados pueden ocurrir complicaciones y reventones.

Existen dos formas básicas de evitar una afluencia adicional. La primera consiste en mantener o ejercer suficiente “contra-presión” sobre la columna del fluido buscando igualar la presión de la formación. La segunda consiste en ejercer suficiente “contra-presión” y reemplazar el fluido que se encuentra en el pozo por uno lo suficientemente pesado que pueda dominar la formación.

Existen varios métodos para el control de pozos; sin embargo es importante recordar que cada pozo es único y por lo tanto se debe elaborar los planos para controlar el pozo y de contingencia en base a cada caso.

Entre los métodos más comunes de control de pozo en las operaciones de workover y servicio a pozos encontramos:

- ✓ Método “Esperar y Densificar”
- ✓ Método Concurrente
- ✓ Método Volumétrico de Control
- ✓ Inyección y Purga
- ✓ Bullheading (Inyección de Fluidos sin Purga)

Existen otros métodos de control como el Método del Estrangulador Bajo, Control Dinámico y de Ímpetu, estos métodos manejan técnicas específicas y más avanzadas.

### **3.3.1. Método de “Esperar y Densificar”**

Este método se utiliza después de cerrar el pozo luego de una surgencia. Es un método de presión de fondo constante lo que significa que luego de que se cierre el pozo, y hasta que se ahogue la presión de fondo debe mantenerse constante o debe apenas superar la presión de la formación. Además, este método es el que ahoga el pozo con mayor rapidez, y el que mantiene más bajas las presiones de fondo y de superficie. Para su aplicación se requiere buenas instalaciones de mezclado para densificar el fluido, una dotación completa y ayuda de supervisión.

<sup>32</sup>En las operaciones de workover la circulación del fluido de control es bombeado a través del casing y retorna por el tubing o viceversa. El pozo es circulado hasta que todo el gas y aceite es removido y el fluido de workover controla la presión del pozo.

Cuando el forzamiento no es posible (cuando las perforaciones están taponadas) el fluido debe ser bombeado dentro de la sarta de tubería hasta la presión deseada, entonces el pozo se debe cerrar por un periodo corto, para permitir la separación gravitacional de los fluidos del pozo. El aceite y gas llegarán al tope y el fluido de control irá al fondo. El aceite y gas son liberados reduciendo la presión en el tubing. El pozo se cierra hasta que el fluido de trabajo retorne y el ciclo se debe repetir hasta que muera el pozo.

---

<sup>32</sup> VILLABONA, José Alberto. Completamiento y Reacondicionamiento de Pozos. Centro. 1992

### **3.3.2. Método Concurrente.**

Este método implica la densificación del fluido presente mientras se circula. Es más complejo que otros métodos y ofrece pocas ventajas frente al método de “Espere y Densifique” por lo cual no es utilizado a menudo. Presenta una complicación adicional, puesta que se tiene dos o más densidades de fluido al mismo tiempo, lo cual dificulta los cálculos de la presión hidrostática del fondo del pozo.

Su principal ventaja reside en que se puede comenzar la operación de ahogo tan pronto como se registran las presiones de cierre; en vez de esperar a que el fluido de superficie sea densificado hasta alcanzar la densidad de ahogo, se comienza la circulación a un caudal reducido incrementando la densidad del fluido densificado de ahogo mientras se circula. La velocidad del incremento la determinará la capacidad de las instalaciones del equipo de mezcla.

### **3.3.3. Método Volumétrico de Control de Pozo.**

Este método relaciona el volumen del fluido y la presión en el anular. Es utilizado para corregir las variaciones de presión en el espacio anular durante la corrida de tubería bajo presión o para mantener constante la presión de fondo del pozo cuando no hay tubería en su interior.

Normalmente, se puede mantener constante la presión en el fondo del pozo monitoreando y manteniendo constante la presión de la tubería. Esto se logra descargando fluido por el estrangulador para reducir la presión de la tubería. Este método se puede utilizar si la tubería está tapada o si no hay tubería en el pozo, o no se puede monitorear la presión de la tubería.

### **3.3.4. Inyección y Purga**

Este método es utilizado cuando el fluido de la surgencia llega a la cabeza del pozo, cuando las aberturas de la tubería están tapadas, cuando hay un tapón de arena o de otra clase en la tubería donde no se puede realizar circulación; y las presiones altas de pozo alcancen los valores admisibles de la presión de cabeza de pozo.

En este método se bombea fluido al interior del pozo y se permite que “caiga” y que comience a aumentar la presión hidrostática dejando trascurrir un tiempo suficiente para que el fluido comience a ejercer presión hidrostática. Dado a que se le agrega presión hidrostática al pozo, se debe purgar la “contra-presión” en una cantidad igual al incremento de la presión hidrostática.

Para comenzar la inyección y purga se debe bombear fluido al pozo. Este fluido debe ser medido cuidadosamente, se debe calcular la longitud del fluido bombeado y una vez conocida ésta, se podrá estimar el incremento de presión hidrostática, y este valor será el valor a purgar en superficie.

### **3.3.5. Bullheading (Inyección de Fluidos sin Purga)**

Es una técnica habitual de ahogo de pozos en procesos de *Workover* en algunas áreas. Este método funciona cuando no hay obstrucciones en la tubería y se puede lograr la inyectabilidad dentro de la formación sin exceder ningún límite de presión. En este procedimiento los fluidos del pozo se bombean nuevamente al interior del yacimiento desplazando la tubería o el *casing* con una cantidad suficiente de fluido de ahogo.

En las operaciones de *Workover* este método obtiene aplicaciones limitadas y está sujeto a problemas tales como:

- a. Cuando los fluidos de la formación son de altas viscosidades puede resultar difícil y demorada;
- b. Se debe conocer las presiones de rotura por presión interior de tubería y de *casing* y no se les debe exceder. La utilización de esta técnica puede incluir la aplicación de una presión al *casing* para que la tubería no reviente.
- c. El gas puede provocar varios problemas de migración; si existe este problema se recomienda agregar viscosificadores al fluido de ahogo.
- d. Una baja permeabilidad de reservorio puede requerir que se exceda la presión de fractura.

Para la aplicación de estos métodos es necesario la utilización de unidades de inserción contra presión (Unidades de *Snubbing*) y de tubería flexible (*Coiled Tubing*); éstas unidades son especiales para el control de pozos y se aprovechan de los principios de deslizamiento. Ambas unidades pueden deslizarse e insertar contra presión.

Deslizamiento (*Stripping*) significa mover la tubería hacia adentro o hacia fuera de un pozo contra-presión, cuando el peso de la tubería es mayor que la fuerza que hay que superar. Esto se logra por medio de ensambles especiales de cuñas y gatos hidráulicos en las unidades de inserción con presión y por el cabezal del inyector de la tubería en las unidades de tubería flexible. Se mantiene el control de presión por medio de ensambles especiales de desplazamiento.

Una unidad de inserción contra presión (*Snubbing*) puede funcionar hasta los límites de las especificaciones del BOP. La única limitación es el esfuerzo para superar el área de la sección transversal de la tubería y la presión del pozo. Las

unidades de *Snubbing* se usan para las actividades correctivas debido al tamaño, portabilidad y capacidad de manejar cualquier presión inesperada.

La unidad típica de tubería flexible puede deslizarse con presiones de hasta 5000 psi.; en condiciones normales. Generalmente es corrida con una o más válvulas de la bomba, el cabezal de inyector de la unidad de tubería flexible provee la fuerza necesaria para mover la tubería adentro o afuera del pozo bajo presión.

Las unidades de *Snubbing* y de *Coiled Tubing* son utilizadas para deslizar la tubería adentro de la sarta de tubería que está produciendo y luego controlar el pozo. En los pozos donde la circulación no es posible en la tubería estas unidades pueden deslizarse adentro de la sarta, sacar la obstrucción y luego controlar la tubería y el pozo.

Se debe hablar e instruir a todo el personal involucrado acerca de los procedimientos y las operaciones realizadas por las unidades de inserción a presión. El personal no autorizado debe mantenerse lejos del área donde alguna de las unidades esté funcionando. Al igual que con cualquier operación especial, se requiere de supervisión apropiada. La empresa de servicios provee personal capacitado y experimentado para manejar dicha tarea, sin embargo, si surge alguna complicación, o si se usan técnicas que no son seguras o apropiadas, se deberá detener la operación hasta resolver las complicaciones.

<sup>33</sup>Una vez matado el pozo, se procede a desmontar y retirar el árbol, desasentar la sarta de producción y tumbar *tubing head spool*. Luego se instalará el sistema BOP y se inicia el trabajo dentro del pozo. Al finalizar las labores dentro del pozo

---

<sup>33</sup> JIMENEZ, Jerson José; RIVERA, Juan Fernando. Evaluación Técnico Económica de los Trabajos de Workover, Mantenimiento y Varilleo en los Pozos del Campo Castilla de Ecopetrol-Gerencia Llanos. Trabajo de Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga.: Universidad Industrial Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2003. 76p - 80p.

se instala el cabezal de producción y se pone el pozo a prueba de producción y se pone el pozo a prueba de producción. Por último se realiza un informe de las operaciones realizadas y se archiva en el file del pozo.

Si se llegase a presentar un amago de reventón al realizar el desmonte y retiro del árbol, sarta de producción y *tubing head spool*, el riesgo de materializarse será mayor, debido al que el sistema de control de presión en el pozo está desmantelado, por esta razón, para proceder con esta operación se debe asegurar completamente que el pozo está controlado o muerto. Generalmente se recomienda esperar por lo menos media hora desde el momento en que se estabiliza y balancea las columnas. ( $P_{CSG}=0$ ,  $P_{TBG}=0$  psi) antes de continuar con el desmonte y retiro del árbol.

Este procedimiento se aplica en la fase final del workover, cuando después de realizar la operación requerida en el pozo se reinstala el *tubing head spool*, *tubing hanger*, y árbol de navidad.

Si se presenta amago de reventón cuando el pozo se encuentra sin preventoras y sin árbol debido al desmonte de este último el riesgo de presentarse un reventón es más alto, debido a que no se cuenta con ningún sistema de protección en el pozo. Para controlar esta situación es necesario evaluarla rápidamente y decidir si montar las preventoras o reinstalar el árbol de navidad. Esta decisión depende del tipo de árbol y preventoras presentes en el trabajo, de tal forma que, la mejor decisión estará orientada hacia la que mayor facilidad y menor tiempo de operaciones requiera.

### **3.4. COMPARACIÓN DE LOS MÉTODOS DE CONTROL DE POZOS.**

Según la forma de matar el pozo, el método de esperar y pesar asume que el pozo se mata con una circulación; el método concurrente asume más de dos circulaciones de fluido de control en el pozo.

De los métodos más utilizados, el método de Esperar y Densificar es el que menos cantidad de presión de *casing* necesita y el que menos problemas presenta, debido al que el fluido de control llega al anular mientras que el flujo está aun en el pozo, donde el fluido de control más pesado ejercerá una presión hidrostática adicional en el fondo. El método concurrente permite valores más bajos de presión de *casing* que el método del Perforador, debido a que algo del fluido de control más pesado alcanza el anular antes que la burbuja de gas esté fuera del pozo<sup>34</sup>.

### **3.5. SITUACIONES ESPECIALES.**

#### **3.5.1. Surgencia Durante Un Viaje De Tubería.**

Solamente dos cosas pueden causar que un pozo fluya durante un viaje de tubería. Por el efecto de succión (*Swabeo*), o debido a una falla en la técnica de llenar el pozo con el fluido de control.

El *swabeo* se produce cuando la tubería sube demasiado rápido; creando una disminución de presión cuando el fluido de control no baja en el pozo con la misma rapidez con que se extrae la tubería.

---

<sup>34</sup> SIERRA, Martha Isabel. Técnicas de control y Prevención de Reventones en perforación y Workover. Trabajo para optar por el título de Ingeniero de Petróleos.: Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga 1989. 311p

Cuando la presión hidrostática del fluido de control es solamente poco superior a la presión de formación, la reducción de presión por succión favorecerá la entrada de fluidos de formación en el pozo.

El movimiento rápido de la tubería, un fluido de control de viscosidad y gel elevados y un espacio anular pequeño son los causantes de los cambios en la presión hidrostática y por consiguiente del *swabeo*.

El peligro de este efecto de succión es mayor cuando la tubería se encuentra cerca al fondo, y es este el momento en que se requiere la mayor precaución. Deberá medirse el volumen de fluido de control necesario para mantener lleno el pozo mientras se va sacando la tubería. Si resulta menor del volumen equivalente a la tubería sacada, se debe deducir que están infiltrándose fluidos en el pozo.

Si se constata succión, debe bajarse la tubería al fondo, el fluido de control contaminado debe eliminarse y se debe aumentar el peso de éste antes de reiniciar la sacada de sarta.

Para estar seguros de que no existe entrada de fluidos de formación, se debe determinar el volumen necesario para compensar la tubería sacada por medio de número de emboladas, o indicadores de nivel del tanque de fluido de control o tanque de viaje y confrontarlo con una tabla que indique los volúmenes requeridos de acuerdo con el tamaño de la tubería y el número de tubos sacados del pozo. Durante el viaje dentro del hoyo se deberá controlar el aumento de volumen en el pozo o en el tanque calibrado para cerciorarse de la exacta cantidad de fluido de control que se va desplazando.

La experiencia generalmente indica que un pozo puede llenarse cada 10 paradas para huecos de 8 <sup>5/8</sup>" y mayores; y cada 5 paradas para huecos menores de 8 <sup>5/8</sup>".

Pero si el *swabeo* en la zona es conocido, el pozo debe llenarse después de cada parada o posiblemente cada segunda parada.

Si se presenta una surgencia durante un viaje, ya sea mientras este subiendo la sarta, lo mejor que se puede hacer, es bajar la sarta lo más profundo posible dentro del orificio porque de esta manera se requerirá menos peso del fluido de control para matarlo.

La presión de superficie para contrarrestar la surgencia dependerá, en gran parte, de la rapidez en la maniobra de cerrar el pozo y retener la máxima cantidad posible de fluido de control dentro del hueco. Cuanto más fluido de control sea descargado y más alto se mantenga arriba del nivel normal en los tanques, más alta resultará la contrapresión que se utilizará en superficie para contener la presión de formación por medio de la columna de fluido reducida que ha quedado en el pozo.

Por lo tanto, el pozo no se le debe permitir fluir más de lo absolutamente necesario; y para prevenir esto se deben tener siempre a la mano preventores internos y la sarta en buenas condiciones. Si una válvula de contrapresión no estuviese incluida en la sarta, hay que colocarla inmediatamente en el espacio anular y abierto al máximo, o bien conectado a válvulas de gran diámetro. Si el espacio anular no fuese abierto al máximo, el flujo de fluidos desde la sarta aumentaría y sería difícil hacer la conexión.

Existe siempre el peligro de que la sarta sea empujada afuera del hueco. Los preventoras de ariete pueden sostener la sarta, pero los collares se deslizan a través de un preventor anular. Si los collares aparecen en superficie, hay que actuar enseguida para amárralos con cadenas. Si hay solamente un collar en el pozo, se puede cerrar el preventor de ariete para prevenir movimientos y cerrar el preventor anular para controlar la presión del pozo.

Si se alcanza a empujar la sarta hasta el fondo, manteniendo cerrado el preventor anular, se puede controlar el pozo usando solamente el fluido de control original; pero con una sarta más corta es necesario fluido de control más pesado.

### **3.5.2. Surgencia Sin Tubería En El Pozo.**

Este tipo de surgencia puede ocurrir cuando la cuadrilla se olvida del tanque del fluido de control, sobre todo si el hoyo estaba lleno e iba recibiendo el fluido en forma normal mientras se iba retirando la sarta; o cuando estaba ocupada cambiando algún elemento de la sarta o preparando otro viaje.

Este caso es muy peligroso, pues la única manera de conducir una operación para controlar el pozo es teniendo la tubería en el fondo o cerca del fondo del hoyo, por consiguiente lo más aconsejable es inyectar o bajar la tubería lo más cerca del fondo posible.

El método usado para retornar la tubería al fondo del hoyo, bajo presión y bajo su propio peso se llama “*Stripping*”. La tubería también puede sacarse fuera del hoyo en caso de que ocurra una fuga en ella misma durante las operaciones de control del pozo o que sea necesario para remover una obstrucción en la misma tubería.

Otro método de sacar y meter tubería bajo presión se llama “*Snubbing*”, operación que es a veces requerida. En ambos casos la presión de fondo se mantendrá constante, bien sea desalojando o añadiendo fluido por el anular.

En todos los casos se debe instalar una válvula de contra presión (“*Inside BOP*”) en la tubería que se vaya a regresar al fondo.

Si un volumen de fluido de control igual al volumen de la tubería que se inyecta es desalojado del hoyo a la misma tasa con que se inyecta la tubería, no habrá

cambio en la presión de fondo durante la operación. Por lo tanto para mantener la presión de fondo constante, se drena del anular una cantidad de fluido de control igual a la capacidad (+) el desplazamiento de la tubería a la misma tasa con que la tubería es arrastrada en hoyo.

## 4. MÉTODOS DE PREVENCIÓN DE POZOS: FLUIDOS DE CONTROL Y EQUIPOS.

### 4.1. FLUIDOS DE CONTROL (SALMUERA); FLUIDOS PARA OPERACIONES DE REACONDICIONAMIENTO DE POZOS.

Las salmueras son fluidos utilizados para las operaciones de terminación, intervención y reparación de pozos, es decir; trabajos de *Workover* o reacondicionamiento de pozos, estas no sólo son utilizadas para controlar las presiones de los fluidos de formación; si no a la vez buscan reducir o eliminar los diferentes tipos de daño de formación.

En la actualidad se utilizan dos clases de fluidos para la terminación e intervención de los pozos.

- ✓ Los fluidos libre de sólidos
- ✓ Los fluidos mejorados por sólidos.

Los fluidos libres de sólidos, son salmueras preparadas por dilución de sales en agua, como son, cloruro de sodio (NaCl), cloruro de potasio (KCl), cloruro de calcio ( $\text{Cl}_2\text{Ca}$ ), bromuro de calcio ( $\text{Br}_2\text{Ca}$ ), bromuro de zinc ( $\text{Br}_2\text{Zn}$ ), formiato de sodio ( $\text{CH}_2\text{OONa}$ ) y formiato de potasio ( $\text{CH}_2\text{OOK}$ ), la utilización de determinada sal depende de la densidad que se requiera para la salmuera y la capacidad inhibidora para el hinchamiento de las arcillas. A continuación se muestra una tabla relacionada con las diferentes salmueras y sus respectivos rangos de densidades.

Tabla 4. Tipos de Salmueras.

SALMUERA	RANGO DE DENSIDAD (ppg)
KCL	8.4 - 9.7
NaCl	8.4 - 10.0
CaCl <sub>2</sub>	8.4 - 11.6
NaBr	9.0 - 12.4
NaBr/KCl	8.4 - 10.0
KBr/KCl	8.4 - 10.9
NaBr/NaCl	8.4 - 12.7
NaCl/CaCl <sub>2</sub>	10.0 - 11.7
CaCl <sub>2</sub> /CaBr <sub>2</sub>	11.7 - 15.0
NaBr/ZnBr <sub>2</sub>	12.8 - 18.0
CaCl <sub>2</sub> /CaBr <sub>2</sub> /ZnBr <sub>2</sub>	15.2 - 19.2
CaCl <sub>2</sub> /ZnBr <sub>2</sub>	15.2 - 20.2

Fuente: RODRIGUEZ Alba Enith. Estudio de Control de Pozos Durante las Operaciones de mantenimiento y Workover en el campo Apiay y Castilla Nueva.117p.

#### 4.2. EQUIPO PARA CONTROL DE POZO

Una vez se haya utilizado la hidrostática de la columna de salmuera en el pozo como control primario; las preventoras de reventones junto el cabezal de pozo y al árbol de navidad, son métodos secundarios para el control de pozos. Por lo tanto, el diseño, ajuste y aplicación debe garantizar que la especificación de presión de cada componente puede contener las presiones máximas esperadas que se experimentarán durante la vida del pozo.

El cabezal de pozo está ubicado en superficie y es la base sobre la que se construye el pozo durante las operaciones de perforación. Este es diseñado para

soportar cargas de tensión de tubulares suspendidos, contener la presión, poseen capacidad de sellar a presión el pozo, aíslan el pozo del ambiente exterior, entre revestidores y formaciones de pozo; también mantienen la presión durante las operaciones de control de pozo, pruebas de pozo y períodos de cierre.<sup>35</sup>

Entre los tipos de cabezales podemos encontrar los de sistema convencional en carretel, sistemas de carretel compactos, sistema de suspensión en lecho marino y cabezal submarino del pozo. Cada uno contiene diferentes clases dependiendo del uso y ubicación y según los requerimientos propios del pozo.

#### **4.2.1. Preventoras De Reventones (B.O.P's)**

Existen dos clases de preventoras de reventones; las preventoras anulares (*Blowout Preventer*) y las preventoras de arietes (*Hydrill*), e independientemente del tipo tienen como funciones:

1. Cerrar el pozo.
2. Permitir escape de fluidos del espacio anular.
3. Permitir bombeo de fluidos al pozo.
4. Permitir el movimiento de la tubería hacia adentro o fuera del pozo.

**4.2.1.1. Preventoras Anulares (Blowout Preventer).** Válvula de gran tamaño, instalada sobre la cabeza del pozo y sobre las preventoras de ariete, forman un sello en el espacio anular entre la tubería y la pared del pozo, en caso de que no exista tubería es la que sella el pozo. (Ver **Figura 32**)

---

<sup>35</sup> AMEIVA Pilar, LOPEZ Bruno (et al): Curso de Control de Pozos.: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería.2009

Figura 32. Preventoras Anulares



Fuente: <http://www.ferreteraasturiana.com/productos.html>

La función específica de cada una de las preventoras anulares depende de su tipo, y cumple su función a la cual hace referencia mientras el pozo se encuentra bajo presión. Entre los tipos de preventoras anulares encontramos:

- a. BOP's rotativas;
- b. Escurridores (stripper) de tubería;
- c. Escurridores de cable de perfilaje;
- d. Escurridores de varilla;
- e. Prensaestopas
- f. Cabeza de circulación.

El *packer* contenido para la preventoras es lo suficientemente flexible como para expandirse y contraerse de manera tal que puede adecuarse al tamaño y forma del elemento que se encuentre en el pozo. Mientras se mantenga la flexibilidad, es importante asegurarse que las uniones de tuberías o cuplas, los portamechas y otras conexiones se extraigan lentamente para evitar una falla prematura del empaquetador.

Las preventoras se pueden accionar de forma manual, hidráulica o pueden poseer un empaquetador asegurado en forma permanente que se encuentre siempre

cerrado, dependiendo del tipo y modelo. Sin embargo, la mayoría de modelos están equipados con alojamientos para cuñas.

El empaquetador o elemento sellador, se encuentran en diferentes medidas y presiones nominales. Están hechos de caucho de alta ductilidad, este es modelado alrededor de una serie de lengüetas de acero, las cuales refuerzan y fortalecen el material utilizado.

Los empaquetadores *packer* más comunes están hecho de caucho natural, caucho nitrilo o neopreno. De esta manera son aptos para diferentes ambientes tales como: frío intenso, gas agrio y medios corrosivos.

El elemento sellador tiene como función evitar la comunicación entre las sartas del revestidor e impedir la exposición del sello de la brida a la presión del espacio anular.

Las ventajas presentadas por este tipo de preventora son:

- a. La sarta de tuberías de producción puede operar en oscilación aunque la preventoras se encuentre cerrada.
- b. Puede cerrarse sobre el vástago cuadrado o collares de la tubería.
- c. Si la preventora es cerrada sobre el vástago cuadrado, el cierre del pozo es más rápido.
- d. Funciona como compuerta maestra mediante el cierre completo

- e. Puede cerrarse en cualquier punto de una cadena ahusillada de perforación, líneas de achique, herramientas de registro ó a 80 – 90 pies de envoltura de las herramientas eléctricas de registro.

**4.2.1.2. Preventoras de Arietes (Hydrill).** Este tipo de preventoras derivan su nombre del cilindro hidráulico y flecha de ariete que accionan los bloques del ariete sellador. Existen cuatro tipos de bloques de arietes, los arietes de tubería, los arietes ciegos, los arietes de corte y los arietes de abertura variable, siendo los dos arietes de tubería y ciegos los más utilizados en operaciones de reacondicionamiento y varilleo. Los arietes de tubería son casi rígidos, están compuestas por bloques de acero que se recortan adecuándose alrededor del tamaño de la tubería que va a cerrarse. Los arietes ciegos cierran el pozo cuando ya no haya tubería en el mismo. En el recorte que cierra el ariete alrededor de la tubería, se encuentra una empaquetadura de caucho auto-alimentable. Además, en el extremo superior se encuentra un caucho similar que sella la parte superior del alojamiento del ariete en el cuerpo de la preventora y de esta manera aísla de presión el espacio anular. En el caso en que exista un tubo en el pozo al cerrarse la preventora de ariete ciego, dependiendo de la presión de cierre, la empaquetadura de goma puede colapsarse o aplastarse.

Figura 33. Preventora de Arietes



Fuente: [http://www.petroblogger.com/2010\\_09\\_01\\_archive.html](http://www.petroblogger.com/2010_09_01_archive.html)

Las preventoras de arietes se encuentran en diferentes medidas y presiones nominales. Este tipo de BOP's pueden estar constituidas por juegos manuales simples de solo un juego de arietes a múltiples juegos de estas. Las de arietes simples, pueden tener un vástago pulido que cierra al girar las manijas que se encuentran ubicadas a cada lado, permitiendo atornillar los arietes hacia adentro y alrededor de la tubería. Es posible encontrar conjuntos completos de múltiples arietes alojados en un único cuerpo y se operan por control remoto de presión hidráulica.

Los arietes de la mayoría de los sistemas BOP's son cerrados a través de pistones hidráulicos. El vástago de pistón está aislado de la presión del pozo por medio de sellos. Muchos arietes tienen un sello auxiliar plástico que puede energizarse para sellar sobre el vástago del pistón en caso de fallar el sello principal.

La mayoría de preventoras de ariete están diseñadas de manera que permita sellar la presión que proviene del lado inferior, es decir, es de tipo positiva,

presentando un tamaño de orificio fijo y debe desarmarse el estrangulador de flujo para cambiar el tamaño del niple reductor. Las preventoras de flujo ajustable se encuentran diseñadas con tamaños de orificios variables mediante algún tipo dispositivo externo. En forma general sin importar el tipo de configuración y diseño tienen como objetivo controlar el régimen de flujo, la presión del flujo a través del conductor, operar en la limpieza con chorro, imponer contrapresiones durante la circulación del pozo, eliminar daños y controlar el régimen de inyección de fluidos.

Algunos sistemas de cierre de BOP's de ariete utilizan un gato tipo tornillo para cerrar el preventor, sin embargo, las normas establecen que los sistemas de BOP's deben funcionar por sistema hidráulico. En caso de fallar el sistema, los arietes pueden cerrarse manualmente, a no ser que estén equipadas con un sistema hidráulico de traba de ariete. Una vez cerrados, la mayoría de arietes pueden ser asegurados por sistemas de cierre hidráulico o manuales por medio de volante.

## **5. IDENTIFICACIÓN, ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS EN OPERACIONES DE WORKOVER Y SERVICIO A POZOS**

En la industria del petróleo después de la perforación de pozos, las operaciones de workover y servicio a pozos representan alto peligro en la consecución de los trabajos para el logro de los objetivos de la operación.

Debido a la creciente necesidad de conocer y manejar los niveles de incertidumbre en la ejecución de las operaciones en las cuales se encuentran expuestos personal y equipo, es necesario identificar de manera subjetiva los diferentes riesgos presentados en las operaciones de workover y servicio a pozos.

Para estudiar el comportamiento de los riesgos es necesario predecir, y por ende, hacer inferencias acerca del comportamiento de elementos o situaciones objeto de análisis, buscando de esta manera realizar un proceso adecuado de gestión de riesgos, que consiste en tomar las acciones necesarias para mitigar, aceptar, evitar y aprovechar los factores críticos en búsqueda de garantizar seguridad en la ejecución de las actividades.

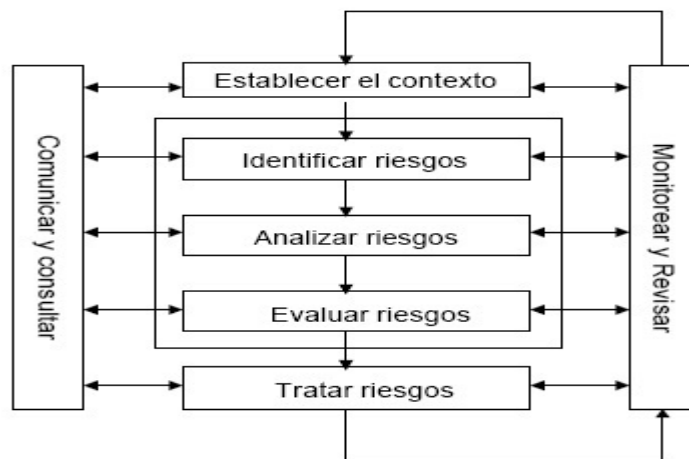
El propósito de la medición de riesgos se basa en brindar elementos de juicio que permita el mejoramiento de la calidad de las decisiones que afectan la viabilidad de las operaciones.

La identificación y evaluación de riesgos se hace indispensable para mejorar la prevención de pérdidas, el manejo de incidentes, mejorar la confianza de los interesados, establecer una base confiable para la toma de decisiones y por último cumplir con las exigencias legales y reglamentarias contempladas en las normas internacionales ISO 31000:2009 e ISO 31010:2009

Como consecuencia de lo anterior se debe establecer y mantener metodologías para la continua identificación de los peligros, la evaluación de riesgos y la implementación de las medidas de control necesarias para prevenir la ocurrencia de accidentes, lesiones y enfermedad ocupacional, garantizando en esta forma la integridad en las personas, instalaciones y ambiente de trabajo.

En este capítulo se presentará una estimación de los riesgos sujetos a las operaciones de workover y servicio a pozos; basados en la interpretación de las normas ISO 31010:2009<sup>36</sup> e ISO 31000:2009<sup>37</sup>; se desarrollara una metodología contemplada en la norma ISO 31010 que consiste en la elaboración de un listado conocido como *BRAINSTORMING*<sup>38</sup> donde se plasma los posibles riesgos que se puedan presentar en cada operación de workover tratada en este proyecto; una vez identificados se procede a analizar y evaluar estos riesgos.

Figura 34. Esquema de la Norma ISO 31000:2009



Fuente: [http://seguridadinformacioncolombia.blogspot.com/2010\\_05\\_01\\_archive.html](http://seguridadinformacioncolombia.blogspot.com/2010_05_01_archive.html)

<sup>36</sup> ISO 31010:2009. Gestión de Riesgos: Técnicas de Valoración de Riesgos.

<sup>37</sup> ISO 31000:2009. Risk Management Standard.

<sup>38</sup> ISO 31010:2009 Annex B01

LA NORMA ISO 31000:2009 fundamentalmente plantea la identificación, el análisis y el tratamiento de los riesgos presentes en el objeto de estudio(Figura 34) para de este modo darle un manejo integral al riesgo. Por esta razón se seguirá la metodología propuesta por esta norma con el fin de hacer una completa evaluación de los riesgos presentados en las operaciones de Workover y Servicio a Pozos desarrollados en este trabajo.

En la **Tabla 5** se analizan diferentes técnicas para la identificación de riesgos, utilizadas frecuentemente por diferentes compañías según la necesidad de identificación de riesgos.

Tabla 5. Técnicas de Identificación de Riesgos

TECNICA	DEFINICIÓN	ACTIVIDAD A LA QUE APLICA	MODO DE APLICACIÓN	COMO APLICAR	QUIEN LO APLICA
<b>HAZOP</b> Hazard and Operability Study	Identificación sistemática de peligros en el diseño y sistemas de operaciones.	Todas las Operaciones	Se emplea para nuevos diseños o importantes modificaciones de ingeniería.	Se emplean palabras claves para identificar desviaciones o peligros.	Trabajo de grupo que requiere facilitador con conocimiento de la técnica.
<b>PHSER</b> Project Health Safety and Environmental Review.	Identificar peligros, evaluar y controlar los riesgos de un proyecto desde su concepción hasta la puesta en servicio.	Todas las Operaciones.	Se adelanta de acuerdo con las fases del proyecto en las etapas de diseño y construcción.	Se emplea procedimientos RP 48-1 PHSER instituido por BP a nivel corporativo.	liderado por el Gerente del proyecto quien designa equipo de trabajo.
<b>AST</b> Análisis de Seguridad del Trabajo.	Identificar peligros y establecer medidas de control para prevenir accidentes, lesiones y enfermedades ocupacionales	Todas las Operaciones. Especialmente para los trabajos clasificados como de rutina y bajo riesgo.	Antes de iniciar actividades y en el sitio de trabajo.	Se sigue las indicaciones establecidas en la Práctica de Evaluación de Riesgos.	Liderado por el supervisor responsable con participación de los trabajadores involucrados.

TECNICA	DEFINICIÓN	ACTIVIDAD A LA QUE APLICA	DONDE/CUANDO APLICAR	COMO APLICAR	QUIEN LO APLICA
<p style="text-align: center;"><b>HAZID</b> Hazard Identification Study</p>	<p style="text-align: center;">Identificación a altos niveles de los peligros mayores</p>	<p style="text-align: center;">Todas las actividades</p>	<p style="text-align: center;">Se puede emplear en cualquier momento en los sitios de trabajo y para inspecciones programadas.</p>	<p style="text-align: center;">Enfatiza el auto reconocimiento de actos inseguros del personal que está ejecutando trabajos y acuerdos ASA con el personal involucrado en el desarrollo de acciones correctivas. Hace énfasis en el proceso de comunicación directa con el trabajador.</p>	<p style="text-align: center;">Gerentes y supervisores de primera línea. Requieren entrenamiento para el uso de la técnica.</p>
<p style="text-align: center;"><b>PANORAMA DE RIESGOS</b></p>	<p style="text-align: center;">Requerimiento de ley para identificar peligros ocupacionales y evaluar riesgos.</p>	<p style="text-align: center;">Todas las actividades</p>	<p style="text-align: center;">Antes de iniciar actividades. Se debe actualizar periódicamente.</p>	<p style="text-align: center;">Se sigue las indicaciones establecidas en la Práctica de Evaluación de Riesgos. Gerente de campo y/o Superintendente de línea determina que trabajos requiere ER.</p>	<p style="text-align: center;">Gerente de Campo / Superintendente de línea y equipo de trabajo.</p>

**Fuente:** RANGEL; Orlando. Estrategia para la implementación del Estándar PS-IM en las Operaciones de WIT en BP Colombia, Enfocado a la Evaluación de Riesgos. Trabajo para optar por el título de Ingeniero de Petróleos.: Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga 2004. 8p - 9p.

## 5.1. IDENTIFICACIÓN Y ANÁLISIS DE RIESGOS

La identificación y evaluación de riesgos se basa en el conocimiento, la experiencia y la motivación del equipo. La utilización de las técnicas analizadas en la tabla anterior, son de amplia utilidad para la identificación de riesgos en las operaciones evaluadas en este trabajo. Es por ello que a partir del análisis de las técnicas descritas se optó por la utilización de la técnica HAZOP debido a que representa mayor cobertura en la identificación de riesgos.

El objetivo de un HAZOP es comprobar el diseño global del proceso e ir en busca de las desviaciones del proceso que podrían ocasionar problemas producto de situaciones arriesgadas o de operatividad. Estos podrían incluir:

- Salud y seguridad ocupacional para los trabajadores;
- Daños a equipos;
- Problemas de operatividad / mantenimiento;
- Poca disponibilidad de la planta;
- Emisiones Ambientales

La aplicación de la técnica HAZOP se basará en la especificación e identificación de accidentes mayores; entendiéndose por estos; aquellos que poseen un potencial de causar lesiones múltiples y fatalidad hasta una magnitud como la pérdida catastrófica de la totalidad de la instalación, pérdidas de vida, daño irreparable del medio ambiente y daño a la reputación de la empresa; como es el caso de una arremetida de pozo.

En la **Tabla 6** se puede visualizar la identificación y análisis de riesgos divisados en cada operación de workover y servicio a pozos, como también los parámetros de ocurrencia e identificación de estos, que ocasionarían una arremetida de pozo

en caso de no darles un manejo adecuado y se sugiere dos métodos de control de pozos para su manejo y control por ser los más utilizados en la industria.

Tabla 6. Identificación y análisis de Riesgos en las Operaciones de Workover y Servicio a Pozo

ACTIVIDAD	RIESGOS IDENTIFICADOS	PARAMETROS BAJO LOS CUALES OCURREN LOS RIESGOS	PARAMETROS QUE PERMITEN SU IDENTIFICACIÓN	METODO DE CONTROL DE POZO.*
<b>LAVADO DE ARENA</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Generación de Surgencia producto de altas velocidades de sacado de tuberías.</li> <li>2. Disminución de Presión de Bombeo posibilitando una disminución de la presión hidrostática y un aumento en la presión de formación.</li> <li>3. Altas ratas de bombeo en zonas de no interés logrando una inducción de flujo de la formación hacia el pozo, en zonas no controladas.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Altas velocidades en los viajes de Tubería.</li> <li>2. Aumento en ratas de flujo.</li> <li>3. Deficiencia en el llenado de los pozos durante los viajes.</li> <li>4. Bajas presiones de bombeo de fluido.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Disminución de Presión de bombas de Superficie.</li> <li>2. Presencia de gas en fluido de control .</li> <li>3. Incremento en el volumen de los tanques de fluidos de control.</li> <li>4. Aumento de rata de flujo de fluido de control al estarse bombeando a rata constante.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Metodo Concurrente.</li> <li>2. Metodo de Esperar y Pesar.</li> </ol>
<b>CEMENTACIÓN</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Estallido de Tubería por aumento excesivo de volumen de lechada , generando pérdida en el peso de la columna hidrostática.</li> <li>2. Deficiencia en la cementación de zona a aislar; provocando influjo de fluidos no controlados ni desados al pozo.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Altas Presiones de bombeo de lechada.</li> <li>2. Descontrol en la rata de bombeo de lechada.</li> <li>3. Deficientes tiempos de Fraguado de la lechada.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Tasas altas en el bombeo de lechadas cuando éste se estuvo haciendo a rata constante.</li> <li>2. Incremento de nivel en tanques de fluido de control.</li> <li>3. Presencia de gas en fluido de control retornados del pozo.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Metodo Concurrente.</li> <li>2. Metodo de Esperar y Pesar.</li> </ol>

ACTIVIDAD	RIESGOS IDENTIFICADOS	PARAMETROS BAJO LOS CUALES OCURREN LOS RIESGOS	PARAMETROS QUE PERMITEN SU IDENTIFICACIÓN	METODO DE CONTROL DE POZO.*
<b>CAÑONEO</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Detonacion de cañon en zonas de no interes, provocando un influjo hacia el pozo.</li> <li>2. Inducción de surgencia al extraer herramienta del pozo.</li> <li>3. Insuficiencia en el peso del fluido de control al realizar cañoneo al pozo.</li> <li>4. Disminución de la Presión hidrostática al hacer disparo de cañon en condiciones de sobrebanlace.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Disparo de los cañones en zonas no deseadas ni controladas.</li> <li>2. Densidades diferentes en el fluido de Control.</li> <li>3. Malas condiciones de Sobre -balance de la presión de Cañoneo.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Cambio en las propiedades del fluido de control que indican que el aporte de fluidos de la zona cañoneada no son los esperados por la operación en la zona de interes.</li> <li>2. Aumento inesperado en la tasa de retorno de fluidos de control.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Metodo Concurrente.</li> <li>2. Metodo de Esperar y Pesar.</li> </ol>
<b>ESTIMULACIÓN</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. En las actividades de acidificación existe la posibilidad de que al limpiar la cara de la formación se exceda la presión de fractura logrando que se creen canales que lleven a un influjo no deseado.</li> <li>2. En el Fracturamiento al crear la grieta en zonas controladas o no, se crea un diferencial de presión que debe ser controlado de manera que permita la creacion de la grieta pero no un influjo descontrolado hacia el pozo.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Disminución de la Presión de Fractura.</li> <li>2. Desbalance en la Presión Hidrostatica.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Disminución en la rata de bombeo.</li> <li>2. Aumento en el nivel de tanques de retorno.</li> <li>3. Disminución de presión de bombas de Superficie.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Metodo Concurrente.</li> <li>2. Metodo de Esperar y Pesar.</li> </ol>

ACTIVIDAD	RIESGOS IDENTIFICADOS	PARAMETROS BAJO LOS CUALES OCURREN LOS RIESGOS	PARAMETROS QUE PERMITEN SU IDENTIFICACIÓN	METODO DE CONTROL DE POZO.*
CAÑONEO	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Detonación de cañon en zonas de no interés, provocando un influjo hacia el pozo.</li> <li>2. Inducción de surgencia al extraer herramienta del pozo.</li> <li>3. Insuficiencia en el peso del fluido de control al realizar cañoneo al pozo.</li> <li>4. Disminución de la Presión hidrostática al hacer disparo de cañon en condiciones de sobrebalance.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Disparo de los cañones en zonas no deseadas ni controladas.</li> <li>2. Desnsidades defientes en el fluido de Control.</li> <li>3. Malas condiciones de Sobre -balance de la presión de Cañoneo.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Cambio en las propiedades del fluido de control que indican que el aporte de fluidos de la zona cañoneada no son los esperados por la operación en la zona de interes.</li> <li>2. Aumento inesperado en la tasa de retorno de fluidos de control.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Metodo Concurrente.</li> <li>2. Metodo de Esperar y Pesar.</li> </ol>
ESTIMULACIÓN	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. En las actividades de acidificación existe la posibilidad de que al limpiar la cara de la formación se exceda la presión de fractura logrando que se creen canales que lleven a un influjo no deseado.</li> <li>2. En el Fracturamiento al crear la grieta en zonas controladas o no, se crea un diferencial de presión que debe ser controlado de manera que permita la</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Disminución de la Presión de Fractura.</li> <li>2. Desbalance en la Presión Hidrostática.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Disminución en la rata de bombeo.</li> <li>2. Aumento en el nivel de tanques de retorno.</li> <li>3. Disminución de presión de bombas de Superficie.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Metodo Concurrente.</li> <li>2. Metodo de Esperar y Pesar.</li> </ol>
PESCA	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Cambio en la presión hidrostática por retiro de herramientas/ pescado antes o después de la operación de pesca.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Deficiencia del fluido de control.</li> <li>2. Desbalance en las presión Hidrostática y de Formación.</li> <li>3. Cambio de velocidad en el retiro de la herramienta (pescante).</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Cambio de propiedades en el fluido de control.</li> <li>2. Aumento de velocidad de sacada de tubería y herramientas de pesca.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Metodo Concurrente.</li> <li>2. Metodo de Esperar y Pesar.</li> </ol>

Fuente: Autores.

### **5.1.1. Priorización De Riesgos**

Los riesgos se priorizan para su tratamiento buscando asegurar que aquellos que más impacto tengan sean exhaustivamente analizados, a fin de utilizar el uso de los recursos empleados en su tratamiento y evitar sorpresas desagradables que podrían generar los riesgos sin control.

El proceso contiene datos numéricos confiables sobre el impacto y la probabilidad de ocurrencia de los riesgos, se pueden realizar cálculos estadísticos y simulaciones que suministren información más exacta la cual servirá en el momento de tomar decisiones frente a las acciones de tratamiento. Si al valorar algún riesgo la calificación que se obtiene es aceptable, se considera que no presenta peligro y debe ser monitoreada. Si por el contrario no lo es, se deben tomar acciones para llevarlo a un nivel en el que no exista inquietud.

Un procedimiento adicional que se debe realizar en un proceso de evaluación es la simulación Montecarlo<sup>39</sup>. La simulación Montecarlo es una técnica que permite considerar todas las posibles combinaciones, interrelaciones y escenarios que pueden ocurrir en una situación específica que se requiera analizar. En esta metodología no se incluirá, debido a la baja posibilidad y difícil obtención de amplios datos estadísticos por ser confidenciales de las compañías; sin embargo se recomienda realizar este procedimiento a fin de obtener una evaluación de mayor certeza.

## **5.2. EVALUACIÓN DE RIESGOS.**

Siguiendo la metodología propuesta por las normas ISO 31000:2009, tras la identificación de los riesgos y el análisis de los diferentes planes y procedimientos de las empresas especializadas para esta actividad en la industria de los

---

<sup>39</sup> BRAVO, Oscar; SÁNCHEZ, Marleny. Gestión Integral de Riesgos. Tomo I. 2006. 5p.

hidrocarburos (ver diagramas descripción de trabajos de workover); y tomando como base estadísticas de accidentalidad de empresas Prestadoras de Servicios durante el año 2009, Base de datos de WOAD (Worldwide Offshore Accident Databank). FACTS (Failure & Accidents Technical information System) SINTEF Offshore Blowout Database, y otros datos estadísticos se realizará la evaluación de los riesgos presentes en la operaciones que conllevarían una arremetida de pozo.

Con base en el análisis de los datos obtenidos y teniendo en cuenta que la evaluación de riesgos<sup>40</sup> es un proceso dirigido a estimar la magnitud de aquellos riesgos que no hayan podido evitarse, obteniendo de esta manera la información necesaria para la toma de decisiones apropiadas sobre la necesidad de adoptar medidas preventivas, se determinó que la manera más fiable y propicia para la evaluación de esta metodología es la de evaluar los aspectos más trascendentales que conllevarían a una posible arremetida de pozo, como lo son fallas en :

- Control de Presiones presentes en el pozo y equipos de Trabajo
- Control de densidades óptimas del Fluido de Control
- Control de Velocidades de Corrida de tubería
- Control de Gases en Superficie y pozo.

Una vez identificados y analizados los riesgos que conllevan a un amago del pozo, se procede a hacer la evaluación de riesgos presentes en las operaciones descritas en el trabajo de grado y es necesario comprobar las deficiencias y riesgos existentes en los lugares y áreas de trabajo y el tiempo de exposición del trabajador a dichas deficiencias, con ello se busca obtener la probabilidad de ocurrencia de accidentes y la potencial severidad o consecuencias de los mismos.

---

<sup>40</sup> MORENO, José Joaquín; ROMERA, Juan Luis; Manual de Evaluación de Riesgos. Agueda Lahera Mexía; et al.

La probabilidad de un accidente puede ser determinada en términos precisos en función de las probabilidades del suceso inicial que lo genera y de los siguientes sucesos desencadenantes. En tal sentido, la probabilidad del accidente será más compleja de determinar cuánto más larga sea la cadena causal, ya que habrá que conocer todos los sucesos que intervienen, así como las probabilidades de los mismos, para efectuar el correspondiente producto. Los métodos complejos de análisis ayudan a llevar a cabo esta tarea. Existen muchos riesgos denominados convencionales en los que la existencia de unos determinados fallos o deficiencias hace muy probable que se produzca el accidente. Para estas situaciones el método utilizado en éste trabajo de grado facilita la evaluación. La materialización de un riesgo puede generar consecuencias diferentes, cada una de ellas con su correspondiente probabilidad.

La metodología presentada permite cuantificar la magnitud de los riesgos que conllevan a una arremetida del pozo existente a partir de los trabajos realizados en operaciones de Workover y Servicio a pozos; y, en consecuencia, jerarquizar racionalmente su prioridad de corrección. Para ello se parte de la detección de las deficiencias existentes en los lugares de trabajo buscando estimar la probabilidad de que ocurra un accidente y, teniendo en cuenta la magnitud esperada de las consecuencias, evaluando el riesgo asociado a cada una de dichas deficiencias. En base a la metodología utilizada en la empresa prestadora de servicios para la evaluación de riesgos se evaluará los riesgos en las operaciones de workover y servicio a pozos, en este trabajo teniendo en cuenta exposición de los trabajadores en cada actividad evaluada, las consecuencias en caso de materializarse el riesgo y la probabilidad de ocurrencia del mismo.

### **5.2.1. Determinación Nivel De Deficiencia**

El nivel de deficiencia (ND) es la magnitud de la vinculación esperable entre el conjunto de factores de riesgo considerados y su relación causal directa con el

posible accidente. Los valores numéricos empleados en el cálculo del nivel de deficiencia para la evaluación de riesgos de esta metodología y el significado de los mismos se indican en la **Tabla 7**.

Tabla 7. Nivel de Deficiencia (ND).

DESCRIPCIÓN	ND	NIVEL DE DEFICIENCIA
Se ha(n) detectado peligro(s) que determina (n) como muy posible la generación de incidentes, o la eficacia del conjunto de medidas preventivas existentes respecto al riesgo es nula o no existe, o ambos.	10	Muy Alto (MA)
Se ha(n) detectado algún (os) peligro (s) que pueden dar lugar a consecuencias significativa (s) , o la eficacia del conjunto de medidas preventivas existentes es baja, o ambos.	6	Alto (A)
Se han detectado peligros que pueden dar lugar a consecuencias poco significativa(s) o de menor importancia, o la eficacia del conjunto de medidas preventivas existentes es moderada, o ambas	2	Medio (M)
No se ha detectado anomalía destacable alguna, o la eficacia del conjunto de medidas preventivas existentes es alta, o ambos. El riesgo está controlado.	No se asigna valor	—

Fuente: Cuadro 5.1 original de Norma NTP 330

Tomando como base la jerarquización establecida y junto a la información y literatura recopilada se determinó para el desarrollo de este trabajo de grado que el nivel de deficiencia para las operaciones de Workover y Servicio a Pozos respecto a los riesgos identificados es el presentado en la **Tabla 8**.

En esta tabla se puede observar que las operaciones con mayor nivel de deficiencia son Lavado de Arena, Cañoneo y Cambio de Sistema de Levantamiento, reportando los porcentajes más altos, lo cual corrobora que dichas operaciones deben ser realizadas bajo condiciones óptimas de seguridad que permitan la mitigación de un posible incidente; puesto que la ejecución de dichas operaciones provocan un alto nivel de exposición a condiciones que generarán surgencia en el pozo.

Tabla 8. Nivel de Deficiencia (ND) en las Operaciones de Workover y Servicio a Pozo

OPERACIÓN	RIESGO A EVALUAR	NIVEL DE DEFICIENCIA	CONSECUENCIAS DEL PROCESO	% CONSECUENCIAS
LAVADO DE ARENAS	1. Generación de Surgencia producto de altas velocidades de sacado de tuberías.	10	8,7	87%
	2. Disminución de Presión de Bombeo posibilitando una disminución de la presión hidrostática y un aumento en la presión de formación.	6		
	3. Altas ratas de bombeo en zonas de no interés logrando una inducción de flujo de la formación hacia el pozo, en zonas no controladas.	10		
CEMENTACIÓN	1. Estallido de Tubería por aumento excesivo de volumen de lechada , generando pérdida en el peso de la columna hidrostática.	2	2	20%
	2. Deficiencia en la cementación de zona a aislar; provocando influjo de fluidos no controlados ni deseados al pozo.	2		
CAÑONEO	1. Detonación de cañón en zonas de no interés, provocando un influjo hacia el pozo.	6	7,0	70%
	2. Inducción de surgencia al extraer herramienta del pozo.	10		
	3. Insuficiencia en el peso del fluido de control al realizar cañoneo al pozo.	6		
	4. Disminución de la Presión hidrostática al hacer disparo de cañón en condiciones de sobrebanlace.	6		
ESTIMULACIÓN	1. En las actividades de acidificación existe la posibilidad de que al limpiar la cara de la formación se exceda la presión de fractura logrando que se creen canales que lleven a un influjo no deseado.	6	6	60%
	2. En el Fracturamiento al crear la grieta en zonas controladas o no, se crea un diferencial de presión que debe ser controlado de manera que permita la creación de la grieta pero no un influjo descontrolado hacia el pozo.	6		
SWABEO	1. Inducción de una succión severa, provocando el influjo descontrolado de fluidos de la formación hacia el pozo, al realizar la operación durante el asenso de la barra de swabeo	6	6	60%
CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	1. El fluido de control tenga el peso adecuado para matar el pozo.	6	8,7	87%
	2. Al retirar el cabezal del sistema de levantamiento el pozo no se encuentre totalmente estabilizado.	10		
	3. Producir surgencia al extraer la sarta del sistema de levantamiento.	10		
PESCA	1. Cambio en la presión hidrostática por retiro de herramientas/ pescado antes o después de la operación de pesca.	2	2	20%

Fuente: Autores

### 5.2.2. Estimación Del Nivel De Exposición (NE) Del Puesto De Trabajo A La Situación De Riesgo.

Es una medida de la frecuencia con la que se produce la exposición al riesgo en el puesto de trabajo en cuestión. Para este trabajo se procedió a evaluar la estimación del nivel de exposición en base a las estadísticas obtenidas y tras un análisis de la accidentalidad reportada por la empresa de servicios que suministró los datos, donde se estimaron resultados obtenidos mediante las estadísticas tomadas por cargo para luego ser cuantificadas y agrupadas por exposición según las operaciones de workover que se realizan al pozo, y finalmente encontrar un porcentaje de Nivel de Exposición por operación.

La **Tabla 9** muestra los criterios en los cuales se fundamentó la cuantificación del nivel de Exposición.

Tabla 9. Nivel de Exposición.

NIVEL DE EXPOSICION		
NIVEL DE EXPOSICION	NE	SIGNIFICADO
CONTINUADA (EC)	4	Continuamente. Varias veces en su jornada laboral con tiempo prolongado.
FRECUENTEMENTE (EF)	3	Varias veces en su jornada laboral, aunque sea en tiempos cortos.
OCASIONALMENTE (EO)	2	Alguna vez en su jornada laboral y con periodo corto de tiempo.
ESPORADICÁMENTE (E)	1	Irregularmente.

Fuente: Cuadro 5.2 Original de Norma NTP 330

Tabla 10. Evaluación de Nivel de Exposición para Operaciones de Workover y Servicio a Pozos.

CARGO EMPLEADO	OPERACIONES DE WORKOVER																				TOTAL	%EXPOSICION POR TRABAJADOR																									
	NIVEL DE EXPOSICION AL PELIGRO																																														
	C	F	O	I	R	C	F	O	I	R	C	F	O	I	R	C	F	O	I	R			C	F	O	I	R	C	F	O	I	R	C	F	O	I	R										
	10	6	3	2	1	10	6	3	2	1	10	6	3	2	1	10	6	3	2	1	10	6	3	2	1	10	6	3	2	1	10	6	3	2	1	10	6	3	2	1	10	6	3	2	1		
	LAVADO DE ARENAS					PESCA					CEMENTACION					CAÑONEO					ESTIMULACION					SWABEO					TEMA DE LEVANTAMIENTOS																
ABP/Cuñero	10					10					6					6					10					10					10					10					6,9	69%					
Aceitero			3							1					2					1					2					2					2	1,4	14%										
Administrador					1					1					1					1					1					1					1	0,8	8%										
Obrero de Patio /		6								2					2					2					6					2		6				2,9	29%										
Asistente Perforador				2						1					1					1					1					2					1	1,0	10%										
Bodeguero/Almacenero					1					1					1					2					1					1					2	1,0	10%										
Chofer/Equipo Pesado					1					1					2					1					2					1					2	1,1	11%										
Coordinador				2						1					1					2					1					1					2	1,1	11%										
E. de Turno/Spv. 12 Hs.			3							1					1					1					1					1					1	1,0	10%										
Electricista				2						1					1		6			1					1					1					2	1,6	16%										
Enfermero					1					1					1					1					1					1					1	0,8	8%										
Enganchador/Encuellador	10					10					6					6									2	10					10					6,0	60%										
Instrumentista			3							1					1					1					1					1					1	1,0	10%										
Jefe de Equipo			3							2					2					2					2					2					2	1,7	17%										
Maquinista/Perforador		6								2					2					2					2		6								2	2,4	24%										
Mecánico				2						2					1					2					1					2					2	1,3	13%										
Médico					1					1					1					1					1					1					1	0,8	8%										
Gerente					1					1					1					1					1					1					1	0,8	8%										
Soldador				2						1					2					1					1					1					1	1,0	10%										
Supervisor			3							2					1					2					1					1					2	1,4	14%										
Operador Servicios Especiales	10					10					6					10									6					6						6,4	64%										
Tornero			3							1					1					1					1					1					1	1,0	10%										
<b>SUB TOTALES</b>	30	12	18	10	6	30	0	0	10	14	0	18	0	12	13	10	18	0	14	11	10	12	0	12	13	30	6	0	10	13	20	12		18	9												
<b>TOTALES</b>	76					55					44					54					48					59					60																
<b>TOTAL PROCESO</b>	3,45					2,50					2,00					2,45					2,18					2,68					2,73																
<b>%EXPOSICIÓN POR OPERACIÓN</b>	34,5%					25%					20%					24,5%					21,8%					26,8%					27,3%																

Fuente: Autores.

Según el análisis y evaluación, estos resultados coinciden con los problemas y riesgos más reportados en la industria; puesto que en la ejecución de estas operaciones representan factores relevantes para una posible surgencia en el pozo.

### 5.2.3. Determinación Del Nivel De Probabilidad (NP).

Se calcula como el producto de ND\*NE. El resultado numérico obtenido se categoriza en cuatro niveles según se muestra en la **Tabla 11**.

Tabla 11. Nivel de Probabilidad (NP)

		NIVEL DE EXPOSICIÓN (NE)			
		4	3	2	1
NIVEL DE DEFICIENCIA (ND)	10	MA-40	MA-30	A-20	A-10
	6	MA-24	A-18	A-12	M-6
	2	M-8	M-6	B-4	B-2

Fuente: Cuadro 5.3 original de Norma NTP 330

El significado de cada nivel de probabilidad se puede observar en la **Tabla 12**, donde se explican los parámetros sobre los que se realizó el análisis según diagramas establecidos en la norma NTP 330.

Tabla 12. Parámetros de análisis del Nivel de Probabilidad

NIVEL DE PROBABILIDAD	NP	SIGNIFICADO
<b>MUY ALTA (MA)</b>	Entre 40 y 24	Situación deficiente con exposición continuada, o muy deficiente con exposición frecuente. Normalmente la materialización del riesgo ocurre con frecuencia.
<b>ALTA (A)</b>	Entre 20 Y 10	Situación deficiente con exposición frecuente u ocasional, o bien situación muy deficiente con exposición ocasional o esporádica. La materialización del riesgo es posible que suceda varias veces en el ciclo de vida laboral.
<b>MEDIA (M)</b>	Entre 8 Y 6	Situación deficiente con exposición esporádica, o bien situación mejorable con exposición continuada o frecuente. Es posible que suceda el daño alguna vez.
<b>BAJA (B)</b>	Entre 4 Y 2	Situación mejorable con exposición ocasional o esporádica. No es esperable que se materialice el riesgo, aunque puede ser concebible.

Fuente: Cuadro 5.4 original de Norma NTP 330

La **Tabla13**. Muestra el nivel de Probabilidad de riesgos presentados para las operaciones de workover analizadas en este trabajo de grado; donde se haya como el producto de los Niveles de Deficiencia por los Niveles de Exposición.

Tabla 13. Nivel de Probabilidad de riesgos en Workover y Servicio a Pozo.

OPERACIÓN	NIVEL DE DEFICIENCIA	NIVEL DE EXPOSICIÓN	TOTAL	%NP
LAVADO DE ARENA	8,7	3,45	30,015	30%
CEMENTACIÓN	2	2,5	5	5%
CAÑONEO	7	2	14	14%
ESTIMULACIÓN	6	2,45	14,7	15%
SWABEO	6	2,18	13,08	13%
CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTOS	8,7	2,68	23,316	23%
PESCA	2	2,73	5,46	5%

Fuente: Autores.

#### 5.2.4. Determinación De Nivel De Consecuencias (NC).

Para este cálculo el método considera cuatro niveles de consecuencia, distinguiendo entre daños personales y materiales basado en la norma NTP 330. En la **Tabla 14** se encuentra la clasificación y explicación de los niveles de consecuencias.

Tabla 14. Nivel de Consecuencia (NC).

DESCRIPCIÓN	NIVEL
Catástrofe: Numerosas víctimas o daños superiores al 90% del capital	100
Varias muertes o daños del 50 - 89 % del Capital	50
Una muerte y/o daños del 10 - 49 % del capital	25
Lesiones extremadamente graves: amputaciones, invalidez permanente, daños del 1 - 9 % del capital	15
Lesiones con incapacidad, daños hasta del 1%	5
Pequeñas heridas, contusiones, pequeños daños	1

Fuente: Cuadro 5.5 original de Norma NTP 330

En la **Tabla 15**. Se muestra el Nivel de Consecuencias y su respectivo valor para cada operación de workover, donde se encontró que las operaciones de Lavado de Arena, Cambio de Sistema de Levantamiento Artificial y Swabeo, representan altos porcentajes de Nivel de Consecuencias; debido a que dichas operaciones acarrearían altos costos en pérdidas tanto de la integridad personal como de los equipos utilizados.

Los porcentajes reportados se encuentran estimados sobre un 100%, teniendo en cuenta este como un nivel mortal o catastrófico.

Tabla 15. Nivel de Consecuencias para workover y Servicio a Pozos.

OPERACIÓN	RIESGO A EVALUAR	CONSECUENCIAS	CONSECUENCIAS DEL PROCESO	% CONSECUENCIA
LAVADO DE ARENAS	1. Generación de Surgencia producto de altas velocidades de sacado de tuberías.	50	50,0	50,0
	2. Disminución de Presión de Bombeo posibilitando una disminución de la presión hidrostática y un aumento en la presión de formación.	50		
	3. Altas ratas de bombeo en zonas de no interés logrando una inducción de flujo de la formación hacia el pozo, en zonas no controladas.	50		
CEMENTACIÓN	1. Estallido de Tubería por aumento excesivo de volumen de lechada , generando pérdida en el peso de la columna hidrostática.	25	25	25,0
	2. Deficiencia en la cementación de zona a aislar; provocando influjo de fluidos no controlados ni desados al pozo.	25		
CAÑONEO	1. Detonación de cañón en zonas de no interés, provocando un influjo hacia el pozo.	15	26,3	26,3
	2. Inducción de surgencia al extraer herramienta del pozo.	50		
	3. Insuficiencia en el peso del fluido de control al realizar cañoneo al pozo.	25		
	4. Disminución de la Presión hidrostática al hacer disparo de cañón en condiciones de sobrebalance.	15		
ESTIMULACIÓN	1. En las actividades de acidificación existe la posibilidad de que al limpiar la cara de la formación se exceda la presión de fractura logrando que se creen canales que lleven a un influjo no deseado.	25	25	25
	2. En el Fracturamiento al crear la grieta en zonas controladas o no, se crea un diferencial de presión que debe ser controlado de manera que permita la creación de la grieta pero no un influjo descontrolado hacia el pozo.	25		
SWABEO	1. Inducción de una succión severa, provocando el influjo descontrolado de fluidos de la formación hacia el pozo, al realizar la operación durante el ascenso de la barra de swabeo	50	50	50
CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	1. El fluido de control tenga el peso adecuado para matar el pozo.	50	66,7	66,7
	2. Al retirar el cabezal del sistema de levantamiento el pozo no se encuentre totalmente estabilizado.	100		
	3. Producir surgencia al extraer la sarta del sistema de levantamiento.	50		
PESCA	1. Cambio en la presión hidrostática por retiro de herramientas/ pescado antes o después de la operación de pesca.	15	15	15

Fuente: Autores.

### 5.2.5. Determinación De Nivel De Riesgo (NR).

Se determina como el producto de ND \* NE \* NC o como el producto de NP \* NC. La clasificación de estos valores se puede ver en la **Tabla 16**. Se le asigna una prioridad de intervención cuyo significado se muestra en la **Tabla 17** cuya clasificación está basada en los Niveles de Deficiencia, Exposición, Probabilidad y Consecuencias encontrados anteriormente.

Tabla 16. Nivel de Riesgos. (NR).

		NIVEL DE PROBABILIDAD (NP)			
		40-24.	20-10.	8-6.	4-2.
NIVEL DE CONSECUENCIAS (NC)	100	I. 4000-2400	I. 2000-1200	I. 800-600	II. 400-200
	60	I. 2400-1440	I. 1200-600	II. 480-360	II 240 III 120
	25	I. 1000-600	II. 500-250	II. 200-150	III. 100-50
	10	II. 400-240	II. 200	III. 80-60	III. 40

Fuente: Cuadro 7.1 en el original de la NTP 330

Tabla 17. Clasificación de Niveles de Riesgos (NR).

NIVEL DE INTERVENCIÓN	NR	SIGNIFICADO
I.	4000-600	Situación crítica. Corrección urgente.
II.	500-150	Corregir y adoptar medidas de control.
III.	120-40	Mejorar si es posible. Sería conveniente justificar la intervención y su rentabilidad.
IV.	20	No intervenir, salvo que un análisis más preciso lo justifique.

Fuente: Cuadro 7.2 en el original de la NTP 330

En la **Tabla 18** se observa el nivel de riesgos para las diferentes operaciones evaluadas en este trabajo de grado; cuyos resultados se encuentran lógicos una vez se ha estudiado y analizado cada situación presente en dichas operaciones.

Tabla 18. Niveles de Riesgos para Workover y Servicio a Pozos.

OPERACIÓN	NP	NC	NIVEL DE RIESGO
LAVADO DE ARENA	30	50	1500
CEMENTACIÓN	5	25	125
CAÑONEO	14	26,3	368,2
ESTIMULACIÓN	15	25	375
SWABEO	13	50	650
CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	23	66,7	1534,1
PESCA	5,46	15	81,9

Fuente: Autores.

Una vez analizados las diferentes operaciones se encontró que en las actividades de lavado de arena, Cambio de sistema de levantamiento artificial y swabeo, son las más riesgosas debido a que la sacada / metida de tubería provoca cambios en las propiedades del fluido de control y en las presiones hidrostáticas y de formación.

## CONCLUSIONES

- Se pudo concluir que un amplio conocimiento, análisis y estudio de las operaciones y eventualidades que se dan en las operaciones de *Workover* y Servicio a pozos, representan una ventaja en el momento de establecer una metodología que permite evaluar los riesgos de un descontrol de pozos.
- Conocer el estado mecánico del pozo, las propiedades del yacimiento y los diferentes eventos reportados por las actividades realizadas con anterioridad en el pozo ofrecen una ventaja para predecir los posibles inconvenientes en las operaciones de *Workover* y Servicio a pozos.
- Controlar las velocidades de corrida de tubería durante las operaciones de *Workover* y Servicio a pozo, evitará el riesgo de una surgencia y un posible reventón en el pozo.
- Es necesario conocer los parámetros que permitan identificar un posible descontrol con el fin de ejecutar un correcto desarrollo en la operación y evitar accidentes.
- Un buen programa de control de pozos es importante en cualquier tipo de operación y servicio al pozo, puesto que de su correcto desarrollo dependerá la disminución de muertes en el personal y la realización de las operaciones en un rango seguro.
- Se debe contar con los equipos necesarios de seguridad en el pozo, al igual con personal altamente capacitado para mitigar los riesgos que podría ocasionar un posible descontrol del pozo en las operaciones de *Workover* y Servicio a pozos.

- Debido a las graves consecuencias que conllevan un reventón en el pozo, en caso de presentarse una surgencia se debe dar solución inmediata a cada una de las anomalías existentes, mediante la utilización de los equipo de superficie o de subsuelo.
- El éxito o fracaso del control del pozo dependerá directamente de la correcta selección del método a utilizar para contrarrestar los riesgos que este involucra.
- Se encontró que las operaciones de lavado de arena, cañoneo de pozos y cambio de sistema de levantamiento representan un alto índice de riesgo, puesto que en estas operaciones se debe mantener y controlar velocidades de corrida de tubería como también diferenciales de presiones complejos; siendo estos parámetros importantes en la posibilidad de surgencia del pozo.

## RECOMENDACIONES

- Se recomienda un estudio detallado y completo de las condiciones y datos del pozo antes de la realización de cualquier operación de *Workover* para conocer los posibles inconvenientes que se presentaran en dichas operaciones.
- Se debe realizar una inspección periódica de los diferentes equipos utilizados en las operaciones de *Workover* y servicio a pozos, con el fin de prevenir posibles fallas en estas operaciones que conlleven a una surgencia.
- Es necesario la implementación de métodos y mecanismos de control ante cualquier indicio de surgencia que indique el pozo, a pesar que para algunas áreas sean consideradas normales.
- El personal presente en la actividad debe ser exclusivamente el necesario para la ejecución de las operaciones y éstos debe estar debidamente capacitados.
- Antes de cualquier operación de *Workover* o Servicio a Pozo, se debe tener en cuenta que por más irrelevante que se crea un dato e información del pozo y/o actividades realizadas será importante su análisis ante cualquier eventualidad de surgencia del pozo.

## BIBLIOGRAFÍA

- ALDANA, Nelson; Métodos de Sistemas de Levantamiento Artificial. Trabajo de Grado Ingeniero de Petróleos. Neiva.: Universidad Sur colombiana. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 1988.
- AMEIVA Pilar, LOPEZ Bruno (et al). Curso de Control de Pozos. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería.2009.
- ARANGO, Sandra; CARDOSO, Roberto. Estimulación e Implementación de Nuevas Tecnologías para Reparar Pozos Inyectores en Campos Maduros – Jornadas de Producción IAPG- Seccional Sur, Agosto 2009.
- BERMÚDEZ, Raul. Cementación de Pozos Petroleros – Principios y Tecnologías. Schlumberger. Noviembre 16 del 2007.
- CARSON, Jon; GURLEY, Derrel; KING, George; PRINCE-SMITH, Colin; WATERS, Frank.: *Sand Control: Why and How?*.En: Completion/Simulation, October 1992. 41p – 53p.
- CHACIN Nelvy, Bombeo de Cavidad Progresiva: Operaciones, Diagnostico, Análisis de falla y *Troubleshooting*. ESP OIL INTERNATIONAL TRAINING GROUP. Septiembre 8 al 12 2003
- Eaton, B. A. The equation for geopressure prediction from well logs.SPE 5544 (Society of Petroleum Engineers of AIME, 1975).
- ESTEVEZ Juliány GELVEZ Luis Ricardo. Programa de Optimización de Trabajos de Workover. Trabajo de Grado Ingeniero de Petróleos.

Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 1990. 9p.

- HERNANDEZ TREJOS, Edelberto. Reacondicionamiento de Pozos Petrolíferos y Operaciones de Workover. Curso: “Operaciones de Workover” Bucaramanga 8 y 9 de Mayo del 2008. Universidad Industrial de Santander.
- JIMENEZ, Jerson José; RIVERA, Juan Fernando. Evaluación Técnico Económica de los Trabajos de Workover, Mantenimiento y Varilleo en los Pozos del Campo Castilla de Ecopetrol- Gerencia Llanos. Trabajo de Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga.: Universidad Industrial Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2003. 76p - 80p.
- MANTILLA, Carlos Alberto; MARTINEZ, Oscar Libardo. Estimulación (Fracturamiento y Acidificación) de Pozos. Trabajo de Grado Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 1990. 41p-102p.
- MARQUIZ, Alez. Manual Técnico de Operaciones de Cañoneo a Pozos. Presentado como proyecto de grado para optar al título Técnico de Petróleos. Instituto Universitario de Nuevas Profesiones, Coordinación de Petróleo, Noviembre 2004.
- MENDOZA, Ricardo. Manual de Cementación para Ingenieros; División de Hughes Servicios Co, Marzo de 1990.
- MORENO, José Joaquín. Romero, Juan Luis (et al). Manual de Evaluación de Riesgos. Mexica. 2006.

- Muñoz, D. M. Técnicas en la predicción y monitoreo de Geopresiones, *Knowledge Systems Inc.* Stafford. Texas 2005. 22p.
- NORMA ISO 31000:2009. Risk Management Standard.
- NORMA ISO 31010:2009 Annex B01
- NORMA ISO 31010:2009. Gestión de Riesgos: Técnicas de Valoración de Riesgos.
- ORDUZ, Luis Humberto. Fracturamiento hidráulico consideraciones teóricas y operacionales. Trabajo de Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 1985. 5p
- PINTO, Alonso; RUEDA, Julio Mario. Herramientas y Solución a Problemas de Pesca. Trabajo de Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga.: Universidad Industrial Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 1988.
- RAWLINS, C.H.; HEWETT, T.J. *A Comparison of Methodologies for Handling Produced Sand and Solides To Achieve Sustainable Hydrocarbon Production.* En: SPE, *June* 2007. No.107690
- RODRIGUEZ Alba Enith. Estudio de Control de Pozos Durante las Operaciones de mantenimiento y Workover en el campo Apiay y Castilla Nueva. Trabajo de Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2008. 114p -122p.

- SERRANO, Marco. Curso de Herramientas y Operaciones de Pesca *PM&F FISHING OIL SERVICES S.A* Diciembre 4 del 2010
  
- SIERRA GOMEZ, Martha Isabel. Técnicas de control y Prevención de Reventones en perforación y Workover. Trabajo para optar por el título de Ingeniero de Petróleos.: Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga 1989. 311p
  
- URIBE, Rodolfo; SOLANO, Yulluy. Predicción de la Presión de Poro en Problemas Relacionados con la Estabilidad de Pozo. Trabajo para optar por el título de Geólogo.: Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga 2005. 114p
  
- VILLABONA, José Alberto. Completamiento y Reacondicionamiento de Pozos. Centro. 1992.
  
- *Well control school*. Manual de Control de Pozos. 2003.