

**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

**Facultad de Ingenierías en Ciencias de la Tierra**

“Análisis de las Técnicas y de los Procesos Aplicables en  
Reacondicionamiento de Pozos”

**TESINA DE GRADO**

Previo a la obtención del Título de:

**INGENIERO EN PETRÓLEO**

Presentada por:

Darwin Alfredo Chávez Carrera

Juan José Gallegos Ricaurte

Nelson Daniel Solano Arguello

**GUAYAQUIL – ECUADOR**

**Año: 2010**

## AGRADECIMIENTO

A la Escuela Superior Politécnica del Litoral y a todo el personal docente; Ya que en sus aulas abrieron en mí las puertas del saber, especialmente al Ing. Kléver Malavé quien con su apoyo incondicional se hizo posible la realización de este proyecto de tesina, para ellos mi eterno agradecimiento. También agradezco a mis padres, quienes supieron apoyarme en todo momento. Mis agradecimientos más sinceros a todos aquellos que de una u otra forma me han brindado su apoyo moral y un camino para alcanzar mi objetivo propuesto.

Darwin Chávez Carrera

## DEDICATORIA

Quiero dedicar este trabajo especialmente a mis padres quienes me han dado su confianza y apoyo incondicional toda mi vida, a mi hermano y amigos quienes me apoyaron en todo momento para lograr mis objetivos propuestos.

Darwin Chávez Carrera

## AGRADECIMIENTO

A Dios, por sus bendiciones diarias, al Ingeniero Klever Malave por su inagotable paciencia, a todos los profesores que formaron parte de mi desarrollo profesional, a todas las personas que contribuyeron con información para la elaboración de este trabajo.

Daniel Solano Arguello

## DEDICATORIA

A mi madre Ruth, por su: perseverancia, paciencia, confianza y amor impartidos durante toda mi vida, a mi abuela Galuth Pérez, a mis hermanos Fernando y Cristian por su constante apoyo, lo que me ha permitido cumplir con todas las metas que me he propuesto.

Daniel Solano Arguello

## AGRADECIMIENTO

Agradezco a **Dios**, por estar conmigo en cada paso que doy, a mi madre Sra. **Ximena Ricaurte** y hermano **Juan Pablo Gallegos** ya que con el esfuerzo realizado por ellos, mis estudios no hubiesen sido posibles. A mi familia en EEUU, **Julio** y **Paulina Flor Ricaurte**, por brindarme todo el apoyo, colaboración y cariño sin ningún interés. A **Daniel Solano** Y a **Darwin Chávez**, por ser las personas que han compartido el mayor tiempo a mi lado, en los estudios el haberme brindado todo el apoyo, colaboración, ánimo y sobre todo cariño y amistad. De igual manera mi agradecimiento al Director de tesis, Ing. Klever Malave, por compartir su experiencia y conocimientos, y en general a todas y cada una de las personas que han vivido conmigo, porque con su compañía las cosas malas se convierten en buenas, la tristeza se transforma en alegría y la soledad no existe.

.

Juan José Gallegos

## DEDICATORIA

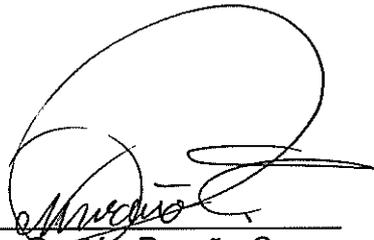
Para mi familia, por su comprensión y ayuda en todo momento. Me han enseñado a encarar las adversidades con valor, sin perder nunca la dignidad ni desfallecer en el intento. Me han dado todo lo que soy como persona, mis valores, mis principios, mi perseverancia y mis ganas de superación, y todo ello con una gran dosis de amor y sin pedir nunca nada a cambio.

Para mi hija, Domenica. Ella es un regalo de Dios, y ha venido a este mundo para ser mi fuente de motivación y progreso. Es sin duda mi referencia para el presente y para el futuro.

A todos ellos, le quedo inmensamente agradecidos.

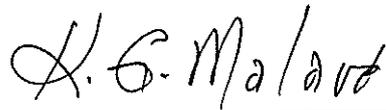
Juan José Gallegos

## TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



Ing. Gastón Proaño C.

SUBDECANO DE LA FICT  
PRESIDENTE



Ing. Kleber Malave T.

DIRECTOR DE TRABAJO

## DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad del contenido de esta tesina de grado nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL".

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)



Daniel Solano A.



Darwin Chavez C.



José Gallegos R.

## **RESUMEN**

Este trabajo enfoca una de las actividades más útil y aplicable en la industria petrolera como es el Reacondicionamiento de Pozos (Workover), porque incide directamente en mantener y/o mejorar la producción de un campo petrolero.

El correcto análisis de un determinado problema y sus posibles soluciones exigen conocer acertadamente los factores que inciden en el mismo, de manera que se puedan considerar las diversas alternativas de reacondicionamiento para seleccionar la mejor solución.

Los reacondicionamientos son necesarios por varias razones, incluyendo acciones para mantener o incrementar la producción de un yacimiento, disminuir o eliminar excesiva producción de agua o gas y reparar fallas mecánicas. La tecnología también se aplica en pozos donde es posible lograr producción adicional de hidrocarburos mediante recompletación o aplicando técnicas de completaciones múltiples.

# ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	II
ÍNDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS.....	IV
SIMBOLOGÍA.....	V
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VI
ÍNDICE DE TABLAS.....	VII
INTRODUCCIÓN.....	1

## CAPÍTULO 1

### 1. GENERALIDADES

1.1 Componentes de un taladro de reacondicionamiento.....	3
1.2 Planificación de los reacondicionamientos.....	
20 1.3 Análisis de pozos problemas.....	
.....	21

## **CAPÍTULO 2**

### **2. PROBLEMAS COMUNES DE PRODUCCION EN UN POZO PETROLERO**

2.1 Presión.....	25
2.2 Presencia de Gas y Agua.....	25
2.3 Problemas de Parafina e Incrustaciones.....	27
2.4 Corrosión.....	29
2.5 Presencia de Arena.....	30
2.6 Problemas Mecánicos.....	32

## **CAPÍTULO 3**

### **3. FLUIDOS Y METODOS DE CONTROL PARA EL “MATADO” DE UN POZO.**

3.1 Fluidos.....	33
3.2 Selección del Fluido de Control.....	35
3.3 Circulación directa.....	36
3.4 Circulación inversa.....	37

## **CAPÍTULO 4**

### **4. OPERACIONES DE REACONDICIONAMIENTO**

4.1 Trabajos de Estimulación.....	39
4.1.1 Acidificación: Mecanismo.....	39
4.1.1.1 Fluidos de tratamiento: Aditivos.....	42
4.1.2 Fracturamiento: Mecanismo.....	45
4.1.2.1 Fluidos de tratamiento: Aditivos.....	46
4.2 Trabajos de Reparación.....	47
4.2.1 Cementación Forzada.....	48
4.2.2 Técnica para Colocar Tapones de Cemento.....	51
4.3 Trabajos Mecánicos Objetivos.....	52

## **CAPÍTULO 5**

### **5. EQUIPOS, MATERIALES Y HERRAMIENTAS REQUERIDAS**

5.1 Unidad de Registros de Control de Cementación.....	54
5.2 Unidad de Bombeo para Cementación.....	56
5.3 Retenedor de Cemento.....	57
5.4 Tapón Puente (Bridge Plug).....	59
5.5 Herramientas de Pesca.....	59
5.6 Materiales para Fluidos de Reacondicionamiento.....	70

## **CAPÍTULO 6**

### **6. PROBLEMAS PRESENTADOS EN EL POZO DDJ ESPOL -01**

6.1 Pozo JDD ESPOL 01.....	73
6.1.1 Historial de Reacondicionamiento.....	75
6.2 Pozo JDD ESPOL 02.....	84
6.2.1 Sumario de operaciones de reacondicionamiento.....	84
6.2.2 Diagrama del Pozo.....	91
6.3 Pozo JDD ESPOL 03.....	92
6.2.1 Sumario.....	92

## **CAPÍTULO 7**

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	98
--	----

## **APÉNDICES**

## **BIBLIOGRAFÍA**

## ABREVIATURAS

API	Densidad del petróleo (calidad).
BSW	Basic Sediment of Water (Corte de agua).
BH	Bombeo hidráulico.
BPPD	Barriles de petróleo producidos por día.
BPM	Barriles por minuto.
BFPD	Barriles de fluido por día.
BSWf	Corte de agua final.
BHA	Bottom Hold Assembly
D	Densidad del fluido.
DPP	Disparos por pie.
FIG.	Figura.
GOR	Relacion gas petróleo.
Lb/gal	Libras por Galón
HE:	Horas evaluadas.
h	Espesor intervalo productor.
Lbs/gal	libras por galon.
NR	Medicion no registrada.
Pe	Presion estatica
Pi	Presion inicial
Pf	Presion final
PFT o Pc:	Presion fluyente de cabeza.
PFM:	Presion fluyente manifold.
Pi:	Presion de inyección.
PPH:	Produce petróleo Hidráulicamente.
PPS:	Produce petróleo hidráulicamente.
Sqz	Squeeze.
TR:	Tubería de revestimiento.
T REC o TR:	Total recuperado.
T EVL:	Tiempo de evaluación
WO	Work Over.

## SIMBOLOGIA

- $\Phi$  = Porosidad.
- $\mu$  = Viscosidad
- $\Delta P_s$  = Caída de presión por factor de piel.
- H = Espesor de la formación.
- TDH = Levantamiento del equipo BES.
- K = Permeabilidad Absoluta.
- $P_{up}$  = Presión a la entrada de la bomba.
- $P_{dn}$  = Presión de descarga de la bomba.
- J = Índice de productividad.
- Md = Profundidad medida.
- Tvd = Profundidad vertical verdadera.

## ÍNDICE DE FIGURAS

Fig 1.1 Taladro de Reacondicionamiento Autotransportable.....	4
Fig 1.1.1.1 Subestructura.....	6
Fig 1.1.1.2 Piso del Taladro.....	7
Figura 1.1.1.3 Mástil y Cabria.....	8
Fig. 1.1.1.4 Tabla de agua.....	9
Fig 1.1.1.6 Plataforma del Encuellador.....	10
Fig 1.1.2 Sistema de elevación.....	11
Fig. 1.1.2.1 Malacate.....	12
Fig. 1.1.2.2 Bloque Corona.....	13
Fig. 1.1.2.3 Bloque viajero.....	14
Fig. 1.1.2.4 Tipos de cuñas.....	15
Figura 1.1.3.3 Llaves para Enroscar y Desenroscar.....	16
Figura 4.1.1 Acidificación.....	40
Figura 5.1 Registros de control de cementación.....	56
Figura 5.5.1 Pescante de agarre exterior.....	61
Figura 5.5.2 Pescante de Agarre Interior.....	62
Figura 5.5.3 Pescante para herramientas sueltas.....	63
Figura 5.5.3.1 Arpón Soltador.....	64
Figura 5.5.3.2 Arpón Recuperador.....	65
Figura 5.5.3.3 Bloque Impresor.....	66
Figura 5.5.3.4 Cesta Pescafierros.....	67
Figura 5.5.3.5 Fresadora.....	68
Figura 5.5.3.8 Cortador Exterior.....	69
Figura 5.5.3.9 Raspador de Tubería.....	70
Figura 6.1 Diagrama del Pozo JDD 01.....	83
Figura 6.2 Diagrama del Pozo JDD ESPOL 02.....	91
Figura 6.3 Diagrama del Pozo JDD 03.....	96

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Densidades de algunos Fluidos.....	18
Tabla 2 Fluidos de fracturamiento.....	47
Tabla 3 Resultado de Pruebas Iniciales.....	74
Tabla 4 Resultados de Pruebas de producción .....	76
Tabla 5 de Resultados por cambio de Completación.....	78
Tabla 6 Resultado de Cambio de Completación.....	79
Tabla 7 Resultado de cambio de completación.....	82
Tabla 8 Descripción del diagrama de completación.....	97

## **INTRODUCCIÓN**

Por Reacondicionamiento de Pozos se debe entender todas las actividades que se llevan a cabo en la industria petrolera con el fin de recuperar o mejorar la producción de un yacimiento, que generalmente disminuye cuando se presentan determinadas condiciones, como por ejemplo la caída en la producción en un pozo fluyendo naturalmente, situación que necesita, de ser el caso, la instalación de algún mecanismo de levantamiento artificial, para recuperar la producción inicial o incrementarla.

Es importante mencionar que una determinada operación de reacondicionamiento implica la realización de estudios y evaluaciones que pueden ser costosas y que de alguna manera afectan la rentabilidad económica del trabajo. Por tanto es necesario elaborar un programa operativo que describa la ejecución apropiada de las actividades requeridas, siguiendo una secuencia técnica que permita lograr el objetivo esperado.

# CAPÍTULO 1

## 1. GENERALIDADES

Reacondicionamientos son todas las actividades que se realizan en un pozo y/o yacimiento después de la completación original. Es un proceso operativo cuyo propósito es reparar o cambiar la sarta de producción, parcial o totalmente, trabajos en el yacimiento, apertura de zonas nuevas con el objetivo de recuperar o aumentar la producción.

Las operaciones cubren una amplia variedad de trabajos incluyendo rehabilitación y estimulación de yacimientos, cambios de tubería, Cambio del sistema de levantamiento artificial, y recompletaciones. En

Pocas palabras las operaciones correctivas se clasifican de acuerdo al tipo de trabajo que se lleve a cabo después de perforar el pozo, incluyendo las actividades de taponamiento y abandono.

Cuando se cambia la sarta de completación, las actividades involucradas pueden ser: Reemplazar el equipo parte o todo el equipo de levantamiento artificial, cementación forzada para controlar invasión de agua o gas, rediseño de completaciones, abrir zonas nuevas a la producción y reevaluar o estimular arenas productoras.

La decisión de trabajar en un pozo luego de la completación inicial se basa en varios factores. El económico juega un papel crucial para determinar si un pozo merece trabajos correctivos para reparar o mejorar el rendimiento del yacimiento o para tapar y abandonar el pozo.

Las operaciones de reacondicionamiento deben ser planificadas y llevadas a cabo considerando el cumplimiento de las regulaciones gubernamentales, la seguridad y el impacto al medio ambiente, entre otros factores.

### 1.1 **Componentes de un Taladro de Reacondicionamiento**

Un taladro de reacondicionamiento se compone de seis sistemas principales:

- Soporte Estructural
- Elevación
- Rotatorio
- Circulación
- Generación y Trasmisión de Potencia
- Prevención de Reventones

A continuación se presenta un taladro de reacondicionamiento utilizado en nuestro país.

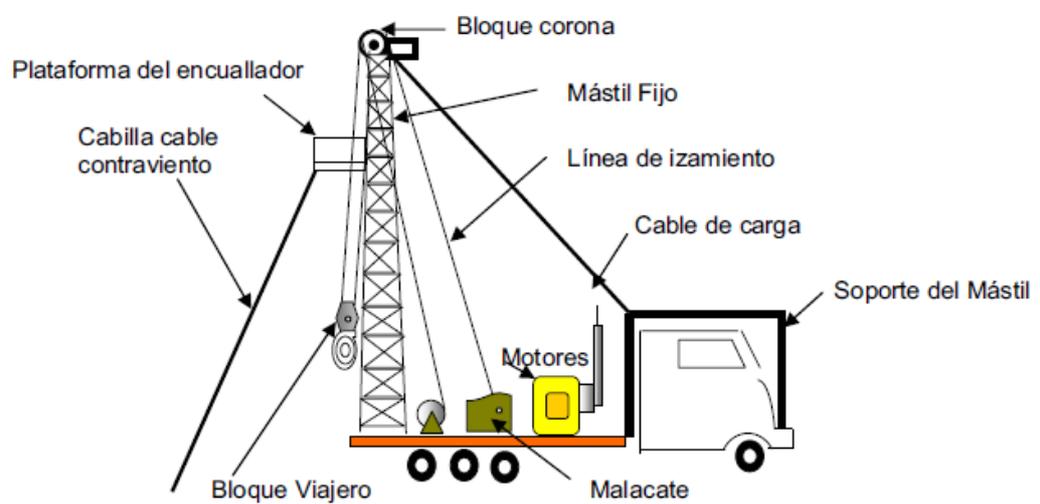


Fig 1.1 Taladro de Reacondicionamiento Autotransportable

### **1.1.1 Sistema de Soporte Estructural**

Consiste en una estructura de acero que sostiene el conjunto de maquinarias y equipos, requeridos por el taladro de reacondicionamiento. Se subdivide en:

- Subestructura
- Piso del taladro
- Mástil
- Tabla de agua
- Winche
- Plataforma del encuellador

#### **1.1.1.1 Subestructura**

Es un armazón grande de acero, que se coloca directamente sobre el pozo. Proporciona áreas de trabajo para los equipos y las cuadrillas en el piso del taladro y debajo de éste. La altura de la subestructura se determina por la altura del preventor de reventones

BOP, que en un taladro de reacondicionamiento es más pequeño que el utilizado en uno de perforación, como se muestra en la figura 1.1.1.1.



Fig 1.1.1.1 Subestructura

#### **1.1.1.2 Piso del Taladro**

Es la cubierta metálica colocada sobre la subestructura, constituyendo la plataforma de trabajo para la mayoría de las operaciones. Los elementos que se encuentran sobre el piso del taladro están señalados en la figura 1.1.1.2 los mismos que difieren entre una torre de perforación y una de reacondicionamiento siendo más numerosos los que se utilizan en perforación.

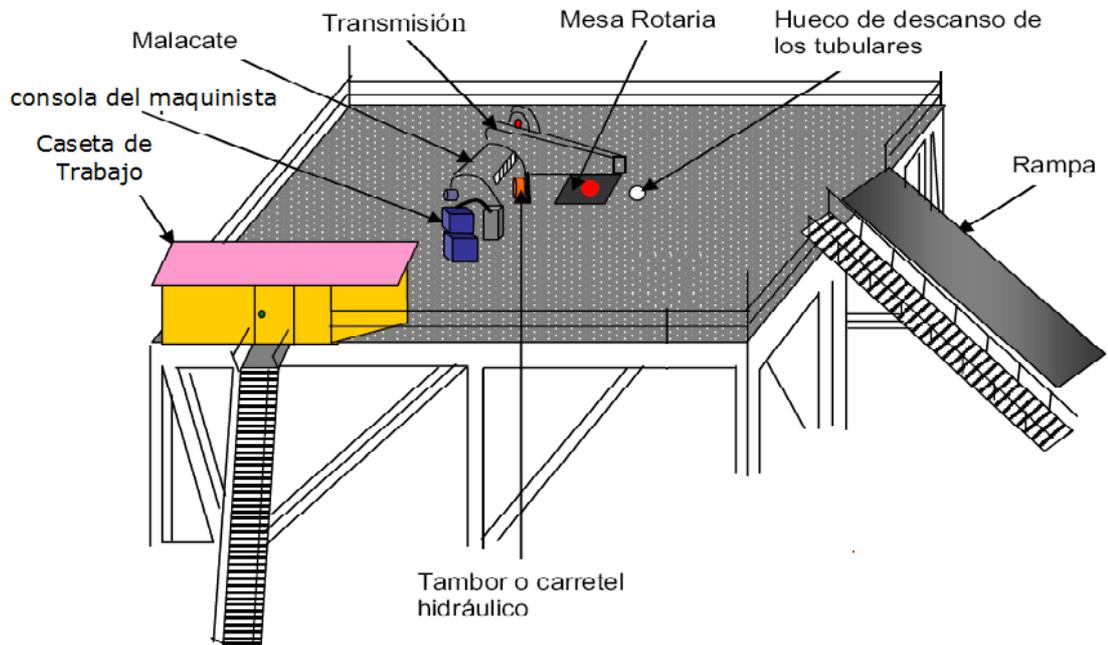


Fig 1.1.1.2 Piso del Taladro

### 1.1.1.3 Mástil

Es el ensamblaje de acero levantado sobre el piso del taladro y que permite el funcionamiento del equipo de elevación. Hay dos tipos básicos:

- **Cabria:** El armazón (estructura) cubre todo el piso del taladro. Se monta y desmonta en secciones, en la locación del pozo.

- **Mástil:** Cubre solamente una sección del piso del taladro y Se traslada a la locación del pozo pre ensamblado.

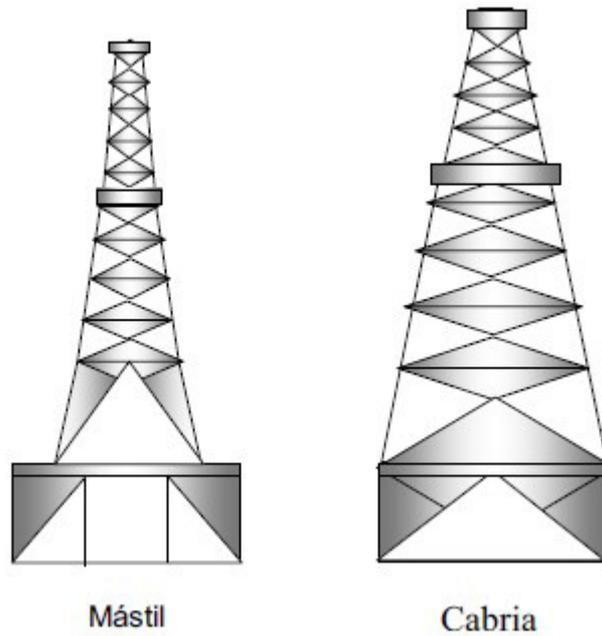


Figura 1.1.1.3 Mástil y Cabria

#### 1.1.1.4 Tabla de Agua

Ubicada en el tope del mástil y sirve de soporte al bloque corona, como se presenta en la figura 1.1.1.4.

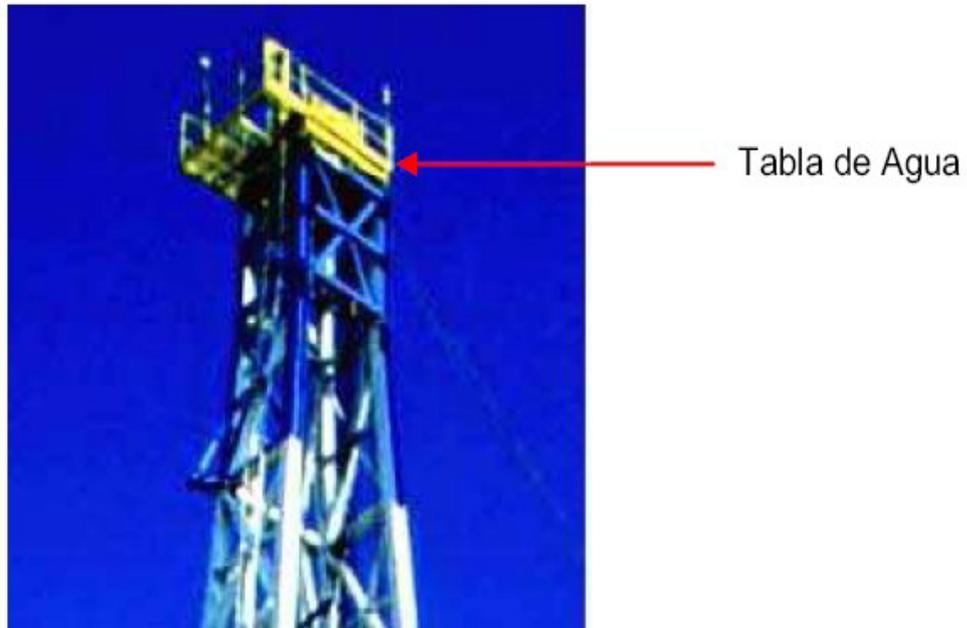


Fig. 1.1.1.4 Tabla de agua

#### **1.1.1.5 Winche**

Es un mecanismo constituido por un carrete de cable de acero operado desde el piso del taladro y se usa para el manejo de herramientas y equipos.

#### **1.1.1.6 Plataforma del Encuellador**

Permite al encuellador maniobrar la tubería de trabajo utilizada durante las operaciones, ubicandola en la plataforma (figura 1.1.1.6), de manera que quede asegurada en columnas sobre el piso del taladro.



Fig 1.1.1.6 Plataforma del Encuellador

### 1.1.2 Sistema de Elevación

Se utiliza para elevar, bajar y/o suspender la sarta de trabajo.

Las partes se indican en la figura 1.1.2 y está integrado por:

Malacate, Bloque Corona, Bloque viajero, Gancho.

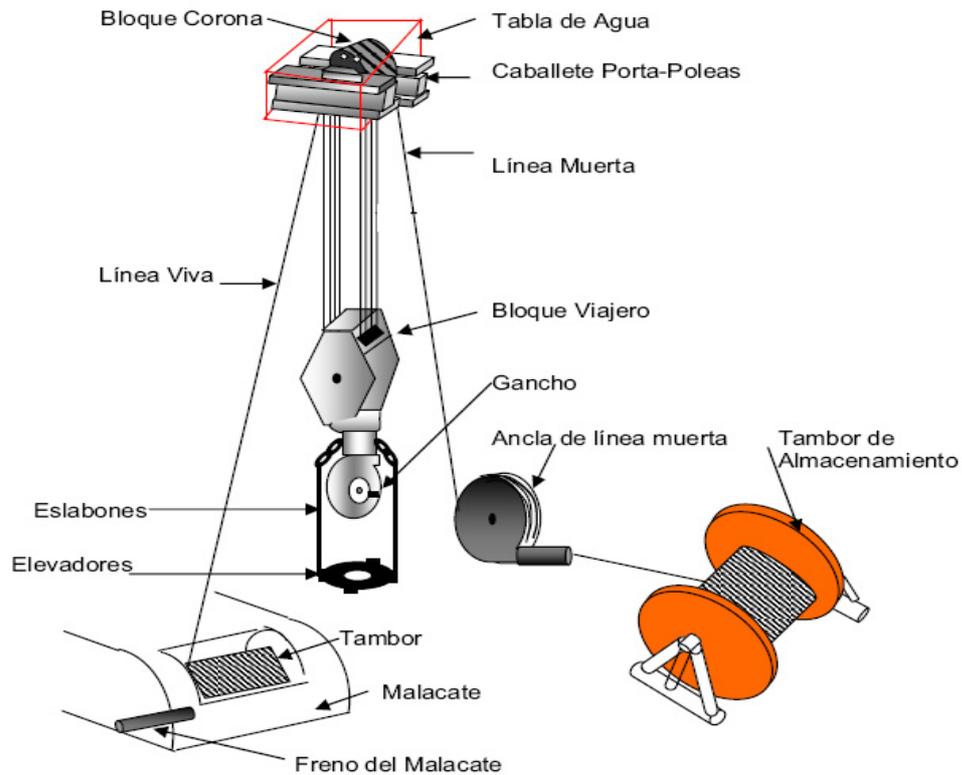


Fig 1.1.2 Sistema de elevación

### 1.1.2.1 Malacate

Sirve como centro de control de fuerza del conjunto elevador y está formado principalmente por un tambor controlado por frenos de alta potencia, donde se encuentra asegurada la punta del cable que viene desde el carrete de almacenamiento, se ensarta entre el bloque corona y viajero y retorna al malacate. Debe disponerse de suficiente cable para

que el bloque viajero pueda moverse desde el piso del taladro hasta por debajo del bloque corona.



Fig. 1.1.2.1 Malacate.

### 1.1.2.2 Bloque Corona

Es una polea múltiple localizada en el tope del mástil. En ella se enhebra el cable del bloque viajero que así puede llegar hasta el piso del taladro.

Este sistema permite el deslizamiento del cable y con ello el avance de las operaciones de reacondicionamiento.

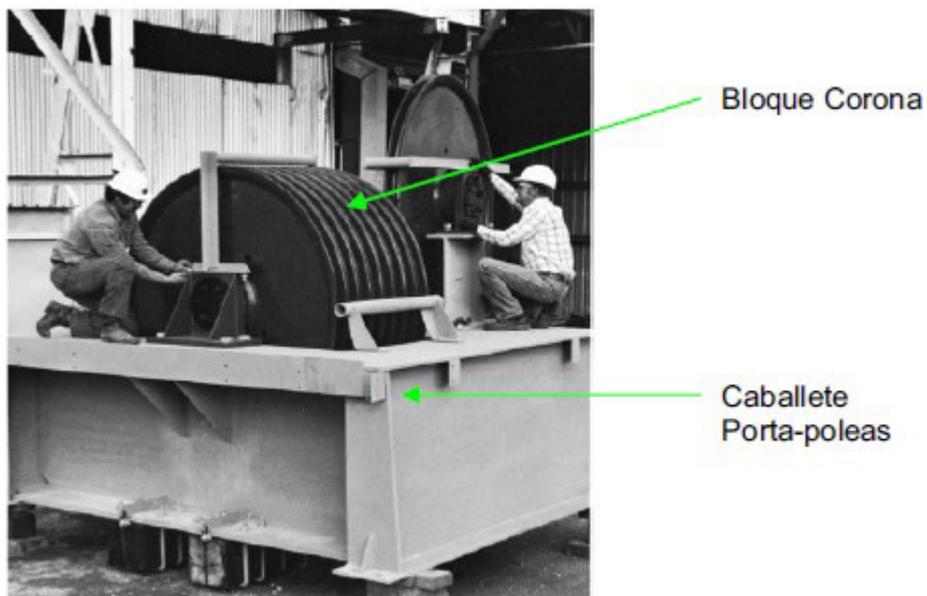


Fig. 1.1.2.2 Bloque Corona.

### 1.1.2.3 Bloque Viajero

Es la parte del sistema que se desplaza desde el piso del taladro hasta por debajo del bloque corona, llevando insertadas varias vueltas de cable de acero. Existen diferentes tipos y su selección depende de la magnitud de los esfuerzos a los que va a ser sometido en las operaciones de reacondicionamiento.



Fig. 1.1.2.3 Bloque viajero

#### **1.1.2.4 Cuñas**

Las cuñas se colocan dentro del buje maestro, alrededor de una unión de la sarta para suspenderla dentro del pozo, cuando se enrosca o se desenrosca una conexión.



Fig. 1.1.2.4 tipos de cuñas

### 1.1.3 Sistema Rotatorio

Se encuentra en la parte central del piso del taladro, permite rotar la sarta de trabajo y es importante porque todos los sistemas giran alrededor de el.

#### 1.1.3.1 Mesa Rotaria

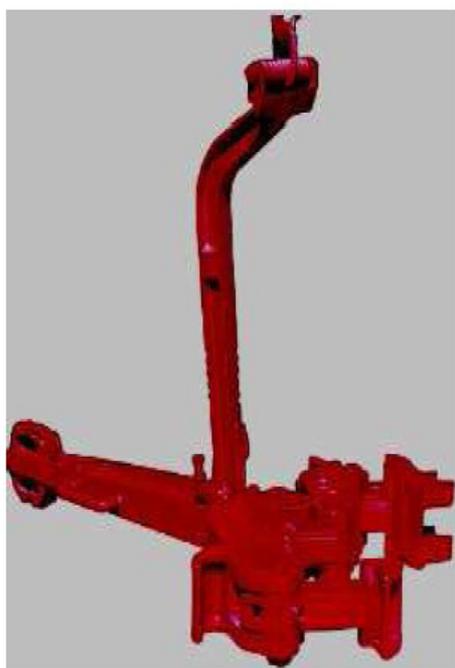
Es un elemento fuerte y resistente ubicado dentro del piso del taladro; combinada con el buje maestro y otros accesorios transmiten movimiento rotacional a la sarta de trabajo. Utilizando las cuñas soporta la sarta suspendida en el pozo.

### 1.1.3.2 Buje Maestro

Se acopla en la abertura central de la mesa rotaria y es removible. Por medio de los bujes maestros la mesa rotaria transmite movimiento rotacional al buje del cuadrante y a la sarta de trabajo.

### 1.1.3.3 Llaves para Enroscar y Desenroscar

Son dos llaves grandes cuya función es la de enroscar y desenroscar una tubería. En la siguiente figura se presentan los dos tipos más comunes.



(A)



(B)

Figura 1.1.3.3 Llaves para Enroscar y Desenroscar

#### **1.1.3.4 Top Drive**

La unidad de rotación en superficie (TOP Drive), ha reemplazado a la mesa rotaria y se utiliza en equipos de perforación, aunque también ha sido diseñada para operaciones menores de reparación (Power Swivel).

#### **1.1.4 Sistema de circulación**

Sirve de apoyo vital al sistema rotatorio durante las operaciones de reacondicionamiento. Tiene equipos, materiales y áreas de trabajo necesarias para la preparación, el mantenimiento y la verificación de las características físicas de los fluidos requeridos para las diferentes operaciones de reacondicionamiento.

##### **1.1.4.1 Fluidos de reacondicionamiento**

Los fluidos de reacondicionamiento pueden ser: gas, petróleo, agua salada (salmuera), lodos o cualquier solución química.

Existen variadas aplicaciones de estos fluidos en trabajos de reacondicionamiento, tales como: Completación, punzonado, cementación,

estimulación de formaciones, control del pozo, recompletación, profundización, taponamiento, limpieza, entre las más relevantes. Densidades de varios tipos de fluidos se muestran en la tabla 1

TIPO DE FLUIDO	Densidad		Densidad		Densidad	
	Mínima aprox. (Lbs/gal) (G/l)	719	Máxima aprox. (Lbs/gal) (G/l)	1018	Máxima Práctica (lbs/gal)	(g/l)
Petróleo	6.0	719	*8.5	1018	8.0	958
Gasoil			7.0	839	7.0	839
Agua Dulce					8.3	998
Agua de mar	8.4	1006	8.6	1030	8.5	1018
Salmuera-Cloruro de Sodio (NaCl)	8.3	995	10.0	1198	9.8	1174
Salmuera-Cloruro de Potasio(KCl)	8.3	995	9.8	1174	9.7	1162
Salmuera-Cloruro de Calcio(CaCl <sub>2</sub> )	11.0	1318	11.7	1401	11.5	1378
Salmuera-Bromuro de Calcio(CaBr <sub>2</sub> )	11.5	1378	15.1	1809	15.0	1197
Salmuera-Bromuro de Zinc (ZnBr <sub>2</sub> )	14.0	1677	19.2	2301	18.1	2158

**Tabla 1 Densidades de Algunos Fluidos**

#### 1.1.4.2 Bombas.

Elemento clave en cualquier operación de un taladro. Por lo general existen tres bombas de las cuales dos están operando y una se mantiene en reserva. Deben tener suficiente capacidad de descarga y presión para llegar a la profundidad total del pozo. Existen los siguientes tipos:

- **Duplex:** Tiene dos cilindros y envían fluido a gran presión en dos sentidos tanto de ida como de retorno del pistón.
- **Triplex:** Tienen tres cilindros y desplazan fluido a gran presión en un solo sentido.

### **1.1.5 Sistema de Generación y Potencia**

La potencia requerida para operar el taladro se genera con el uso de motores de combustión interna, que son fuentes primarias de energía, la que es transmitida a los componentes del taladro para su buen funcionamiento.

### **1.1.6 Sistemas de Prevención de Reventones**

Su principal función es controlar uno de los problemas más serios en las operaciones petroleras: “el golpe del ariete”, que puede resultar en un reventón, situación que se presenta cuando la presión de formación incrementa repentinamente y supera la presión hidrostática del fluido en el pozo.

Un “golpe de ariete” es una entrada imprevista de gas o del fluido de formación al pozo que puede llegar a la superficie. Si no hay el debido control se puede convertir en un

reventón, lo que significa que los fluidos de formación desplazan al del pozo, llegan a superficie pudiendo ocasionar graves accidentes.

#### **1.1.6.1 Preventor de reventones**

Instalación que consiste en un juego de válvulas hidráulicas y mecánicas, capaces de soportar niveles de presión altos, de alrededor de 5000 a 10000 psi. Va ubicado debajo de la mesa rotaria y tiene un conjunto de equipos especiales capaces de sellar y cortar la tubería.

### **1.2 Planificación de los reacondicionamientos**

Se planifica un programa de reacondicionamiento con el fin de recuperar o incrementar la tasa de producción de los pozos, tratando de lograr la máxima posible para lo cual se deben mantener las mejores condiciones operativas.

Las principales razones que inciden negativamente en la tasa de producción son:

- a. En la completación original se disparo un intervalo insuficiente.
- b. Producción excesiva de agua o gas que deberían ser eliminados.

- c. La arena tapó el pozo.
- d. El revestidor pudo haber sufrido aplastamiento o existir otras fallas mecánicas en el fondo del pozo que deben ser reparadas.
- e. Presencia de incrustaciones o parafina que taponan la formación y/o la tubería.

Las razones citadas o una combinación de ellas provocaran que el pozo no produzca la máxima tasa posible y por tanto se deberá analizar la posibilidad de llevar a cabo un trabajo de reacondicionamiento.

### **1.3 Análisis de pozos problema**

Durante la vida productiva de un pozo se presentan diferentes situaciones que reducen su capacidad de producción, tales como alta relación gas – petróleo (GOR) y el incremento del BSW, factores que inciden en la disminución de la producción de petróleo. Cuando los pozos llegan a la categoría de pozos problemas, debe analizarse tanto las condiciones operativas del mismo como las del yacimiento para decidir por una de las siguientes soluciones:

- Continuar produciendo hasta el límite económico.
- Mantener presión.
- Operaciones mejoradas de recobro.

- Abandono del pozo.

El análisis de un pozo problema incluye estudios de yacimiento, corrida de registros de producción, trabajos de limpieza de la sarta y disponer de toda la información necesaria que permita adoptar la mejor decisión sobre un reacondicionamiento. Por ejemplo, en un yacimiento de empuje por gas disuelto, la saturación de gas aumenta a medida que se produce, disminuye la presión y el gas liberado fluye hacia el pozo. Si la permeabilidad vertical es continua, puede presentarse conificación del gas. El problema se corrige cementando toda la zona y recañoneando la parte inferior de la arena productora para disminuir el GOR.

# **CAPITULO 2**

## **2 PROBLEMAS COMUNES DE PRODUCCION EN UN POZO PETROLERO**

Los trabajos de reacondicionamiento incluyen todas las operaciones efectuadas en un pozo después de haberse realizado las respectivas pruebas de producción y la posterior completación. Con el transcurso del tiempo, un pozo no produce la tasa esperada por diversas razones que pueden ser: presencia de parafina; carbonatos; alto contenido de gas o agua, que puede ocasionar la formación de un cono; canalización del agua por mala cementación primaria y agotamiento de una formación, situaciones que pueden originar pérdida de producción.

Mediciones de caudal, temperatura y presión, ayudan a determinar la posible causa de los problemas.

La primera señal de problemas en un pozo se obtiene del control diario de producción, información que no indica necesariamente el trabajo remedial que debe efectuarse. Por lo general una decisión para ejecutar un reacondicionamiento se debe adoptar, después de haber analizado datos como: Historial de producción, condición mecánica del pozo, y los parámetros del yacimiento.

Algunos de los indicios más comunes son:

- a. Disminución en la producción de petróleo, que es más significativa si es repentina y substancial.
- b. Presencia de parafina o incrustaciones de carbonatos en la tubería de producción, cabezal del pozo y en la línea de flujo.
- c. Aumento en la producción de gas, con respecto al volumen de petróleo producido, (GOR).
- d. Aumento de la relación agua – petróleo (WOR).
- e. Producción de cantidades significativas de arena en el fluido.

- f. Otros problemas son detectados por trabajos de en base a corridas de prueba de presión.

## **2.1 Presión**

Cuando la presión en una línea de flujo disminuye, la producción se reduce y el pozo puede empezar a fluir de manera intermitente, hasta que finalmente deja de producir naturalmente. Una solución sería instalar un sistema de levantamiento artificial mediante un reacondicionamiento, trabajo que debería efectuarse antes de que el pozo muera.

Por otra parte una baja permeabilidad de la arena productora puede originar la disminución de la presión fluyente. En cambio con una permeabilidad alta dicha presión disminuirá progresivamente en el tiempo.

## **2.2 Presencia de Gas**

El gas existe en el yacimiento en forma de gas libre, capa de gas y de gas disuelto en el petróleo, que se libera del líquido por la reducción de presión debido a la producción.

Un factor que también influye en la presencia de gas libre es la tendencia de los fluidos a separarse de acuerdo a sus densidades.

El gas en la zona de petróleo tratará de fluir hacia arriba y formará una capa de gas si aun no existe o la incrementará y el petróleo migrará hacia el pozo desde la zona de transición gas/petróleo. Las burbujas de gas se mueven hacia lo alto de la estructura, pudiendo fluir hacia la boca del pozo, ocasionando flujo de gas libre y aumento del GOR.

Otros factores que ayudan a la segregación por gravedad de los fluidos son la permeabilidad horizontal y vertical de la arena, la viscosidad del petróleo y la magnitud del relieve estructural presente.

#### **a.- Presencia de Agua**

El manejo en superficie del agua de formación requiere la utilización de equipos tales como: deshidratadores eléctricos, hornos, químicos para romper la emulsión, tanques para tratar el petróleo contaminado con agua y almacenarla con propósitos de reinyección. Los equipos comunes de producción como manifolds y separadores deben tener la capacidad suficiente para poder segregar el petróleo del agua.

A más de la migración debido a los empujes naturales en un yacimiento, agua o gas podrían fluir hacia un pozo productor por las siguientes razones:

- a. Se pueden canalizar o formar un cono dentro de la arena productora, debido generalmente a una excesiva tasa de producción.
- b. Si la cementación primaria fue defectuosa, el agua o gas pueden canalizarse por detrás del casing, desde zonas superiores, o inferiores al yacimiento y ser producidos junto con el petróleo.
- c. La producción de agua es totalmente indeseable; Por lo tanto cuando esto ocurre se justifica el reacondicionamiento de un pozo para reducir los gastos de operación que se incrementaran debido a que el agua debe ser reinyectada al subsuelo.

### **2.3 Problemas de Parafina**

Los depósitos de parafina no son solubles ni dispersables en la mayoría de los hidrocarburos y resistentes al ataque de los ácidos, bases y agentes oxidantes. Son mezclas de hidrocarburos saturados y de alto peso molecular, que se acumulan en tuberías de producción, líneas superficiales de flujo y en otros equipos de producción y almacenamiento.

Los métodos generalmente aplicados para el control y/o eliminación de depósitos parafínicos:

- a) Térmico
- b) Mecánico
- c) Aplicación de solventes.

Para efectuar los citados trabajos no se requiere taladro de reacondicionamiento.

#### **a.- Problemas de Incrustaciones (Carbonatos)**

En la industria petrolera la presencia de carbonatos se conoce como depósitos de incrustaciones, que se forman en cualquier parte del sistema de producción reduciendo el flujo del pozo y causando gastos considerables en tratamientos de control y/o eliminación de los mismos.

Para seleccionar el tratamiento que permite enfrentar el problema de incrustaciones se debe recuperar una muestra del depósito con el fin de analizarla e identificarlo. En la industria petrolera existen diferentes compañías de servicios que tienen compuestos químicos disponibles para eliminar los depósitos parafínicos. Los tratamientos de este tipo se llaman anti incrustantes.

También se puede utilizar métodos mecánicos apropiados como raspadores para eliminar incrustaciones en la sarta de producción.

En la ejecución de estos trabajos no se requiere la presencia de una torre de reacondicionamiento, pero en tratamientos de estimulación con ácidos es recomendable utilizarla para prevenir situaciones de riesgo, estados de emergencia y disponer de mayor seguridad.

## **2.4 Corrosión**

La corrosión es un proceso continuo de degradación de los metales o aleaciones, por reacciones químicas o electroquímicas con los agentes del medio ambiente.

Algunos fluidos de producción, presentan características corrosivas que dañan las instalaciones y facilidades superficiales de producción, existiendo métodos para detectarlas y técnicas de control de corrosión. Con ese fin se realizan evaluaciones periódicas con el fluido del pozo para determinar el tipo, el avance destructivo y la efectividad de los métodos de control que se deben aplicar. La influencia corrosiva de ciertos elementos de producción no solo se debe a la composición química de los fluidos producidos, sino también a ciertos trabajos de limpieza, estimulación y reacondicionamiento, en los que intervienen fluidos que contribuyen a corroer o acelerar el deterioro de tuberías y

equipos, además de la oxidación ambiental a la que están sometidas.

Una vez detectada la corrosión, los métodos de control y protección de las instalaciones más comunes son: inhibidores y/o protección catódica.

Los ataques por corrosión a las completaciones de pozos e instalaciones de producción causan pérdidas económicas porque ocasionan mayores costos por reparaciones, reemplazos de materiales, equipos y mano de obra, además de pérdidas de producción por derrame de petróleo, y/o daños al medio ambiente.

## **2.5 Problemas de Arena**

La presencia de arena constituye uno de los problemas más graves no solo en la completación, sino que además, dificulta obtener una muestra representativa del fluido producido durante las operaciones de prueba debido al arenamiento del pozo que causa el taponamiento del equipo utilizado para ese fin.

La arena es un sólido que se produce con el petróleo desde el yacimiento, sigue por la tubería vertical y llega a la estación, ocasionando serios daños a las facilidades de superficie. No es grave en la producción de nuestros campos petroleros pero se debe conocer la manera en que afecta al flujo de los pozos

para determinar el tipo de control que debe efectuarse cuando se presenta el problema.

El factor predominante para la producción de arena es la falta de compactación y cementación entre los granos de la formación. La arena suelta, llena el hueco reduciendo la tasa de producción o tapándolo completamente, situación que requiere la ejecución de un trabajo de limpieza, generalmente costoso.

Otros problemas ocasionados por la arena son:

- a. Los granos que migran a través de la formación pueden depositarse, reduciendo la permeabilidad efectiva de la misma, originando disminución en la tasa del flujo del pozo.
- b. La producción de una cantidad considerable de arena, ocasionaría el derrumbe de la formación y el colapso del casing.
- c. Es abrasiva, por tanto erosionara rápidamente el equipo del pozo y de la superficie. En el caso de que se tenga un sistema de levantamiento artificial para producir el pozo, la arena taponaría y/o desgastaría parte o todo el equipo requerido por un determinado sistema.

- d. Afectara la operación de los equipos de superficie, como separadores, sistemas para tratamiento y tanques, los cuales requerirán con mayor frecuencia trabajos de reparación y/o limpieza.

## **2.6 Problemas Mecánicos**

Los equipos tanto superficiales como del subsuelo están sujetos a diversos problemas como consecuencia de su configuración, materiales y funcionamiento. El desgaste o la corrosión generadas por la presencia de parafina, incrustaciones, arena, agua y/o gas y por la acción de los químicos utilizados en la producción, tratamientos de estimulación y/o reparación de pozos ocasionan un desgaste natural debido al uso.

El control oportuno y apropiado de los problemas que se pueden presentar en el proceso de producción contribuye a la conservación de todas las instalaciones petroleras, evitando reparaciones mecánicas. Por tanto se debe efectuar constantemente el mantenimiento oportuno de todos los equipos utilizados en un campo petrolero.



# **CAPÍTULO 3**

## **3. FLUIDOS Y METODOS DE CONTROL PARA EL “MATADO” DE UN POZO**

### **3.1 Fluidos**

En las operaciones de reacondicionamiento la principal función de un fluido es controlar la presión del yacimiento, de manera que se puedan realizar exitosamente todos los trabajos planificados.

Previo al reacondicionamiento, se debe controlar un pozo para poder retirar el cabezal instalado en el mismo y colocar el BOP. El propósito es cambiar el fluido del yacimiento en la tubería de

producción y en el espacio anular por uno más pesado, que generalmente es agua salada con densidad entre 8.4 y 8.9 libras/galón, conocido como fluido de matado. De esta manera se crea una columna hidrostática que ejerce una presión mayor a la de la formación productora, impidiendo el flujo de la misma y evitando aumentos repentinos de presión provenientes del yacimiento que pueden causar que los fluidos lleguen en forma violenta a la superficie convirtiéndose en un “reventón” incontrolable, en algunas ocasiones de trágicas consecuencias. El peso del “agua de matado” utilizada para controlar el pozo, no debe ser excesivo para evitar que el fluido invada la formación ocasionando daños que alteren o cambien las características del yacimiento.

Los tipos de fluido de control más comunes utilizados en las operaciones petroleras son: agua dulce, agua salada, petróleo y en determinadas situaciones, lodos. A continuación se efectúa una breve explicación de sus aplicaciones.

#### **a.- Agua Dulce**

En el pasado se utilizó debido al bajo costo sin tomar en cuenta los daños que originaba, siendo aceptable solo en arenas limpias, porque no dañaba la formación dado que no contiene arcillas.

**b.- Agua Salada**

Actualmente es el fluido de uso común en la industria petrolera debido al menor daño que causa la formación, teniendo en cuenta el costo y el poder corrosivo.

**c.- Petróleo**

Se considera que es el fluido de control más recomendable porque prácticamente no causa daño a la formación. La desventaja que presenta es que por sus características originan peligros de incendios o explosiones.

**d.- Lodos**

Pueden ser a base agua o a base petróleo. Los últimos son los más favorables para el yacimiento porque su filtrado es petróleo y por tanto el daño de formación prácticamente no existe.

**3.2 Selección del Fluido de Control**

Es uno de los problemas más comunes en los trabajos de reacondicionamiento, pero si se dispone de la información necesaria el fluido de control se seleccionará conociendo la profundidad del

intervalo disparado y las presiones de fondo que se pueden determinar mediante una prueba de pozos.

En la selección también se debe considerar las operaciones que se van a efectuar, la presión hidrostática requerida y la densidad, cuyos rangos son:

AGUA SALADA:----- (8.6-8.9) lbs/gl

ACEITE:----- (1.45-1.60) lbs/gl

LODO:----- (1.632-3.91) lbs/gl

Además se recomienda conocer las presiones de fondo del pozo, descartar el agua dulce y cuando las condiciones de operación y presión lo requieran, utilizar lodos con características similares a los empleados en perforación, teniendo en cuenta que las primeras opciones deben ser agua salada o petróleo

A continuación se describen los principales métodos operacionales conocidos para controlar el pozo.

### **3.3 Circulación Directa**

Para aplicarla es necesario abrir la camisa de circulación, integrante de la sarta de completación, estableciendo comunicación tubing-casing. La operación consiste en bombear el fluido de matado por la tubería de producción hasta la camisa, retornando por el espacio anular, desplazando hacia la piscina o al tanque en la locación el fluido original del pozo. Normalmente, si el peso del fluido de matado es suficiente, luego de bombear el volumen calculado para llenar las tuberías, el pozo debe quedar controlado. Sin embargo, después de desplazar el fluido del pozo a la piscina, se continua circulando agua de matado hasta que la nueva presión hidrostática sea mayor a la presión de la formación productora. En este momento se considera que el pozo esta “muerto”, es decir bajo control.

### **3.4 Circulación Inversa**

En la circulación inversa (llamada también reversa) el fluido de matado se bombea por el espacio anular circula por la camisa y retorna a superficie por la tubería de producción. También se llama de “circulación corta” porque el desplazamiento de la capacidad del tubing demanda menor tiempo y volumen que el requerido con circulación directa, donde es necesario primero desplazar todo el volumen del anular.



# **CAPITULO 4**

## **4. OPERACIONES DE REACONDICIONAMIENTO**

El propósito es rehabilitar y/o mejorar las condiciones de flujo de los yacimientos, cuando han dejado de producir o la producción disminuye.

Se clasifican en:

- a).- Trabajos de estimulación
- b).- Trabajos de reparación
- c).- Trabajos mecánicos.

En ocasiones, un reacondicionamiento puede incluir dos o tres tipos, pudiendo ser ejecutados en cualquier orden.

## **4.1 Trabajos de Estimulación**

Se define como el proceso mediante el cual se crea o se recupera un sistema de canales en la roca yacimiento para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo. La técnica permite solucionar el problema que se presenta cuando existe daño en la arena productora debido a las operaciones de perforación y/o completación.

Los tratamientos de estimulación se pueden efectuar mediante la inyección de ácidos y otros compuestos químicos a presiones menores a la de la formación o bombeando fluidos a altas presiones para fracturar hidráulicamente el yacimiento. En el primer caso se trata de una acidificación y en el segundo de un fracturamiento.

### **4.1.1 Acidificación**

Método de estimulación que se basa fundamentalmente en las propiedades que tienen diversos ácidos para atacar y limpiar las formaciones productoras. El principal propósito de un tratamiento ácido es disolver la roca, agrandando los canales porosos existentes y abriendo nuevos, en base a las reacciones químicas que se dan entre el ácido y los elementos constitutivos de la matriz en la zona de interés, como se observa en la figura 4.1.1.

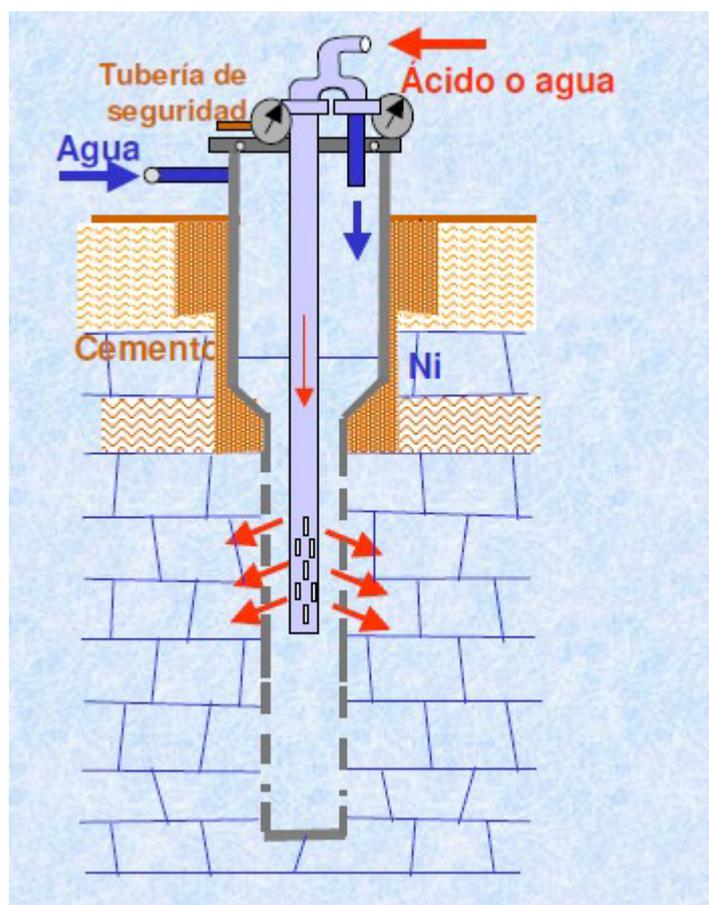


Figura 4.1.1 Acidificación

En las formaciones pueden producirse daños importantes, tanto superficiales como profundos, que afectan la producción. Por medio del ataque con ácidos adecuados a las características físicas y químicas de la formación, se puede restituir la permeabilidad original de la misma o incrementarla, mejorando con ello el flujo de fluidos en la zona crítica del pozo (área dañada).

Calizas o dolomitas, que contienen minerales solubles en ácidos, frecuentemente requieren tratamientos con ácidos hidrociorhídricos. Tales rocas muchas veces poseen baja permeabilidad o no tienen porosidad continua y no desarrollan buenos caudales de producción hasta que son tratadas con ácidos, que se inyectan a la formación entrando a los canales de drenaje, disuelven las superficies expuestas de la roca y aumentan la permeabilidad de la formación alrededor del pozo.

**a.- Penetración del ácido**

La distancia que penetra el ácido en las formaciones está dada por su velocidad, el régimen de pérdida de fluido y la reacción del ácido con las arenas. La mayoría de los expertos coinciden en que la máxima penetración de ácido activo se logra cuando el primer incremento inyectado ha sido completamente neutralizado (deja de reaccionar).

Después de acidificar, entre los puntos lejanos de la formación y el borde del pozo debe existir un flujo limpio y sin taponamientos. Por ello, es importante que los productos solubles originados por la reacción química con la formación y las arenas insolubles, arcillas, esquistos o lutitas e incluso residuos acumulados por oxidación, sean completamente

eliminados de la formación después de acidificar. La posterior producción limpiara los canales de flujo.

#### **4.1.1.1 Fluidos de Tratamiento.**

Los fluidos utilizados tienen que ver con la solubilidad del yacimiento. Los principales ácidos recomendados para la estimulación de pozos son: Clorhídrico, Fluorhídrico, Acético y Fórmico, por ser altamente efectivos. A continuación se presenta una breve descripción de los mismos.

a. **Clorhídrico (HCL)**.-, La solución acuosa del mismo reacciona con todos los metales comunes y la mayoría de los compuestos, incluyendo los carbonatos de calcio y magnesio que comprende la mayor proporción de las formaciones productivas de gas y petróleo en el mundo.

b. **Fluorhídrico (HF)**: Se presenta como un líquido, ya sea en forma anhidra (donde es corrosivo) o en solución acuosa. Ataca sílice y silicatos, tales como vidrio y concreto; también metales como hierro fundido y varios materiales orgánicos. En la estimulación de

pozos, el HF es generalmente usado en combinación con el HCL, en diferentes proporciones.

c. **Acético.-** Es soluble en agua en cualquier proporción y en la mayoría de los solventes orgánicos. Aunque mezclas de ácido acético con agua (como se usa en la estimulación de pozos) son considerados corrosivas para la mayoría de los metales, la velocidad de corrosión es mucho menor que la de los ácidos clorhídrico y fluorhídrico. Se recomienda su uso cuando debe permanecer en contacto con el casing por mucho tiempo; de igual forma cuando el ácido se utiliza como fluido de desplazamiento en un trabajo de cementación.

d. **Fórmico.-** Es completamente miscible (capaz de ser mezclado) con agua y en solución forma un ácido más poderoso que el acético siendo similares sus propiedades. En la estimulación de formaciones se utiliza en combinación con el HCL, actuando como retardador en pozos de alta temperatura.

### **Aditivos para Fluidos de Acidificación**

- a. **Agentes Tensoactivos (Surfactantes, Demulsificantes).**- Son productos químicos que tienen la propiedad de disminuir la tensión superficial o interfacial y permiten controlar la formación de emulsiones o destruir las que están formadas.
  
- b. **Inhibidores.**- Protegen la tubería vertical y la línea de flujo del pozo de la corrosión. Tanto los orgánicos como los inorgánicos, son efectivos para retardar la acción del ácido con el acero.
  
- c. **Secuestrantes:** Controlan la precipitación de depósitos de hierro a partir de la solución acida gastada. La mayoría de los agentes secuestrantes son ácidos orgánicos tales como el acético, cítrico o láctico, o mezclas de estos.
  
- d. **Agentes de Suspensión:** Mantienen en suspensión las partículas finas de arcillas y compuestos silíceos removidas después de un tratamiento ácido

efectuado en calizas y dolomitas, para posteriormente ser eliminadas de la formación mediante flujo del pozo.

e. Agentes Reductores de Fricción.- Actúan minimizando la cantidad de turbulencias del flujo por las tuberías. En solución actúan como una multitud de “capas” elásticas que suprimen la turbulencia.

#### **4.1.2 Fracturamiento Hidráulico**

Método de estimulación desarrollado para incrementar la productividad en pozos de petróleo y gas. Surgió como consecuencia de las variaciones de presión observadas durante las operaciones de cementación y de acidificación.

Durante el fracturamiento, la roca se rompe en cualquier plano de sedimentación o de debilidad estructural y la ruptura depende de las condiciones físicas de los sedimentos como la compactibilidad, la plasticidad, elasticidad, etc. Es decir que las fracturas se producen porque los esfuerzos aplicados son absorbidos por una formación, en ocasiones sin necesidad de vencer la sobrecarga, que es función del peso de las capas de roca.

##### **4.1.2.1 Fluidos para Fracturamiento**

###### **Características**

La composición del fluido para fracturamiento actualmente incluyen: agua, agua con reductor de fricción, agua gelatinosa, petróleos viscosos y otros tipos especiales. Un fluido ideal debe reunir las siguientes características:

- Adecuado control de pérdida.
- Baja pérdida por fricción en la tubería
- Alta pérdida de fricción en la fractura
- Alta capacidad de transporte de arena
- Mínimo daño a la permeabilidad de la formación y a la de la fractura
- Bajo costo
- Seguro y fácil de manejar

En la industria petrolera, todas las compañías de servicio ofrecen una gama completa de fluidos para fracturamiento con sus propios nombres de fracturación. En la tabla aparece una breve descripción de los tipos de fluido actualmente actualizados.

<b>TIPOS DE FLUIDO</b>	
Agua con reductor de Fricción	
Agua Viscosificada (40lbs/1000gal)	
Súper Geles	
Poliemulsión	Baja Temperatura
	Alta Temperatura
Petróleos Viscosificados	Reducción de Fricción
	Viscosidad media
Superfrac	

Tabla 2 Fluidos de fracturamiento

El agua viscosificada es el fluido para fracturamiento mas ampliamente usado por su bajo costo. Antes de utilizarla se debe analizar una muestra de la formación para determinar la presencia de arcillas hinchables.

El fracturamiento hidráulico en la actualidad es utilizado para cumplir cuatro propósitos fundamentales:

- a) Mejorar la productividad y el factor de recobro de un pozo debido al ensanchamiento de los canales de flujo a mayor distancia en el interior del yacimiento, como solución a problemas de daños de formación. Generalmente, son trabajos de poco volumen, porque el radio de penetración alcanza unos 15 pies.

b) Crear fracturas de penetración profunda y gran área en el yacimiento para mejorar la productividad de un pozo.

Se trata de formaciones de baja permeabilidad, del orden de 10 milidarcys, que ofrecen una gran resistencia al flujo del petróleo hacia el pozo. La solución es incrementar el área de drenaje, es decir que no esté limitada únicamente a la sección donde tenemos los punzados

c) Ayudar en operaciones de recuperación secundaria.

Permite mejorar la tasa de inyección de fluidos a las formaciones.

d) Incrementar la tasa de inyección de agua salada. Posibilita la aplicación de procesos de reinyección, eliminando principalmente problemas de contaminación ambiental.

#### **4.1.2.2 Mecanismo Básico del Fracturamiento con Agentes de Soporte**

El principio básico del fracturamiento hidráulico consiste en inyectar fluido viscoso con alta presión en la arena productora para crear y extender una fractura. Cuando las fuerzas de tensión originadas por la presión hidráulica del fluido contra la roca son suficientemente

grandes, literalmente la parten formándose las fracturas, que se extienden en longitud hasta cierta profundidad desde el borde del pozo por el continuo bombeo del fluido fracturante.

Generalmente, agentes de soporte, como arena, cascaras de nuez o bolas de vidrio, aluminio y plástico, van mezclados con el fluido de inyección y penetran en la fractura evitando que esta se cierre por completo cuando la presión disminuye o finaliza el tratamiento. La presión que tiende a sellar las fracturas horizontales se llama “presión de cierre de fractura”, y a las verticales, “presión de confinamiento”.

Las formaciones recomendables para fracturar son areniscas consolidadas, calizas, dolomitas,

#### **4.2 Trabajos de Reparación**

Implican cambios parciales o totales de las condiciones del intervalo productor: Incluyen operaciones de cementación forzada (squeeze), tapones balanceados, aislamiento de zonas indeseables y recañoneo de intervalos productores después de aislar zonas vecinas con agua y/o gas. También se pueden cañonear nuevos intervalos cuando se

abandonan los originalmente producidos por algún tipo de problema que disminuye su tasa de flujo.

#### **4.2.1 Cementación Forzada (squeeze)**

La cementación forzada o squeeze se aplica en los siguientes casos:

##### **a. Para Reparar Fugas o Huecos en el Casing**

Debido a problemas de uso, construcción e incluso de materiales, un casing corrido en el pozo puede tener problemas de corrosión, que ocasionan fugas o huecos en el revestidor requiriéndose cementarlas a presión para sellar el espacio anular detrás del tubo.

Para ejecutar este trabajo es necesario recuperar la sarta de producción del pozo, localizar la fuga y efectuar la reparación de la misma por cualquier método disponible.

##### **b. Sellar posibles canalizaciones**

Las canalizaciones se originan por mala cementación primaria que produce que intervalos adyacentes se comuniquen con la formación de interés. Una mala cementación primaria se determina mediante el registro eléctrico CBL-VDL-CCL-GR, el

que permite apreciar mala adherencia del cemento a la tubería, a las paredes del hueco o si existe canalización.

Dependiendo del intervalo o intervalos a reparar, se punzona frente a ellos o en las cercanías, para lograr inyectar cemento. No se debe disparar en cuellos de la tubería y por lo general se realizan dos disparos a través de los cuales se ejecuta la cementación forzada. En los trabajos se debe utilizar un retenedor de cemento.

### **c.- Aislar Zonas Productoras de Agua y/o Gas**

Debido a una mala cementación primaria o a el proceso normal de producción, el agua y/o el gas pueden invadir la arena productora ocasionando conificación. Para el caso del agua, se debe cementar los disparos inferiores para aislarlos, de manera que la producción de petróleo fluya por los superiores. Para realizar el trabajo se coloca un retenedor de cemento sobre la formación productora se efectúa la prueba de inyectividad y si es positiva continúa la cementación remedial en todo el intervalo. Después de la operación, se perfora el retenedor, el cemento dentro del pozo y a continuación se redisparan los pies superiores de la zona productora, pudiendo incrementar la densidad de los disparos,

que daría como resultado posible incremento del flujo de fluidos.

En el caso de alta presencia de gas, el procedimiento que se debe aplicar es similar al descrito anteriormente teniendo en cuenta que el gas se va a producir por los disparos superiores. La cementación para aislar la invasión de agua y/o gas da lugar a operaciones de reparación por medio de las cuales se puede abandonar una o varias zonas y abrir nuevas arenas para hacerlas producir.

#### **d.- Taponar Fracturas en la Formación**

Para este trabajo se recomienda bombear una lechada de cemento con baja pérdida de agua para que no se deshidrate antes de colocarla a la profundidad requerida. El “squeeze” dependerá del tamaño de la fractura que debe sellarse para evitar que se abran nuevas o que las existentes se hagan más grandes.

En fracturas de formaciones con baja permeabilidad, un material de soporte generalmente arena, será necesario para mantenerla abierta y permitir que la lechada de cemento permanezca en el lugar mientras es bombeada.

#### **4.2.2 Técnica Para Colocar Tapones de Cemento**

La técnica recomendada es el método de balanceamiento, también llamada tapón balanceado, que se aplica tanto en operaciones de perforación como de reacondicionamiento. Consiste en desplazar la lechada de cemento a través de la tubería de trabajo, hasta que el nivel del fluido en el espacio anular se iguale con el existente en el interior de la tubería, permitiendo que las respectivas columnas se equilibren dejando el tapón a la profundidad deseada.

El método es simple no requiere equipo especial, únicamente la unidad de servicio de cementación y tubería.

En operaciones de reacondicionamiento el tapón balanceado es usado para solucionar problemas de producción de agua. El taponamiento se efectúa bajando en el pozo una tubería abierta en la parte inferior para bombear una cantidad determinada de cemento frente a la zona que se desea taponar. Para calcular los volúmenes de fluidos y materiales requeridos en la mezcla se debe conocer: Profundidades, especificaciones de las tuberías utilizadas, clase de cemento y densidad requerida de lechada. Con el propósito de que el

nivel de fluido se mantenga estable, el tapón se puede colocar en cualquier lugar del pozo y dejar que fragüe.

### **4.3 Trabajos Mecánicos**

No se realizan directamente sobre la formación productora. Se ejecutan con o sin taladros de reacondicionamiento y por lo general el resultado es mejor producción. Algunos se realizan con cable (wireline), técnica que permite realizar las siguientes operaciones:

- a. Cambiar el flujo de la tubería de revestimiento (anular) a la tubería de producción, abriendo la respectiva camisa.
- b. Pistonear la tubería de revestimiento (espacio anular) a través de la tubería de producción.
- c. Cambiar zonas que se producen a través de tubing, abriendo una nueva camisa, luego de cerrar otra o bajar un tapón controlador de flujo.
- d. Registrar la presión del yacimiento.
- e. Inyectar ácido o solvente en cualquier zona, utilizando la unidad de "Coiled-tubing".

Los trabajos mecánicos probablemente sean los más sencillos y de rápida ejecución. Con taladro se limitan principalmente al cambio de

completación de un pozo cuando por necesidades de reparación, mal funcionamiento o malas condiciones, se tenga que cambiar totalmente el equipo de subsuelo de algún sistema de levantamiento artificial o parte de él, como bombas electrosumergibles, válvulas de gas lift y varillas para bombeo mecánico. También cuando se requiera cambiar parcial o totalmente la tubería de un pozo, reemplazar una empacadura o cualquier herramienta por mal funcionamiento.

# **CAPÍTULO 5**

## **5. EQUIPOS, MATERIALES Y HERRAMIENTAS REQUERIDAS**

### **5.1 Unidad de Registros de Control de Cementación**

En todo pozo después que ha sido revestido y cementado el casing de producción, es necesario verificar que exista una buena cementación primaria antes de disparar los intervalos productivos. Similar procedimiento se debe cumplir luego de un trabajo de reacondicionamiento en el cual se ha efectuado una cementación forzada (squeeze), porque es necesario comprobar que haya hecho un buen sello antes de proceder a redisparar la zona tratada tratada

o cañonear un nuevo intervalo. Para este fin se dispone del registro de control de cementación GR, CCL, CBL Y VDL.

Se debe tener presente que en un pozo la mayoría de registros eléctricos se corren a hueco abierto y después de ser entubados, son aplicables el Neutrón (N), rayos Gamma (GR) y Sónicos (S), cuando no es posible correrlos a hueco abierto por problemas en el pozo. También se corre un registrador un registro localizador de cuellos de tubería de revestimiento para poder ubicarlos en profundidad respecto a las arenas productoras.

La figura 5.1 muestra la configuración de un registro de control de cementación.

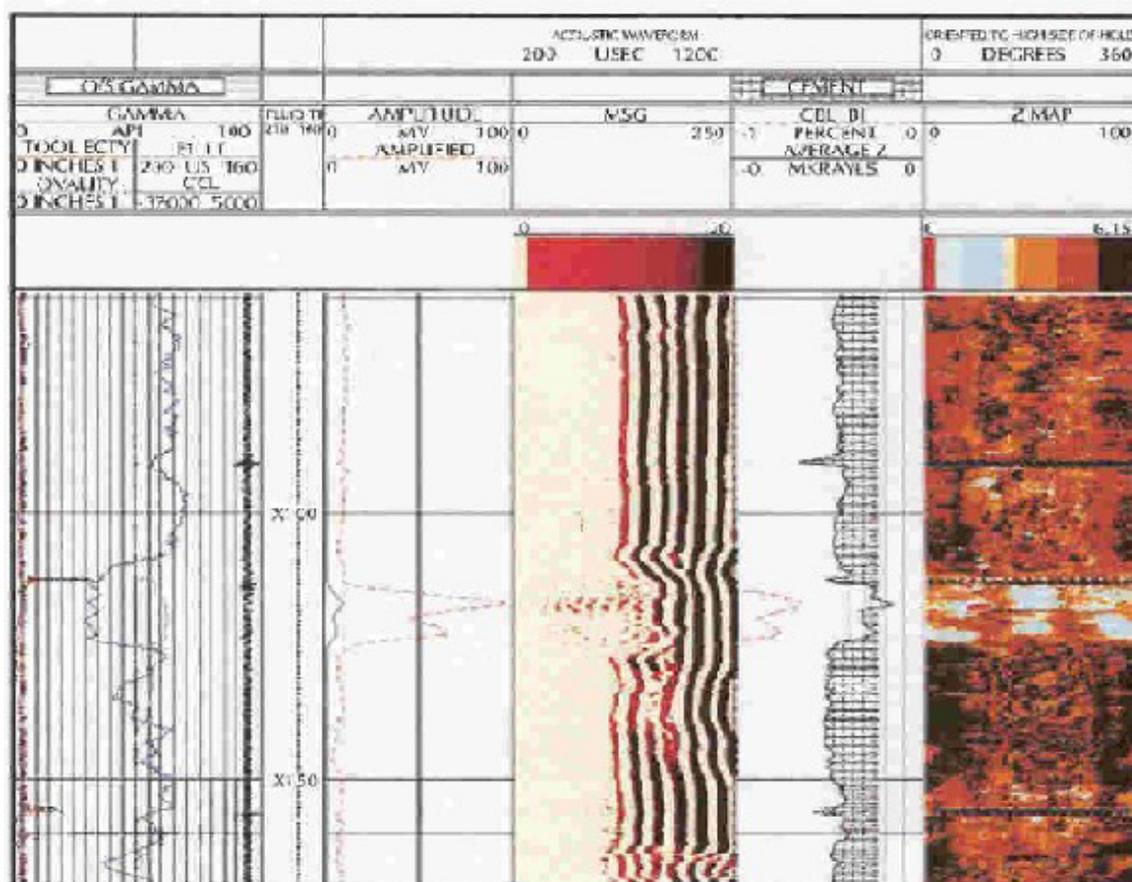


Figura 5.1 Registros de control de cementación

## 5.2 Unidad de Bombeo Para Cementación

Cuando es necesario efectuar trabajos de cementación forzada y de estimulación a la formación aplicando generalmente altas presiones, se utilizan unidades de bombeo provistas equipo auxiliar y conexiones capaces de soportar dichas presiones y de registrarlas durante las operaciones mediante curvas diagramadas sobre un disco de papel que ayudan a evaluar los resultados del trabajo.

Una unidad de bombeo puede ser útil para:

- 1.- Cementar sartas superficiales, intermedias y de producción (cementación primaria).
- 2.- Cementación forzada o squeeze.
- 3.- Taponamiento con cemento para tratar de eliminar el agua de formación y/o gas.
- 4.- Taponamiento de fracturas naturales, cavidades, fugas y formaciones que causan problemas de pérdidas de circulación.
- 5.- Fracturamiento de formaciones.
- 6.- Pruebas de tubería y conexiones.
- 7.- Controlar pozos.
8. Establecer circulación a través de la tubería de perforación o de producción.
9. Ubicar fugas en las tuberías de revestimiento o de producción.
10. Mezclar los materiales de fluidos de perforación y completación con aditivos.

### **5.3 Retenedor de Cemento**

Tiene aplicación en cementaciones forzadas. En el pozo se corre utilizando cable eléctrico o con tubería y se asienta sobre el intervalo problema. Permite insertar el Stinger, herramienta bajada en el extremo de la tubería de cementación. Cuando el retenedor se corre con tubería lleva insertado el stinger y el conjunto forma parte

de una herramienta denominada "Setting tool", que permite accionar mecánicamente al retenedor mediante rotación de la tubería de trabajo en superficie, para que se asiente a la profundidad programada y ejecutar la operación planificada. En la parte superior del Setting tool va un centralizador.

Los retenedores sin Stinger sirven como tapones permanentes (CIBP) en el casing, llamados tapón puente y utilizados para aislar zonas productoras de agua.

Los retenedores son considerados empaaduras no recuperables y por tanto para removerlos hay que perforarlos, después de que se han utilizado. De lo contrario pueden permanecer indefinidamente en el pozo hasta que se decida hacer un trabajo donde sea necesario perforarlo. Poseen una válvula check, que sirve para retener la mezcla de cemento mientras se recupera la sarta de trabajo, es decir permite el desplazamiento de la mezcla hacia una profundidad determinada mientras se está bombeando e impide el regreso de la misma al finalizar la operación, cuando el Stinger se saca del retenedor para poder recuperar la tubería y esperar el tiempo de fraguado, luego de lo cual continuarán los trabajos programados.

#### **5.4 Tapón puente (Bridge Plug)**

También conocido como CIBP (Casing Irretrievable Bridge Plug). Tiene aplicación permanente porque generalmente se utiliza para asilar un intervalo productor de agua. Para efectuar un determinado reacondicionamiento y se puede perforar en cualquier momento durante la vida del pozo. Son tapones metálicos que se asientan mecánicamente con tubería o eléctricamente mediante cable.

#### **5.5 Herramientas de Pesca**

Una operación de pesca es el conjunto de procedimientos realizados en un pozo, con el fin de remover o recuperar, tuberías, equipos y/o herramientas, denominadas pescado, que generalmente dificultan o impiden la producción de una zona, existiendo diferentes alternativas para solucionar un determinado problema.

La mayoría de herramientas empleadas, llamadas pescantes, están diseñadas para correrlas con tubería, operar con rotación, movimientos recíprocantes, o mediante una combinación de los mismos.

Los pescantes se clasifican de acuerdo a los siguientes grupos:

- De agarre externo.
- De agarre interno.
- Para herramientas y materiales sueltos.
- Para cable de acero.

A medida que el diámetro del pescado es más pequeño es menor la disponibilidad de pescantes.

#### **5.5.1 De Agarre Externo.**

Diseñadas para agarrar exteriormente el pescado y su firmeza se basa en el mecanismo de cuñas que tienen en su interior. Se fabrican para operar con rotación de la tubería a la derecha o a la izquierda y se utilizan cuando los pescados están libres o fijos dentro del pozo.

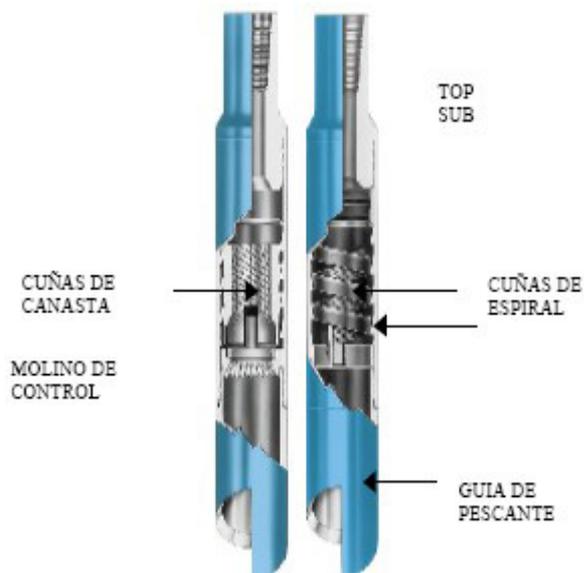


Figura 5.5.1 Pescante de agarre exterior

### 5.5.2 De Agarre Interno.

Cuentan con un mecanismo de diseño y agarre interior para penetrar dentro del pescado. Están compuestos por arpones fabricados para operar con tensión. Tienen la particularidad de que al correrse en el interior del pescado, las cuñas están en posición retraída.

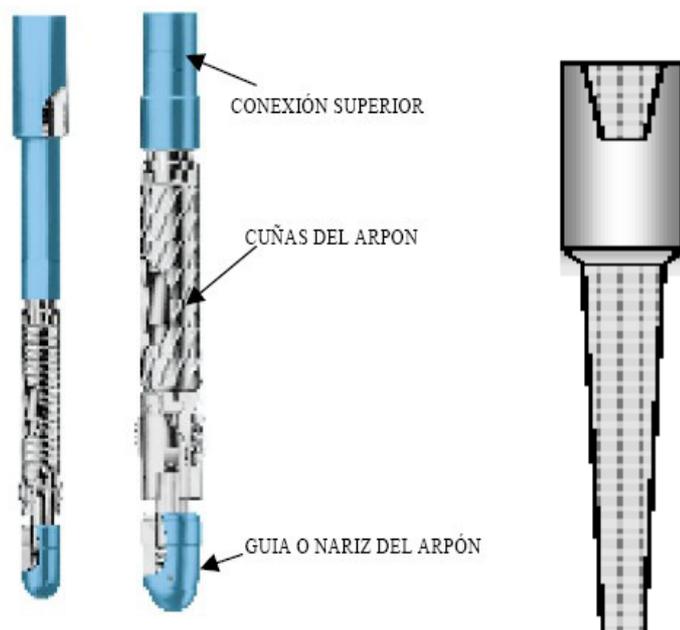


Figura 5.5.2 Pescante de Agarre Interior

### 5.5.3 Para Herramientas y Materiales Suelos

Agarran materiales sueltos en el interior del pozo, tales como: cuñas de tubería, dados rotos de llaves, pedazos de cable y conos de brocas.



Figura 5.5.3 Pecante para herramientas sueltas

Los principales tipos de herramientas disponibles son:

#### **5.5.3.1 Arpón Soltador**

Se conecta y desconecta fácilmente al pescado.

Sirve para operaciones que requieran altos esfuerzos de tensión y severos impactos, son soportados por el arpón cuando está conectado al pescado permitiendo circulación.

Opera en el interior de la tubería de producción o de revestimiento, pudiendo conectarse o desconectarse sin dificultad.



Figura 5.5.3.1 Arpón Soltador

### 5.5.3.2 Arpón Recuperador

Suministra un medio simple y seguro para enganchar un pescado interiormente, permitiendo un positivo agarre, liberación y reenganche del mismo cuando se desee. Agarran el pescado sobre una gran área, sin dañarlo o distorsionarlo inclusive cuando se requiere martillos y tensiones. Permite recuperar las de tuberías de producción y de perforación, pudiendo ser usado con cortadores y otras herramientas.

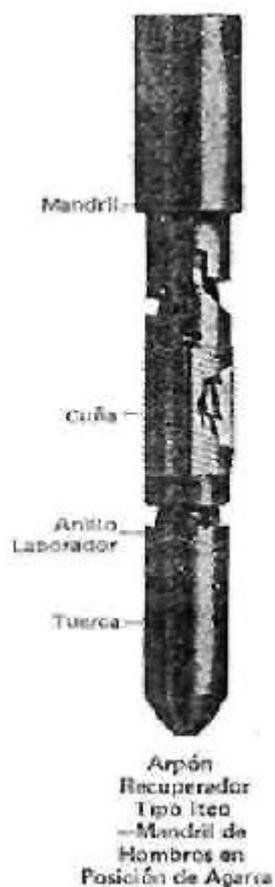


Figura 5.5.3.2 Arpón Recuperador

### 5.5.3.3 Bloque Impresor

Marca una impronta legible en plomo con la finalidad de determinar visualmente el tipo, forma y posición del pescado dentro del pozo. Son simples, seguros y existen 5 medidas estándar que cubren todos los tamaños de tubería, desde 4" D.E. a 13-3/8" D.E. Funcionan con cable, pero se usan con tubería

cuando es necesario aplicar peso, rotación y circulación.

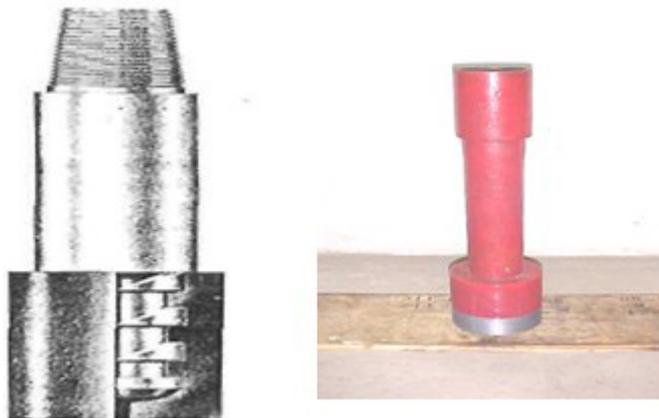


Figura 5.5.3.3 Bloque Impresor

#### **5.5.3.4 Canasta de Circulación Inversa**

Es una Cesta Pescafierros, tipo Circulación Inversa, usada para recuperar toda clase de metales acumulados en el fondo de un pozo, que pueden ser conos y cojinetes de brocas, cuñas rotas, pedazos de cable, herramientas manuales, restos de tuberías y ripios de fresadoras..



Figura 5.5.3.4 Cesta Pescafierros

#### **5.5.3.5 Fresadora.**

Usada para taladrar o dar forma a una pieza de metal. Con frecuencia se utilizan para perforar desperdicios metálicos en el fondo del pozo y limpiar sobre el tope de un pescado permitiendo que el pescante agarre la superficie lisa; el exterior es plano para no dañar las paredes del revestimiento.

La fresa debe estar siempre fabricada de un material más duro que el de la sección que se va a cortar. Para liberar tubería aprisionada se utilizan zapatas fresadoras.



Figura 5.5.3.5 Fresadora

#### **5.5.3.8 Cortador Externo**

Corta en tuberías dobladas donde otros pescantes no trabajan, manteniendo circulación y rotación después de que la herramienta ha agarrado el pescado.

Está disponible en medidas para cortar cualquier tamaño de tubería de perforación o producción, desde varillas hasta sarta de perforación de 5-1/2" y recuperar la sección cortada.

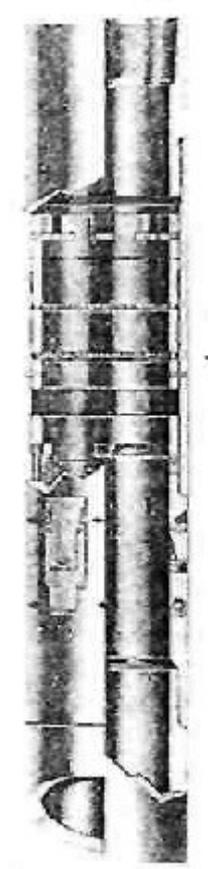


Figura 5.5.3.8 Cortador Exterior

### 5.5.3.9 Raspadores

Usados para raspar las paredes de las tuberías de perforación y/o de producción, removiendo cualquier depósito o irregularidad existente, cubriendo totalmente el área que se va raspar en un círculo de 360°.

La remoción de obstrucciones asegura que herramientas como empacaduras puedan ser corridas sin dañarse.

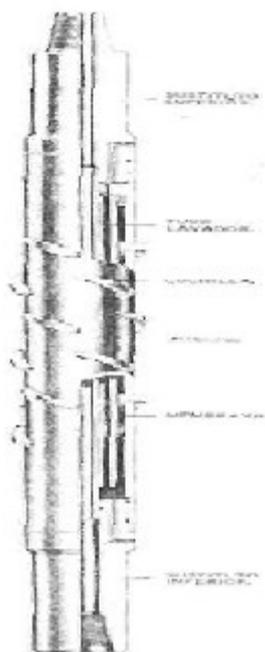


Figura 5.5.3.9 Raspador de Tubería

## 5.6 Materiales para Fluidos de Reacondicionamiento

Son los compuestos químicos utilizados como aditivos en los fluidos para operaciones de reacondicionamiento. Tienen aplicación principalmente en la preparación de agua salada para controlar el pozo (agua de matado), en la elaboración de la lechada para trabajos de cementación y en tratamientos de estimulación

A continuación se da una breve explicación de los aditivos más comunes.

### **5.6.1 Sal**

Es práctica generalizada usar agua salada como fluido de completación y/o de reacondicionamiento en la mayoría de los pozos, siendo por tanto la sal el elemento de mayor consumo en la preparación de dicho fluido.

En un pozo nuevo el fluido de perforación (lodo) se desplaza de la tubería de revestimiento mediante agua salada antes de empezar el proceso de completación.

También se la utiliza después de cada prueba de producción con el propósito de controlar el pozo, desplazando el petróleo con agua salada de suficiente peso de manera que la nueva columna hidrostática origine una presión mayor a la de la formación evitando un reventón

En nuestro país, el peso requerido del agua salada para controlar los pozos esta en el rango de 8.7 a 8.9 Lbs/gal. En una completación o reacondicionamiento se trata de mantener la densidad del agua salada lo más baja posible sin

el riesgo de un reventón, para evitar que el fluido de control cause un gran daño en la formación.

### **5.6.2 Aditivos de la Lechada de Cemento**

Existe amplia variedad de aditivos para cambiar y mejorar los cementos básicos en las diferentes aplicaciones en los pozos, siendo los más comunes retardadores y/o aceleradores del tiempo de fraguado del cemento, lo mismo que reductores de fricción.

### **5.3.3 Aditivos para Tratamiento de Estimulación.**

En la industria petrolera se dispone de una amplia variedad de aditivos para trabajos de acidificación o fracturamiento de las formaciones productivas, la selección depende del objetivo que se trata de lograr con el trabajo de estimulación.

# **CAPÍTULO 6**

## **6. PROBLEMAS PRESENTADOS EN EL POZO JDD -01**

A continuación se presentan diferentes trabajos de reacondicionamiento efectuados en tres pozos del nororiente ecuatoriano, que los denominados JDD-01, JDD-02, JDD-03.

### **6.1 Pozo JDD ESPOL - 01**

El pozo, fue completado el 4 de Septiembre de 1998, fecha en que inició su producción y hasta Marzo del 2006 se han efectuado 5 reacondicionamientos, cuyo análisis es el siguiente:

### **Información Preliminar**

FECHA DE COMPLETACION: 04 de Septiembre de 1998

### INTERVALOS PERFORADOS:

ARENA "T" 9956-9960' (4') 2 DPP SQZ

ARENA "H" 10034'- 10050' (16') 5DPP

10094'-10098' (4') 2 DPP SQZ

La tabal 3, presenta los resultados de las pruebas iniciales.

NUMERO DE PRUEBA	FECHA	ZONA	METODO	BPPD	BSW	RGP	API	PFT	PFM
1	31/08/1998	H	B.H	595	33	N.R	28.5	N.R	N.R

Tabla 3 Resultado de Pruebas Iniciales

Se debe tener presente que en prácticas de campo el proceso de pruebas iniciales y completación de un pozo, se reconoce como el reacondicionamiento número 1.

## **W.O. No. 02**

**Fecha:** 16 de Diciembre de 1998

**Objetivo:** Cambiar Completación por Bomba Atascada con Escala.

### **Procedimiento Aplicado**

- Taladro inicia operaciones el 11 de Diciembre de 1998. Controlan el pozo, retiran cabezal, arman el BOP y sacan completación. La bomba de pistón sale atascada por presencia de escala.
- Bajan broca y raspa tubos hasta 10100', circulan y sacan la sarta de trabajo.
- inyectan 500 glns. de HCl al 15% a la arena Hollín; tasa 0.5 BPM;  $P_i = 2840$  psi;  $P_f = 100$  psi.
- Recuperan ácido y evalúan hollín:  $P_i = 3500$  psi; Bls / día = 1512; BSW = 0.6%; TR (Total recuperado)= 540 Bls; BFPD = 960; BSW formación =20%; TI 14 Horas.
- Bajan completación para bombeo hidráulico con cavidad de 3 ½, asientan empacaduras y realizan pruebas de admisión a Hollín.
- Prueban 6 horas a la estación: BFPD = 1008; BSW= 100%; TR = 254 Bls.
- Finalizan operaciones el 16 de Diciembre de 1998.

Resultados del Reacondicionamiento

PRUEBA	FECHA	ZONA	METODO	BPPD	BSW	RGP	API	PFT	PFM
ANTES	05-12-98		PPH						
DESPUES	19-12-98		PPH						

Tabla 4 Resultados de Pruebas de Producción

**Comentario:** El reacondicionamiento fue exitoso porque la producción se incrementó 520 BPPD, al pasar de 174 a 694 BPPD.

## **W.O. No .03**

**Fecha:** 14 de Febrero del 2000

**Objetivo:** Cambio de Completación por Bomba Atascada con Escala.

### **Operaciones Efectuadas:**

- Taladro inicia trabajos el 11 de Febrero del 2000. Controlan el pozo, retiran cabezal, arman el BOP y sacan completación, la bomba de pistón sale atascada con escala.
- Bajan broca y raspa tubos hasta 10098'. Circulan y sacan la sarta de trabajo.
- Bajan completación para bombeo hidráulico con cavidad de 3-1/2". Asientan empacadura, a 9962' y prueban anular con 800 psi.
- Realizan prueba de admisión a Hollín con 2000 psi, cae a cero en 2 minutos. Con Jet 9A se realiza prueba de producción de 6 horas con los siguientes resultados. BFPD=836; BPPD=334; BSW=60%.
- Finalizan operaciones el 14 de Febrero del 2000.

La tabla 5. Permite analizar antes y después del reacondicionamiento.

Resultados:

PRUEBA	FECHA		METODO						
ANTES	04-02-00		PPH						
DESPUES	26-03-00		PPH						

Tabla 5 de Resultados al cambiar la completación

**Comentario:** El trabajo fue exitoso, se incrementa producción en 651 BPPD.

## W.O. No. 04

**Fecha:** 04-Jun-00

**Objetivo:** Cambiar Completación por Bomba Hidráulica no Recuperable, ni con Pesca

- Taladro inicia operaciones el 24 de Mayo del 2000.
- Se realiza corte químico en tubería de 3-1/2" @ 9853', bajan BHA de pesca, recuperan 50% de pescado con bastante escala.
- Bajan BHA moledor hasta 9926', se trabaja parte externa del pescado hasta 9960' (profundidad de packer). Bajan BHA de pesca, se recupera pescado, sale con presencia de escala.
- Se realiza tratamiento anti-escala a Hollín, se baja Cavidad de 3-1/2", + empackadura, se desplaza bomba Jet 9A se realiza prueba de producción a la estación: T. Rec= 218, BFPD= 864, BPPD= 121, BSWF= 86%, T. Evi= 6HRS.
- Finalizan operaciones el 04 de Junio del 2000.

Resultados:

PRUEBA	FECHA		METODO					
ANTES	11-05-00		PPH					
DESPUES	11-06-00		PPH					

Tabla 6 Resultado de Cambio de Completación

**Comentario:** Trabajo exitoso, se mantiene producción por problemas de escala.

### **W.O. N° 05**

**Objetivo:** Cambio de Completación por Bomba Hidráulica no Recuperable, ni con Pesca

- Inician operaciones el 13 de Mayo del 2004.
- Bajan BHA de prueba en tubería de 3-1/2" hasta 9991', asientan empacadura, Realizan prueba de admisión con 2200 PSI, a 2.7 BPM con 10 BLS de agua. Se efectúa tratamiento anti-incrustante a "Hollín" con 77 BLS de mezcla, desplazados con 82 BLS de agua a 2.0 BPM a una Presión Máx. de 2500 PS
- Abren camisa de 3-1/2" de "Hollín" a 9919' y desplazan bomba Jet 10- J para evaluar a la estación:
- Los resultados son:

BFPD	BSW	BPPD	TR		SALINIDAD(ppm cl)
888	77	204	1018		10500

- Pescan bomba Jet, controlan pozo, desasientan empacaduras y sacan
- Bajan BHA de producción con empacadura y cavidad en tubería de 3-1/2", midiendo, calibrando y probando con 3000 PSI cada 24 paradas hasta 10002'
- Desarman BOP, arman cabezal y prueban con 3000 PSI. OK. Asientan empacadura 9962'; prueban anular con 800 PSI y

realizan prueba de admisión a “Hollín” con 1800 PSI. Presión cae 100 PSI / minuto

- Desplazan bomba Jet 9 A hasta 9870’ y corren prueba de producción a “Hollín” con los siguientes resultados:

BFPD	BSW	BPPD	TR	HE
1128	100	0	233	6

Finalizan operaciones el 19 de Mayo del 2004.

**Comentario:** Trabajo exitoso, se mantiene la producción.

## W.O. No. 06

**Objetivo:** Cambiar la completación por bomba atascada.

El procedimiento aplicado en este trabajo es similar a los dos anteriores, y la tabla 7 permite visualizar el resultado del reacondicionamiento.

PRUEBA	FECHA	ZONA	METODO					
ANTES	BOMBA	ATASCADA						
DESPUES	12-06-08	H	PPH					

Tabla 7 Resultado de cambio de completación

**Comentario:** Trabajo exitoso. Se recupera producción.

El diagrama de completación después del reacondicionamiento número 6 se muestra a continuación.

**Resultado:** Luego del cambio de completación, el diagrama de la misma se presenta a continuación, se debe recordar, que la fecha del último workover debe estar descrita, en la parte superior derecha del diagrama de completación.

**Pozo JDD 01**

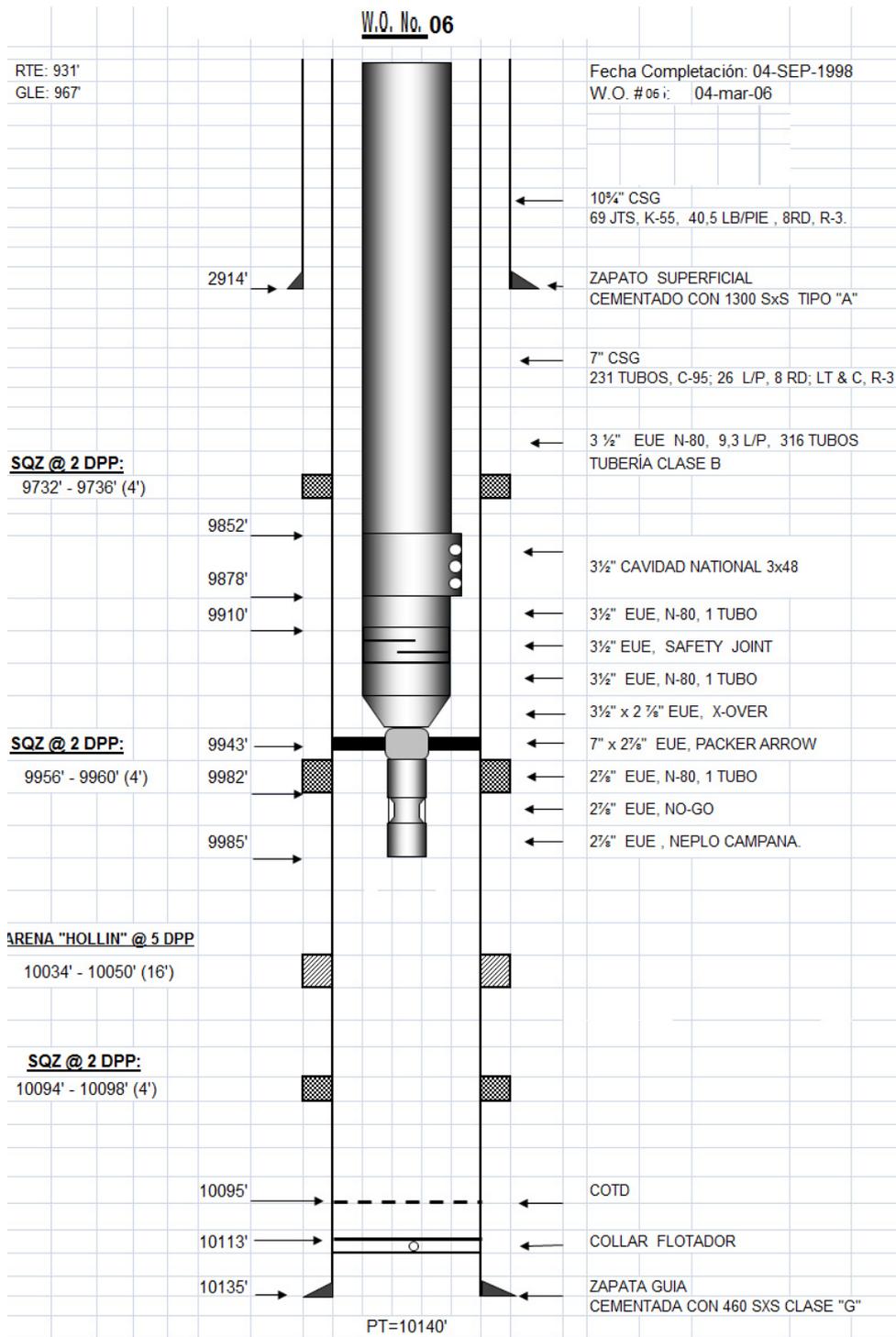


Figura 6.1 Diagrama del Pozo JDD 01

## 6.2 Pozo JDD ESPOL 02

A continuación se presenta el sumario de las operaciones realizadas durante la ejecución del reacondicionamiento número 2 y el respectivo diagrama de completación.

### **6.2.1 Sumario de Operaciones de Reacondicionamiento**

#### **Procedimiento**

1. Inician operaciones el 23 de Abril del 2010 a las 11H00.
2. Controlan pozo con agua filtrada y tratada de 8.3 lpg, bombean 220 BLS por anular, no hay retorno, desplazan 80 BLS por tubing no hay retorno, presión 200 psi, caudal 2.5 BPM, total bombeado: 300 BLS.
3. Desarman cabezal, instalan BOP y prueban con 1500 psi, OK.
4. Sacan equipo BES DN -450 en 3 ½ tubería:  
Bombas mecánicamente en buen estado, giro normal, separador de gas mecánicamente en buen estado, giro normal, protectores mecánicamente en buen estado, aceite trabajado normal, motor giro normal, con bajo aislamiento,

sensor mecánicamente en buen estado, cables de potencia en buen estado.

5. Bajan BHA de limpieza en 3 ½ tubería midiendo, calibrando y probando con 3000 psi cada 20 paradas, hasta 10080', circulan, limpian y sacan.
6. Bajan Campana on-off de 5-1/2" X 3-1/2" en tubería de 3-1/2", midiendo, calibrando y probando con 3000 psi cada 20 paradas hasta 10087', maniobran para enganchar seal connector a 10087' con éxito, Wire Line recupera std valve 3 ½" , asienta standing valve de 2-75" con elementos de presión, abren camisa de circulación, desplazan bomba jet-D6 con unidad de bombeo.

**BFPD=312, BSW=25%, BPPD=234, THE=25,**

**TBR=348**

7. Reversan bomba jet, cierran camisa, prueban anular con 500 psi OK, Wire line recupera elementos de presión. Se realiza estimulación matricial con 45 bls de solventes más 24 barriles

de HCL al 5% más 12 barriles de post flujo  
NH<sub>4</sub>CL, realizan tratamiento con 600 psi en  
anular, presión inicial: 1800 psi @ 0.5 BPM; Pf:  
1300 psi @ 0.5 BPM.

8. Abren camisa de circulación, desplazan bomba  
jet D-6, evalúan arena "U".

**BFPD=432, BSW=56%, BPPD=190, THE=14**

**(DESPUES DE**

**TRATAMIENTO SACAN ELEMENTOS),**

**TBR=273.**

9. Reversan bomba jet, asientan elementos de  
presión y desplazan bomba jet y continúan  
evaluando "U" al tanque en locación.

**BFPD=336, BSW=36%, BPPD=215, THE=17**

**(DESPUES DE TRATAMIENTO SACAN**

**ELEMENTOS), TBR=515.**

10. Wire-line pesca bomba jet, cierra camisa,  
recuperan elementos de presión. Se preparan 35  
bls de píldora para control de pozo que la  
desplazan con 20 bls de agua, sin éxito. Se

incrementa presión en el tubing hasta 3000 psi, maniobran para desasentar Packers con éxito, intentan desplazar píldora hasta arena "U" sin éxito. Incrementa presión en el tubing (posible camisa de U cerrada). Wire-line chequea camisa de arena "U" @ 10255', se encuentra abierta, abren camisa de circulación a 10018'. Se decide reversar la píldora. Controlan pozo con agua filtrada y tratada. Sacan completación de fondo.

11. Asientan tapón a 10470'.
12. Bajaron conjunto TCP con cañones de 4- 1/2" en tubería de 3- 1/2" con colchón de agua de 2000 'hasta 10070', correlacionan profundidad con marca radiactiva; asientan packer a 10278', prueban anular con 6000 psi, OK. Sueltan barra detonadora y repunzonan:

**ARENA "U": 10260'-10272'(12') @ 5 DPP.**

Nota: Soplo débil.

13. Wire-line asienta elementos de presión, abre camisa de circulación, desplazan bomba jet D-7 y evalúan con unidad de bombeo:

**BFPD: 456, BSW: 28%, BPPD: 328; THE: 133;**

**TBR: 1181**

14. Wire-line recupera bomba jet, elementos de presión, Pwf: 965 psi. Desplazan bomba jet-D6 y continúan evaluando arena "U".

**BFPD= 456, BSW= 18%, BPPD= 374; THE= 174;**

**TBR= 1886, API= 20°; SALINIDAD= 20000-PPM-**

**CL.**

15. Reversan bomba jet, cierran camisa de circulación, abren by-pass y prueban circulación OK.

Realizan tapón temporal, con 12 bls, desplazan con 70 bls de agua, cierran by pass, forzan píldora a la formación, presión final: 3340 psi. Abren camisa de circulación, controlan pozo con agua

filtrada y tratada de 8.3 lpg, desasientan packer, sacan conjunto TCP (cañones salen 100% detonados)

16. Arman y bajan completacion de fondo en tubería de 3 1/2", midiendo, calibrando, y probando con 3000 psi cada 20 paradas hasta 10200', asientan packer a 10176', prueban con 800 psi OK. Desconectan on-off, sacan campana en tubería 3 1/2".

**3 1/2" VALVULA (SETEADA @ 4500 PSI)**

**3 1/2" 1 TUBO CORTO**

**3 1/2" NO-GO**

**3 1/2" TUBO CORTO**

**PACKER FHL 7" X 3 1/2"**

**3 1/2" TUBO CORTO**

**4 1/2" X 3 1/2" ON-OFF CONECTOR**

17. Arman el siguiente equipo BES:

**2 BOMBAS TD-450 (193 + 176 ETAPAS**

**C/U), SERIE 400**

**1 SEPARADOR DE GAS**

**2 PROTECTOR SERIE 400**

**1 MOTOR 100 HP, 1355 V, 46 AMP, SERIE  
456**

**1 SENSOR SMART GUARD, SERIE 456**

**1 CENTRALIZADOR DE 5”**

18. Bajan equipo BES en tubería de 3-½” clase “B”  
midiendo, calibrando, y probando con 3000 psi  
cada 20 paradas hasta 10120”, realizan empates  
de cables con capilar # 2 @ 4500` y 9060`.
19. Desarman cabezal y prueban. Realizan conexión  
de quick connector, OK.
20. Realizan prueba de rotación de equipo BES @ 55  
Hz. OK.  
  
Wire-line abre camisa de circulación, circulan 260  
bls de crudo limpio, para evitar recalentamiento de  
motor.
21. Realizan prueba de producción de arena “U”:  
  
**BFPD= 384, BSW= 100%, 30 Amp, 58 HZ; Pc=  
10 psi; Pi= 934 psi, Ti= 239° F, THE= 10; TR= 96**
22. Finaliza operaciones el 15 de Mayo del 2010 a  
las 11H00.

Dias de operación = 22D

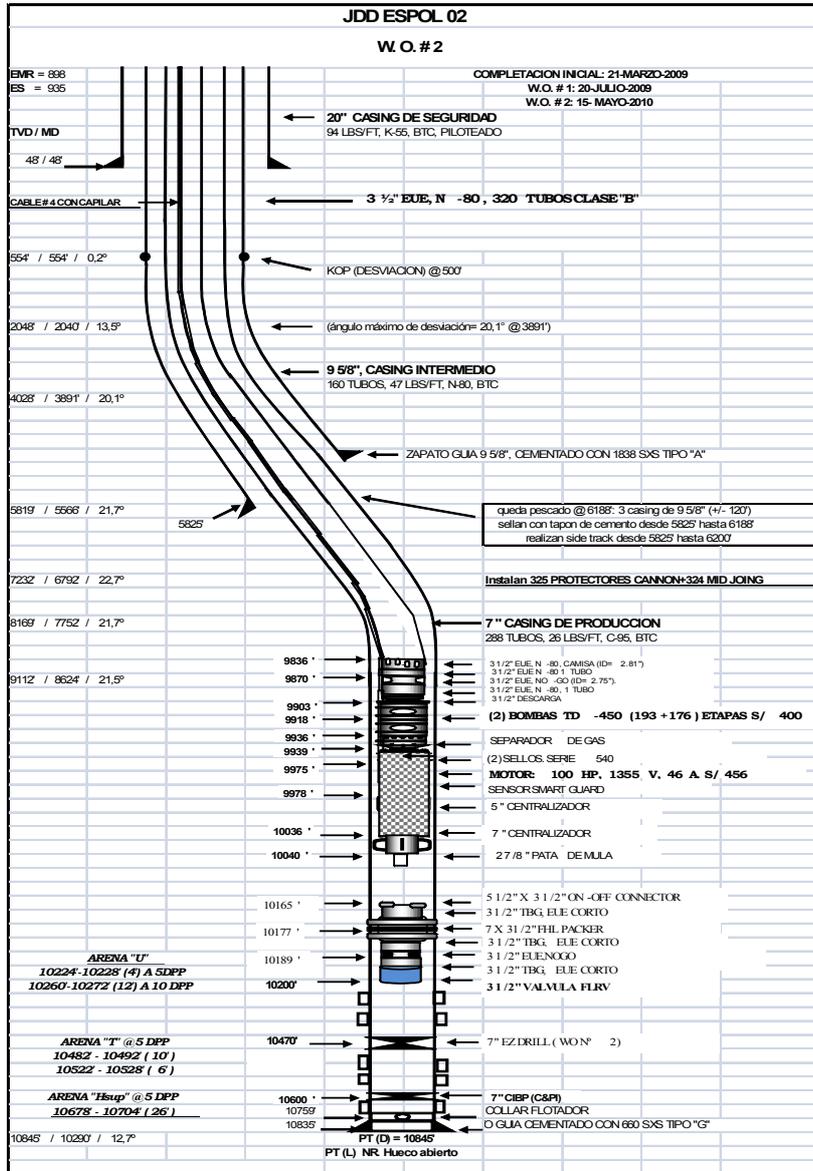


Figura 6.2 Diagrama del Pozo JDD ESPOL 02

### 6.3 Pozo JDD ESPOL 03

Es un pozo direccional cuya perforación se inicio el 28 de Octubre del 2008 alcanzando una TD de 10700' el 20 de Noviembre del mismo año, con una inclinación máxima de 36.4° @ 3916' y un "DogLeg" máximo de 3.20° @ 2,238'.Finalizan operaciones el 22 de Noviembre del 2008.

#### 6.3.1 Sumario de Pruebas y Completación

1. Inician operaciones el 22 de Noviembre del 2008.
2. Se realizan 2 corridas de limpieza y cambian de fluido a 10633' (collar flotador).
3. Corren registro– CBL – MSG – GR – CCL, y determinan buena calidad de cemento.
4. Se limpia nuevamente hasta 10633' y corren nuevo registro de cementación.
5. Colocan ácido acético frente a la arena "T" antes de realizar disparos.
6. Disparan cañones de 4-5/8" con una densidad de 5dpp, en los intervalos 10352'- 10377' (arenas "T") y 10115'- 10122' y 10132'-10140' (arena "U").
7. Bajan Completación Dual con equipo BES: superior: 3 bombas DN1750 (etapas: 107+107+98), Intake, 2

protectores, 1 Motor 330 hp, 1906 V, 104 A, Sensor y equipo BES inferior: 4 bombas DN1750 (etapas: 107+98+98+90), Manejador de gas D5 – 21 etapas, Intake, 2 protectores, 1 motor 1560 V, 104 A, 270 hp, Sensor Phoenix XT-1. Ok.

8. Finalizan operaciones el 17 de Diciembre del 2008.
9. Desde el arranque, el equipo de T produce fluido de la arena U, por tanto las arenas están comunicadas en Completación Doble.

### 6.3.2 Historias de Reacondicionamientos

#### W.O. N<sub>o</sub> 2.

##### **Objetivos:**

- ✓ Recuperar equipo BES
- ✓ . Recuperar pescado de by-pass.
- ✓ Instalar nuevo equipo BES para producir U Inferior.

##### **Procedimiento Operativo:**

- ✓ Inicia operaciones el 28 de Agosto del 2009.
- ✓ controlan el pozo con agua de matado de 8.4 lpg y desarman cabezal.
- ✓ Sacan equipo BES y el eje de separador de gas está roto en su base. El protector superior tiene presencia de arena.
- ✓ Con broca de 6-1/8" y scraper de 7" se baja limpiando y calibrando hasta 9900'.
- ✓ Se arma nuevo equipo BES como sigue: Sensor XT-1, Motor 156 hp, 1535 V, 65 A, 2 Protectores, Separador de gas, 2 bombas DN1100 (etapas: 198+161), Descarga 3-1/2".

✓ Finalizan operaciones el 4 de Septiembre del 2009

### **WO N<sub>o</sub> 03**

#### **Objetivos:**

- ✓ Recuperar equipo BES, y completación de fondo.
- ✓ Abrir intervalo de T : 10377'- 10394' a 10 DPP
- ✓ Bajar nueva completación de fondo.
- ✓ Bajar BES para U inf. Y T principal.

**Comentario:** Debido a la complejidad de los trabajos ejecutados en este reacondicionamiento, hacemos constar las fechas de inicio y finalización de las operaciones, adjuntando el diagrama de la completación con la cual quedo produciendo el pozo.

**Inicio de operaciones:** 2 de Agosto del 2010 a las 9H00 HRS

**Fin de operaciones:** 16 de Agosto a las 6H00 HRS.

#### **Descripción del diagrama de completación**

LINER DE PRODUCCION			
Descripción	TOP MD (ft)	Btm MD(ft)	OD Nominal(in)
Collar Flotador	10633.0	10635.5	7000
Pie de Casing	10697.8	10699.3	7000

## Pozo JDD 03

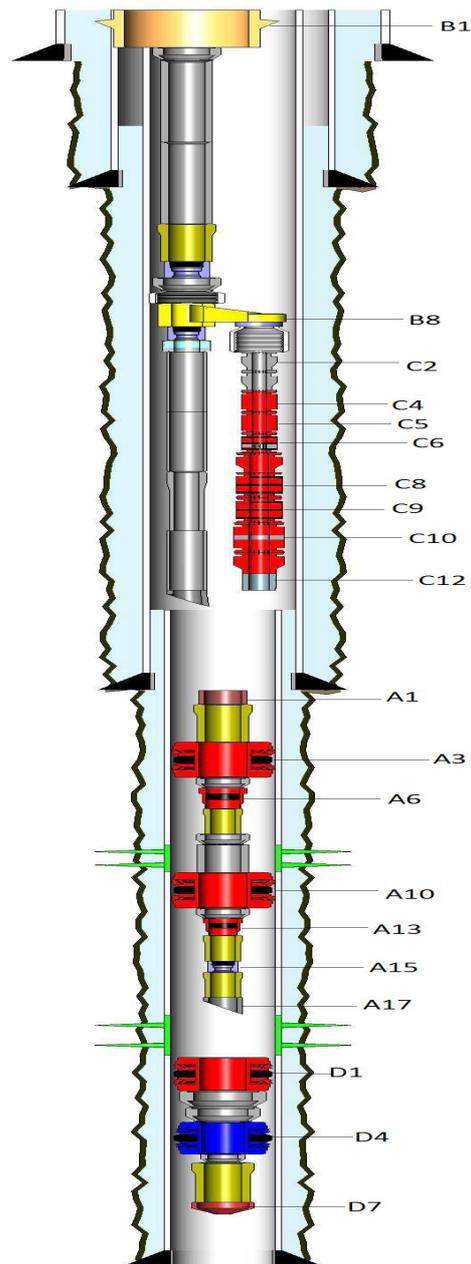


Figura 6.3 Diagrama del Pozo JDD 03

No	OD(in)	DESCRIPCION
B1	11	Tubing Hanger de 11"x4-1/2" TVD 31 (ft)
B8	8-1/4	Y-tool de 8-1/4"x4-1/2" TVD 8,728.8 (ft)
C2	4	Cabeza de Descarga 3-1/2"TVD 8757.1 (ft)
C4	4	Bomba s400-sn: 2fn0f02284-dn1100-178 stgTVD 8758.4 (ft)
C5	4	Bomba s400-sn: 2fn0f02284-dn1100-178 stgTVD 8773.0 (ft)
C6	4	Separador de Gas s400-tipo drs rloy- sn: 4bn0g02809TVD 8787.8 (ft)
C8	5.130	Protector sup. Serie 540-sn: 3fn7102437-tipo lsbbp rloy hss aflTVD 8790.4 (ft)
C9	5.130	Protector inf. Serie 540-sn: 3fn7102438-tipo bpsl rloy hss aflTVD 8799.4 (ft)
C10	5.620	Motor s562-sn: 1hn0h02926-tipo rx ut xd as afl rloy dom-200 hp-1438 vts- 81.7 ampTVD 8808.3 (ft)
C12	4-1/2"	Sensor sn: xt1-25178 <sup>a</sup> TVD 8832.2 (ft)
A1	5-1/2"	On-off Tool Invertido Model r 5-1/2" x 3-1/2" eue TVD 939603 (ft)
A3	6.276	Paker fh1 7" x 3-1/2" eue TVD 9405.5 (ft)
A6	2-7/8"	Camisa Tipo "I" Baker (cerrada)TVD 9445.4(ft)
A10	6.276	paker fh1 7" x 3-1/2" eue)TVD 9584.7 (ft)
A13	2- 3/8	Camisa Tipo "I" Baker (abierta) de 2 3/8" eue TVD 9624.7 (ft)
A15	2-3/8	Nogo nipple tipo r baker c/ tapon rzz de 1.81" instalado TVD 9647.7 (ft)
A17	2-3/8	mule shoe TVD 9658.8 (ft)
D1	5.940	Empacadura RecuperableTVD 9950.9 (ft)
D4	5.630	Packer, Casing External Packer,TVD 9965.7 (ft)
D7	3.690	Tapón de Tubería TVD 9970.5 (ft)

Tabla 8 Descripción del diagrama de completación

# CAPÍTULO 7

## 7.1 CONCLUSIONES

- Las técnicas de reacondicionamiento de pozos, es una de las prácticas operativas más comunes en la industria petrolera porque permiten recuperar mantener e inclusive incrementar la producción de petróleo de un pozo, aplicando diferentes procesos operativos.
- En el pozo JDD-01, el problema de escala (carbonatos) se repite constantemente. La solución es aplicar, mediante un reacondicionamiento dado, procedimientos mecánicos y/o ejecutar tratamientos anti-incrustantes en una formación.

- 
- El reacondicionamiento ejecutado en el pozo JDD-02 permite:  
Recuperar la completación existente, evaluar el yacimiento productor mediante una prueba de restauración de presión (BUILDUP), redispasar la arena "U" y bajar nueva completación BES.
- Los trabajos de reacondicionamiento en el pozo JDD-03 lograron recuperar el equipo BES con el que se estaba produciendo, abrir nuevos intervalos, bajar nueva completación de fondo y nuevo equipo BES.
- Para ejecutar un reacondicionamiento es importante disponer de toda la información adecuada y útil de cada yacimiento y del pozo.
- Para seleccionar una determinada técnica de reacondicionamiento se debe considerar todas las alternativas y procedimientos operativos disponibles, dentro de criterios seguros y rentables.
- Un buen tratamiento de estimulación de formaciones, acidificación o fracturamiento, permiten restaurar y/o mejorar las tasas de producción.

## 7.2 RECOMENDACIONES

- ✓ Para planificar y ejecutar cualquier reacondicionamiento se debe Integrar un equipo interdisciplinario, con el fin de realizar un completo y detallado análisis de todas las alternativas disponibles para lograr que el trabajo sea exitoso.
- ✓ Aplicar una metodología sencilla y efectiva para cada problema con el propósito de restaurar, mantener y/o incrementar la producción.
- ✓ Identificar los tipos de trabajo de acuerdo con el problema que se presente en el pozo.
- ✓ Manejar criterios bien definidos para la selección y el uso de equipos y herramientas disponibles, que permitan obtener reducción de costos al aplicarse tanto tradicionales procesos de reacondicionamiento como nuevas tecnologías.

- ✓ Utilizar fluidos de acuerdo al tipo de formación que se va a tratar, con el fin de evitar inducir daños en la misma.
  
- ✓ Los equipos de levantamiento artificial corridos en un pozo deben considerar fundamentalmente los parámetros y propiedades del yacimiento, para evitar problemas futuros originados ya sea por el mismo equipo o por la arena productora.

## **BIBLIOGRAFÍA**

1. Quiroga Klever, Pruebas, Completaciones y Reacondicionamiento de Pozos Petroleros, Quito 10 de Abril de 1991 Segunda Edición.
2. <http://www.serviciosgdp.com/cursos/ver/603.pdf>.
3. <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/431/1/CD-0411.pdf>
4. <http://www.petroleo.com/magazine/PIOCT2010.pdf>.
5. <http://issuu.com/biliovirtual/docs/prevencion-de-reventones-y-control-de-pozos>.
6. [http://www.patentesonline.com.ve/patente.pesquisar.do?pesquisa=fluidos%20de%20reacondicionamiento \(fluidos\)](http://www.patentesonline.com.ve/patente.pesquisar.do?pesquisa=fluidos%20de%20reacondicionamiento+(fluidos)).
7. [http://www.formatebrines.com/Portals/2/Brochures/Cabot\\_SF\\_main\\_Spanish.pdf](http://www.formatebrines.com/Portals/2/Brochures/Cabot_SF_main_Spanish.pdf).
8. <http://www.scribd.com/doc/33519632/MANUAL-TEORICO-PRACTICO-DE-INGENIERIA-DECOMPLETACION>.
9. <http://www.scribd.com/doc/39895990/ANALISIS-DE-REGISTROS-DE-CEMENTACION#>.
10. Reportes de Operación de Petroecuador y Petroamazonas.
11. Apuntes del Ing. Kléver Malavé.