

**ESTUDIOS DE CONTROL DE POZOS DURANTE LAS OPERACIONES  
DE MANTENIMIENTO Y WORKOVER EN EL CAMPO APIAY Y  
CASTILLA LA NUEVA**

**ALBA ENITH RODRIGUEZ OTAVO**

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

**2008**

**ESTUDIOS DE CONTROL DE POZOS DURANTE LAS OPERACIONES  
DE MANTENIMIENTO Y WORKOVER EN EL CAMPO APIAY Y  
CASTILLA LA NUEVA**

**ALBA ENITH RODRIGUEZ OTAVO**

Trabajo de Grado para optar el título de Ing. de Petróleos

**DIRECTORES**

**Ing. ALFONSO LINARES MARTINEZ  
ECOPETROL-SOA**

**Msc. FERNANDO CALVETE  
DOCENTE**

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

**2008**

*“Cuando consideres  
que aquello que has realizado  
esta bien hecho,  
haz algo más, mejóralo”*

TOMÁS ALVA EDINSON.

A mis compañeros de la carrera de Ingeniería de Petróleos.  
A todos aquellos que contribuyeron al logro de esta meta.

Dedica *ALBA EMITH RODRIGUEZ OTAVO.*

## AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos a:

La compañía ECOPETROL-SOA, por brindarme la oportunidad de realizar la práctica empresarial, demostrar los conocimientos adquiridos a lo largo de cinco años de estudios y con ésta cumplir con el requisito para recibir el título.

El Ingeniero de Petróleos ALFONSO LINARES MARTINEZ, quien con sus conocimientos y experiencia hizo de ésta práctica empresarial la experiencia laboral más enriquecedora.

Ingeniero de Petróleos FERNANDO CALVETE, profesor de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander UIS, director del Proyecto. Por su colaboración para la ejecución de la práctica empresarial y sus aportes para que este trabajo terminara en excelentes resultados por medio de su experiencia y profesionalismo.

A mi madre **ELDA OTAVO MELO**, la mejor de todas las amigas, la más grata y fiel compañera, amiga de mis amigos y la más grande y mejor de todas las madres. Mami, eres lo más grande y más hermoso de mi vida. Gracias por los grandes sacrificios que hiciste por sacarme adelante, por ser la persona que siempre ha apoyado mis sueños sin importar que tan altos e inalcanzables puedan llegar a ser. Y a mis abuelitos **ALVARO OTAVO Y BETSABE MELO**, que nunca dudaron ni un instante de mis capacidades, todo lo que soy se lo debo a ellos y son los únicos responsables de todos mis logros.

## RESUMEN

### 1. TITULO\*

**ESTUDIOS DE CONTROL DE POZOS DURANTE LAS OPERACIONES DE MANTENIMIENTO Y WORKOVER EN EL CAMPO APIAY Y CASTILLA LA NUEVA.**

### 2. AUTORA\*\*

**ALBA ENITH RODRÍGUEZ OTAVO**

### 3. PALABRAS CLAVES

Control de Pozos, Presión Hidrostática, presión del yacimiento, presión estática de fondo, presión de fondo fluyendo, columna hidrostática, influjos, salmuera, BOP's, workover, mantenimiento.

### 4. DESCRIPCIÓN:

La Superintendencia de Operaciones Apiay es responsable de las operaciones de los campos de petróleo "Apiay" y "Castilla La Nueva" localizados sureste de Villavicencio, ciudad capital del departamento de Meta; y es operado por ECOPETROL S.A.

El objetivo establecer en forma secuencial los pasos para el control de pozos al inicio y durante los trabajos de mantenimiento y workover de pozos en el campo apiay para prevenir la ocurrencia de "Disparo del Pozo" y garantizar que las operaciones se realicen dentro de los estándares seguros, evitando de esta manera la contaminación del medio ambiente y accidentes de trabajo.

En el campo Castilla La Nueva no se controla los pozos por ser un yacimiento de aceite negro subsaturado, cuyo mecanismo de producción es empuje de agua fuerte, soportado por un acuífero regional de gran tamaño.

Es necesario tener en cuenta el estudio de los detalles geológicos del yacimiento (tipo de fluido, propiedades petrofísicas), operaciones de perforación de pozos, completamiento, workover y sistemas de levantamiento artificial. Esto con el propósito de mantener, reparar o mejorar la productividad del pozo. Como medida de seguridad, antes de iniciar trabajos de mantenimiento y workover es necesario controlar el pozo para evitar la afluencia de fluidos de producción hacia superficie.

El fluido de control más utilizado es la salmuera de cloruro de sodio (NaCl) por ser la que más se ajusta a las condiciones necesarias para las operaciones: bajo rango de densidades, baja afectación al personal y al medio ambiente, económico y estable. Existen varios métodos para controlar los pozos antes de iniciar las operaciones de mantenimiento y workover, dentro de las cuales están la Circulación Inversa y Forzamiento contra la Formación. Esto con el fin de evitar accidentes, daños ambientales y pérdidas económicas que pueden causar los reventones tomando las precauciones necesarias.

---

\* Práctica Empresarial.

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos.  
Fernando Enrique Calvete – Alfonso Linares Martínez.

## ABSTRACT

### 1. TITLE\*

### 2. AUTHOR\*\*

ALBA ENITH RODRIGUEZ OTAVO

### 3. KEYWORDS

Control Wells, Hydrostatic Pressure, pressure reservoir, background static pressure, pressure from fund flowing, hydrostatic column, influences, brine, BOP's, Workover, maintenance.

### 4. ABSTRACT:

The Superintendency of operations Apiay is responsible for the operations of the oil fields "Apiay" and "The New Castile" located southeast of Villavicencio, capital of Meta department, and is operated by ECOPETROL S.A.

The goal set in a sequential steps to control wells at the beginning and during maintenance work and Workover wells in the field apiay to prevent the occurrence of "Triggering of the Well" and ensure that operations are conducted within the standards insurance, thus avoiding environmental pollution and accidents.

In the field Castilla La Nueva left unchecked wells as a reservoir of black oil subsaturado, whose mechanism push water production is strong, supported by a large regional aquifer.

It is necessary to take into account the geological study of the details of the deposit (type of fluid, petrophysical properties), well drilling operations, completion, Workover and artificial lifting systems. This in order to maintain, repair or improve the productivity of the well. As a security measure, before starting maintenance work and Workover is necessary to monitor the well to prevent the flow of fluids production to surface.

The fluid control the brine is most commonly used sodium chloride (NaCl) for being the one that most closely fits the conditions necessary for operations: low range of densities, low employment to staff and the environment, economic and stable. There are several methods of monitoring wells before starting operations and maintenance Workover, among which are the Reverse Circulation and forcing against Formation. This to avoid accidents, environmental damage and economic losses that can cause Burst taking necessary precautions.

---

\* Práctica Empresarial.

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, E escuela de Ingeniería de Petróleos. Fernando Enrique Calvete – Alfonso Linares Martínez.

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	16
1. DESCRIPCION DE LAS CARACTERISTICAS DE LA EMPRESA	18
1.1 CAMPO APIAY	19
1.1.1 Antecedentes históricos.	19
1.1.2 Reseña histórica de Area.	20
1.2 AREA APIAY GUATIQUEIA	21
1.3 CAMPO CASTILLA	22
1.4 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA	23
1.5 GEOLOGÍA	25
1.5.1 Localización Geológica.	25
1.5.2 Geología Estructural.	26
1.5.3 Estratigrafía.	29
1.6 CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO	32
1.6.1 Propiedades Petrofísicas del Yacimiento.	32
1.6.1.1 Porosidad.	34
1.6.1.2 Permeabilidad.	34
2. PRINCIPIOS DE LA PRESIÓN	36
2.1 PRESIÓN HIDROSTÁTICA (PH)	37
2.1.1 Profundidad Vertical Verdadera (PVV).	38
2.1.1.1 Pérdidas de Presión	39
2.2 PRESIÓN DE FORMACIÓN (PF)	39
2.2.1 Presión de Formación Normal.	40
2.2.2 Presión de Formación Anormal.	41
2.2.3 Presión de Sobrecarga.	41
2.3 PRESIÓN ESTÁTICA DE CAMPO	42
2.4 PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO	42
2.5 PRESIÓN DE FRACTURA	43
2.6 PRESIÓN DE PORO	44
2.6.1 Efectos de sobrecarga	44

2.7 PRESIÓN DE CIRCULACIÓN	45
2.7.1 Densidad equivalente	47
3. TEORÍA DE LOS INFLUJOS	49
3.1 CAUSAS DE LOS INFLUJOS	50
3.1.1 Presiones anormales	50
3.1.2 Peso insuficiente del fluido.	51
3.1.3 Pérdida de la circulación.	51
3.2 EXTRACCIÓN DE LA TUBERÍA - CAUSAS DE LOS INFLUJOS	52
3.2.1 No dejar el pozo lleno.	52
3.2.2 Presión de suabeo	53
3.3 INDICADORES DE LOS INFLUJOS	54
3.3.1 Incremento en el flujo de retorno.	54
3.3.2 Incremento en el volumen de los tanques.	54
3.3.3 Flujo del pozo.	54
3.3.4 Cambios de presión de la bomba.	55
4. EQUIPO DE CONTROL DE POZO	55
4.1 PREVENTORAS DE REVENTONES (B.O.P's)	55
4.1.1 Preventora Anular (Blowout Preventer).	55
4.1.2 Preventora de Arietes (Hydril).	57
5. SALMUERA	60
5.1 PREPARACIÓN DE SALMUERA	63
5.1.1 Elementos requeridos.	63
5.1.2 Procedimiento.	63
6. MÉTODOS PARA EL CONTROL DE POZOS	68
6.1 CIRCULACION INVERSA	68
6.1.1 Procedimiento.	69
6.2 FORZAMIENTO CONTRA LA FORMACIÓN	72
7. CAPACIDADES PARA CONTROLAR EL POZO	74
8. EQUIPO ELECTROSUMERGIBLE	77
8.1 GENERALIDADES	77
8.1.1 Características.	78
8.1.2 Equipo de superficie.	78

8.1.3	Equipo de fondo.	84
8.1.4	ADICIONALES	90
8.1.4.1	VÁLVULA DE CHEQUE	90
8.1.4.2	VÁLVULA DE DRENAJE	90
8.1.4.3	CABLE PLANO O EXTENSIÓN AL MOTOR	90
8.1.4.4	SENSOR DE PRESIÓN Y TEMPERATURA	91
8.1.4.5	PROTECTORES DE CAUCHO	91
8.1.4.6	BANDAS DE CABLE PLANO	91
9.	OPERACIONES DE WIRELINE	92
9.1	HERRAMIENTAS	93
9.1.1	Herramienta de pesca del tapón (PULLING TOOL)	93
10.	PERFORACIÓN	94
11.	REGISTROS DE PRODUCCIÓN	97
11.1	HERRAMIENTA PARA REGISTROS DE PRODUCCIÓN	101
11.2	PARTES DE LA HERRAMIENTA CPLT	101
12.	CAÑONEO	106
12.1	PROCESO DE CANONEO	106
12.2	EQUIPOS Y HERRAMIENTAS	109
12.2.1	MATERIALES	110
12.3	CONTROLES OPERACIONALES DURANTE EL CAÑONEO	110
13.	EQUIPO DE COMPLETAMIENTO	111
13.1	TUBERIA DE PRODUCCIÓN	112
13.2	EMPAQUES	115
13.2.1	Tapón puente	116
13.2.1	Empaques dobles de completamiento	117
13.3	EQUIPO AUXILIAR DE COMPLETAMIENTO	118
14.	CABEZAL DE PRODUCCIÓN	125
14.1	SECCIÓN A: CABEZAL DEL REVESTIMIENTO	126
14.2	SECCIÓN B: CARRETE DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN	127
14.3	SECCIÓN C: ÁRBOL DE NAVIDAD	129
15.	PROCEDIMIENTO PARA CONTROL DE POZO	131
	CONCLUSIONES	133

RECOMENDACIONES	134
BIBLIOGRAFIA	136

134
136

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Historia de producción.	19
Figura 2. Mapa estructural del Campo Apiay.	22
Figura 3. Localización del Campo Apiay y Castilla La Nueva.	25
Figura 4. Mapa estructural del Campo Castilla.	28
Figura 5. Principios de la presión.	36
Figura 6. Profundidad vertical verdad vs profundidad media.	39
Figura 7. Efectos de sobrecarga.	45
Figura 8. Pérdida de presión por fricción.	46
Figura 9. Método de cómo ocurre una surgencia.	47
Figura 10. Preventora Anular.	57
Figura 11. Preventora Doble Ariete.	58
Figura 12. Representación de la Capacidad en el tubing.	74
Figura 13. Representación de la Capacidad Anular.	75
Figura 14. Representación de la Capacidad	76
Figura 15. Equipo electrosumergible de fondo.	84
Figura 16. Cable plano y cable redondo.	85
Figura 17. Motor de la bomba electrosumergible.	86
Figura 18. Sello de la bomba electrosumergible.	87
Figura 19. Bomba electrosumergible	88
Figura 20. Rendimiento de la Bomba a Diferentes Velocidades. Centrillift	88
Figura 21. Separador de Gas.	90
Figura 22. Estado Mecánico del Pozo Apiay 28 Perforado por San Antonio.	96
Figura 23. Sarta de cañoneo.	108
Figura 24. Completamiento estado Mecánico.	111
Figura 25. Bridge Plug.	116
Figura 26. Empaques dobles.	116

## LISTA DE FOTOS

	Pág.
Fotos 1. Carro tanques.	63
Fotos 2. Unidad de filtrado.	64
Fotos 3. Bomba.	64
Fotos 4. Motores de agitadores, Aspas Tanque de lodo.	65
Fotos 5. Barra de nivel.	65
Fotos 6. Sacos de sal.	66
Fotos 7. Rejillas y Tolva.	66
Fotos 8. Midiendo el nivel del fluido.	67
Fotos 9. Realizar prueba de densidad en balanza de lodo.	67
Fotos 10. Transformador elevador	79
Fotos 11. Transformador reductor.	79
Fotos 12. Arrancador directo.	80
Fotos 13. Arrancador suave.	80
Fotos 14. Variador	81
Fotos 15. Pig Tail	82
Fotos 16. Pack Off-BIW.	83
Fotos 17. Quick Connector.	83
Fotos 18. Sello.	89
Fotos 19. Motor.	89
Fotos 20. Bomba.	89
Fotos 21. Taladro de Perforación.	94
Fotos 22. Registro PLT	98
Fotos 23. Herramienta PLT.	102
Fotos 24. Tubería de Producción. Bodega de ECP APIAY.	113
Fotos 25. “Y “ Tool.	118
Fotos 26. Tapón Ciego.	120
Fotos 27. Tubo instrumento.	122
Fotos 28. Árbol De Navidad.	125
Fotos 29. Tubing Spool.	127



## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Características de horizontes sísmicos.	27
Tabla 2. Columna estratigráfica de la cuenca de los llanos orientales.	31
Tabla 3. Propiedades Petrofísicas del Campo Apiay.	32
Tabla 4. Propiedades Petrofísicas del Campo Castilla La Nueva.	33
Tabla 5. Valores de P* del yacimiento productor para los pozos del Campo Apiay.	33
Tabla 6. Valores promedio de permeabilidad y porosidad del yacimiento productor en el campo Apiay.	35
Tabla 7. Tipos de salmueras.	62
Tabla 8. Sistemas de levantamiento artificial Reda-Centrilift.	77
Tabla 9. Grado de la tubería de producción.	114

## INTRODUCCIÓN

La práctica empresarial es la mejor oportunidad para poner en práctica todas las bases adquiridas gracias al estudio teórico práctico recibido en la cátedra y los diferentes laboratorios.

Ecopetrol, es una empresa nacional con gran experiencia en el negocio de los hidrocarburos, con proyecciones a los mercados internacionales por sus altos estándares de calidad y el profesionalismo de todo su personal.

Por medio de este informe se presenta una breve reseña de lo que implica la operación en los campos “Apiay y Castilla La Nueva” y toda la infraestructura que lleva consigo todo éste proceso, también resaltar las actividades que realiza la empresa en toda la parte de operativa, describiendo la manera en que se desarrollan y las tecnologías aplicadas en cada una de ellas.

Es necesario antes de iniciar cualquier operación de reparación o terminación de un pozo, recopilar información aparte de la que fue descrita previamente, acerca de estudios geológicos del yacimiento (tipo de fluido, propiedades petrofísicas), historia de los pozos perforados, completamiento, workover y sistemas de levantamiento artificial.

El control de pozos es un proceso que debe seguirse durante las operaciones de mantenimiento y workover desde el momento en que inicia hasta que se termina o se abandona. Para mantener un pozo bajo control, la presión de la columna hidrostática de la salmuera deberá mantenerse igual o mayor a la presión de formación expuesta dentro del pozo. Si una de las presiones supera a la otra entonces puede ocurrir una surgencia o una pérdida de circulación.

El fluido de control más utilizado es la salmuera, para determinar su densidad debe tener en cuenta la presión estática de la zona que se encuentra abierta en el pozo ( $P^*$ ), un exceso en el peso de la salmuera podría generar una pérdida y dañar la formación.

## 1. DESCRIPCION DE LAS CARACTERISTICAS DE LA EMPRESA<sup>23</sup>

Ecopetrol 1921 inició la actividad petrolera en Colombia con la puesta en producción del Campo La Cira-Infantas en el Valle Medio del Río Magdalena.

En 1961 asumió el manejo directo de la refinería de Barrancabermeja. Trece años después compró la Refinería de Cartagena, construida por Intercol en 1956. En septiembre de 1983 se produjo la mejor noticia para la historia de Ecopetrol y una de las mejores para Colombia: el descubrimiento del Campo Caño Limón, en asocio con OXY, un yacimiento con reservas estimadas en 1.100 millones de millones de barriles.

En los años noventa Colombia prolongó su autosuficiencia petrolera, con el descubrimiento de los gigantes Cusiana y Cupiagua, en el Piedemonte LLanero, en asocio con la British Petroleum Company.

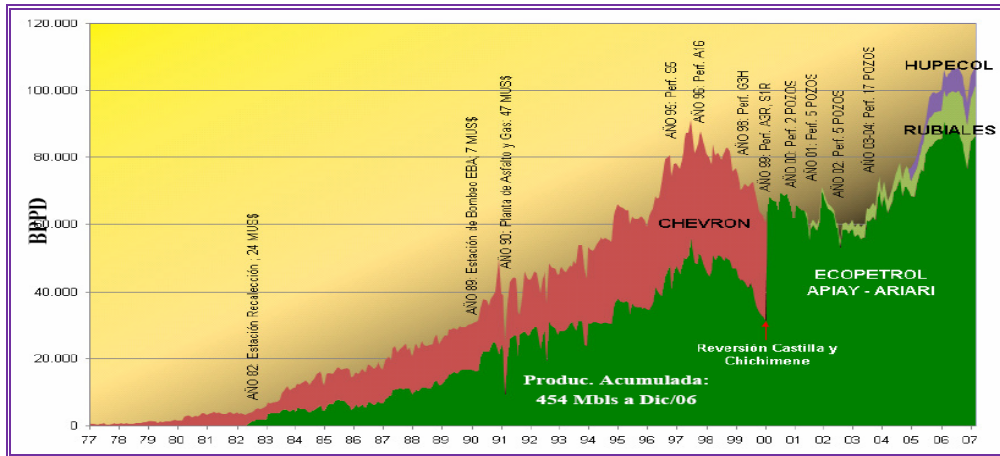
Ecopetrol trabaja en el Meta a través de la Superintendencia de Operaciones Apiay que administra los Campos de Apiay, Suria, Reforma-Libertad, Castilla-Chichimene. En el Meta la empresa cuenta también con producción asociada en los municipios de Puerto López y Puerto Gaitán.

---

<sup>2</sup>LEÓN, Lucy J. Práctica Empresarial. Elaboración de manuales de procedimientos operacionales de las estaciones de recolección y tratamiento Apiay, Suria y Reforma-Libertad. Tesis. 2003.

<sup>3</sup> ECOPETRAL S.A.

Figura 1. Historia de producción.



Fuente: Ecopetrol, S.A.

## 1.1 CAMPO APIAY <sup>3</sup>

### 1.1.1 Antecedentes históricos

Entre 1944 y 1977 varias compañías petroleras entre las que se cuentan Shell, Intercol, Texaco, Chevron, Continental y Philips, iniciaron la gestión exploratoria en la zona, incluyendo sísmica y perforación de pozos. La mayoría de las cuales con resultados negativos habiendo sido Chevron la única que obtuvo descubrimientos de exploración comercial aceptable en los Campos de Castilla y Chichimene en 1969.

En 1982 Ecopetrol hizo el descubrimiento del Campo Apiay con resultados positivos. Entre 1981 y 1988 se perforaron 47 pozos en desarrollo pertenecientes a los campos Apiay, Apiay Este, Guatiquía, Suria, Suria Sur, Pompeya, Austral, Guayuriba, Tenané, Libertad, Libertad Norte y Reforma.

En el período 1981-1993 se construyeron las facilidades de producción, así como la estación de bombeo Apiay y las plantas de gas y asfalto. Entre 1981-1989 el crudo producido en el área se transportó por

carrotanques, llegándose a manejar un volumen de 16.000 bls por día. A partir del 8 de agosto de 1989 se inició el bombeo por el oleoducto central de los llanos. Durante los años 1993 y 1994 se desarrolló un programa de sísmica 3D (125 Km<sup>2</sup>). En 1995 se inició el proyecto “Desarrollo Adicional área Apiay-Ariari”, para un recobro adicional de 36 Mbls.

La sub-cuenca Apiay-Ariari se localiza al suroccidente de la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia. Está limitada por el piedemonte llanero y el sistema de fallas Upia-Guicaramo al oeste; el paleoalto de Cumaral al norte, y la serranía de la Macarena al sur, definiendo un área aproximada de 30.000 km<sup>2</sup>. Pertenecen a la subcuenca los campos petroleros de Apiay y Suria.

Un volumen estimado de aceite original de 900 MBLS se encuentra almacenado en rocas de edad Cretácea y Terciaria en la subcuenca Apiay-Ariari (Salamanca et.al., 1995). El 50 % de este volumen pertenece a la unidad operacional K-2, principal almacenador y objetivo exploratorio de la sub-cuenca, y el volumen restante se localizaría en rocas de [as unidades operacionales K-1, y T-1. Los porcentajes de acumulación en estas dos unidades constituyen tema de discusión ya que no existe un cálculo volumétrico preciso de las mismas.

### **1.1.2 Reseña Histórica de Área**

El primer pozo perforado en esta área fue el 1127-IX, el cual comprobó en el año 1972 la acumulación de hidrocarburos en areniscas de la secuencia K-1 del Cretáceo. Más tarde, en 1980, la Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL, inició los programas sísmicos Quenane y Chaviva, que condujeron a la perforación del pozo Apiay-1, el cual fue el marzo de 1983, después de comprobar la producción comercial mediante las pruebas efectuadas en los pozos Apiay-1 y Apiay-3, se inició

oficialmente la explotación de hidrocarburos del campo Apiay. La mayor parte de la producción de este campo proviene de la unidad K-2 (Cretáceo Superior), formación Guadalupe.

Ecopetrol perforó el pozo Guayuriba-1 el 31 de marzo de 1984 obteniendo producción en los mismos intervalos estratigráficos y en 1985 se completó el pozo Guayuriba-2 como productor de la secuencia K-2. En este mismo año, Ecopetrol descubre las acumulaciones petrolíferas del campo la Reforma-Libertad.

En los campos de producción de Castilla-Chichimene y Apiay se producen dos clases de crudos:

- El Castilla Blend, crudo pesado que es diluido con nafta al 17% hasta alcanzar un densidad de 18.3 grados API.
- Mezcla Apiay, crudo de aproximadamente 21.3 grados API.

Los dos son transportados alternadamente por las mismas líneas de flujo. A cada envío se le denomina “bache”.

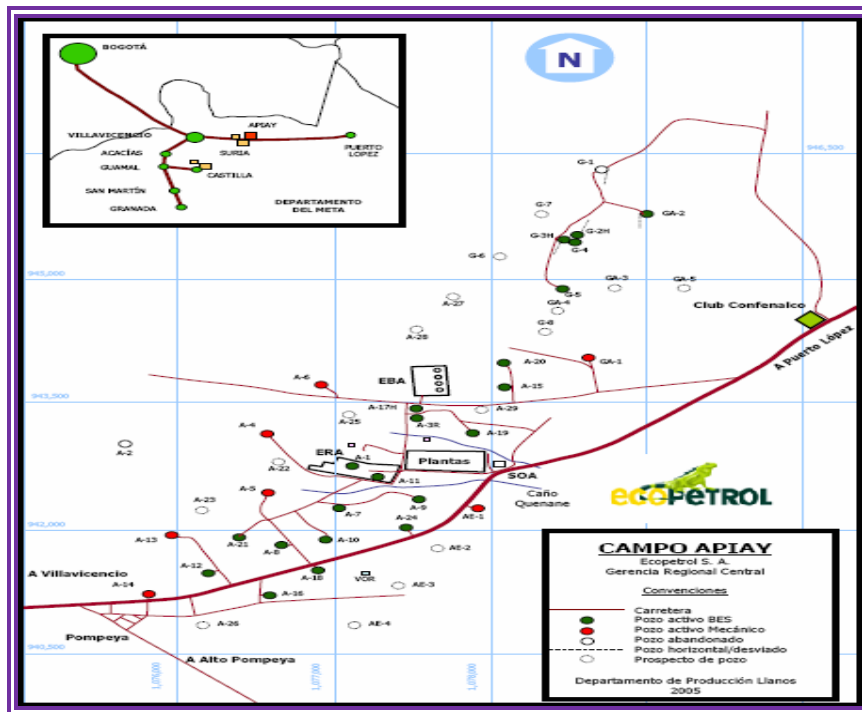
Aproximadamente se transportan por estos oleoductos 95 mil bpd producidos en el Meta, de los cuales 66 mil son Castilla Blend, crudo que en su mayoría se exporta. El Mezcla Apiay, más liviano, es enviado al Complejo Industrial de Barrancabermeja para convertirlo en productos refinados.

## **1.2 AREA APIAY GUATIQUIA**

La estructura de Apiay - Guatiquia, corresponde a un anticlinal asimétrico fallado en su flanco Sureste. La dirección del eje del anticlinal es aproximadamente N30E, con cabeceo al NE, de 6km de longitud por 1.6

km. de ancho, con una ligera depresión entre el área de Apiay y Guatiquia. El límite de la estructura al Este lo determina la falla de Apiay, la cual es de carácter inverso, de alto ángulo, vergencia NE, y corta solamente desde el Terciario inferior hasta el basamento. El desplazamiento vertical máximo es alrededor de 300 pies en las cercanías del pozo Apiay-E1 y va disminuyendo hacia el noreste. Al este de esta falla se presentan otras fallas normales de menor longitud y hacia la parte más norte hay una falla inversa con vergencia NE.

Figura 2. Mapa estructural del Campo Apiay.



Fuente: Ecopetrol S.A

### 1.3 CAMPO CASTILLA<sup>3</sup>

Desde el año de 1945 se inició en esta región trabajos de exploración para la búsqueda de yacimientos petrolíferos y para el año de 1969, la compañía Chevron Petroleum Company descubrió el campo bajo el contrato de concesión Cubarral.

Posteriormente y gracias a la firma del primer contrato de asociación del país, la compañía Chevron operó este campo durante 25 años en el período comprendido entre el 31 de enero de 1975 hasta el 30 de enero de 2000. Finalizando este período la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL) permitió a la compañía Chevron la operación y administración durante un período de 6 meses mientras se desarrollaron las labores de empalme. De esta manera, desde el 1 de agosto de 2000, ECOPETROL ha asumido la administración del campo Castilla, empeñándose por incrementar la producción y el factor de recobro del campo bajo los más altos índices de calidad y los menores impactos ambientales. En 1988 ECOPETROL perforó el pozo Castilla Norte-1.

Se firmó el 1er. Contrato de asociación en Colombia para operar este campo, el cual venció el 30 de enero del año 2000.

En producción la meta es mejorar el factor de recobro del yacimiento. La iniciativa busca pasar de 4 a 12%. Esto, en cifras petroleras, significa un volumen incremental de 222 millones de barriles en 2033. Esta producción adicional será posible si se alcanza una rata sostenida en el tiempo en un promedio cercano a los 40.000 barriles por día.

En pozos se han realizado cañoneos, recañoneos y aislamientos, al igual que el rediseño del sistema de levantamiento. En Castilla los pozos han trabajado con bombeo mecánico (machín). Sin embargo, la nueva estrategia contempla ampliar el número de pozos que utilizan bombeo electrosumergible para incrementar la tasa de extracción.

#### **1.4 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA**

Los campos que pertenecen a la Superintendencia de Operaciones Apiay – SOA, se dividen por áreas de producción de la siguiente manera:

### ❖ Campos Área Apiay-Ariari.

Los campos que pertenecen al área Apiay-Ariari son Apiay, Suria y Libertad-Reforma localizados al oriente del Departamento del Meta (Colombia), 32 km al SE de la Ciudad de Villavicencio con un área aproximada de 30.000 Km<sup>2</sup>. La vía principal de acceso es la carretera Villavicencio Puerto López. Definida por las siguientes coordenadas geográficas con origen Bogotá:

Norte	Este
934.000 m	1 '064.000 m
948.000 m	1080.200 m

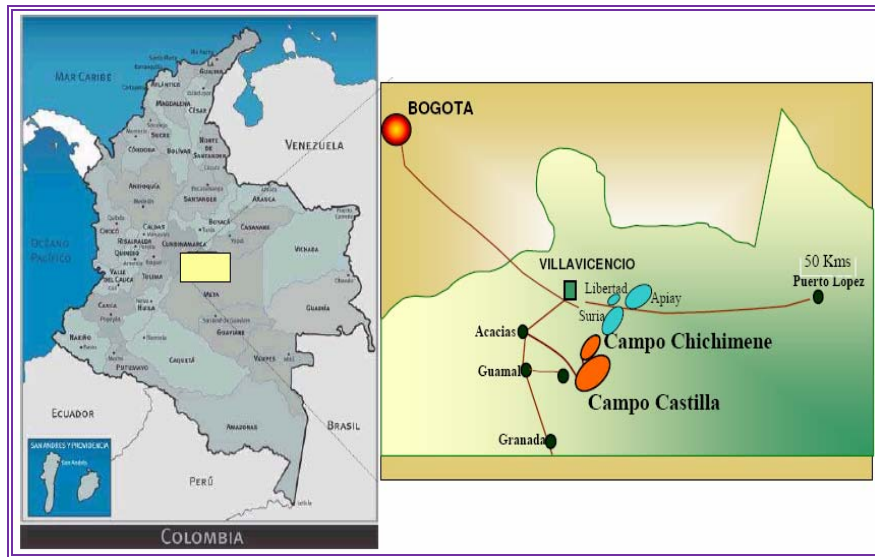
### ❖ Campos Área Castilla

La Superintendencia de operaciones Apiay también es responsable de la operación de los campos del área Castilla la Nueva, la cual está conformada por los campos Castilla y Chichimene; se encuentra ubicado a 95 kilómetros al sureste de Bogotá, bajo la jurisdicción de los municipios de Castilla y Acacías. Para el acceso desde esta ciudad, es necesario un recorrido de aproximadamente 95 kilómetros por la Vía al Llano hasta la capital del departamento del Meta, Villavicencio, y posteriormente 60 kilómetros por la vía Villavicencio – Acacías - Guamal – Castilla la Nueva.

---

<sup>3</sup>ECOPETROL S.A.

Figura 3. Localización del Campo Apiay y Castilla La Nueva.



Fuente: Ecopetrol, S.A.

## 1.5 GEOLOGÍA

Yacimiento que comprenden acumulación de hidrocarburos en areniscas con mayor producción en la unidad K-2 (Cretáceo Superior) formación Guadalupe, con una profundidad promedio de 10500 pies (3.200 m) y el mecanismo de producción es un fuerte y activo gas en solución y empuje parcial de agua poco efectivo para el mantenimiento de presión en el Campo Apiay.

En el Campo Castilla la nueva hay un yacimiento de aceite negro subsaturado, cuyo mecanismo de producción es empuje de agua fuerte, soportado por un acuífero regional de gran tamaño, que ofrece como ventaja para su explotación una alta temperatura de fondo y mantenimiento de presión estática.

### 1.5.1 Localización Geológica.

El área de estudio está situada en la Cuenca de los Llanos, en la parte occidental adyacente al piedemonte andino, caracterizada por una

tectónica intensa manifestada en fallas inversas, fallas de distensión y pliegues asociados. Los Campos Apiay y Suria se encuentran asociados a los pliegues de las principales fallas inversas, mientras que los entrapamientos en el área de Libertad están controlados por fallamiento distensivo y un componente estratigráfico predominante.

Sedimentos Plio-Pleistocenos del Grupo Necesidad-Guayabo cubren la secuencia sedimentaria de 11000 pies de espesor, que involucra rocas siliciclásticas con edades del Cámbrico hasta el Holoceno depositadas sobre el basamento cristalino del escudo Guayanés.

### **1.5.2 Geología Estructural.**

Este campo Apiay-Ariari está conformado por los pozos denominados Apiay, Guatiquía, Gaván y los Apiay Este. La estructura de Apiay corresponde a un anticlinal asimétrico fallado en su flanco Sureste. La dirección del eje del anticlinal es aproximadamente N30E, el límite de la estructura al Este lo determina la falla de Apiay, la cual es de carácter inverso, de alto ángulo, vergencia NE, y corta sólo desde el Terciario inferior hasta el basamento. También se presentan otras fallas normales de menor longitud y hacia la parte más norte hay una falla inversa con vergencia NE. El tipo de trampa es Estratigráfica y Estructural.

Los principales efectos de deformación y levantamiento de la Cordillera Oriental y Piedemonte ocurrieron desde hace 10.5 millones de años como resultado de la colisión de Panamá con Suramérica (Cooper, et al., 1995) generando la inversión de características distensionales existentes y la generación de nuevas fallas normales y cabalgamientos.

Se interpretaron dos horizontes sísmicos; el tope del K2 y un horizonte intra K1, que corresponde a una superficie de máxima inundación regional denominado MFS8, para esto se elaboraron sismogramas sintéticos de 11

pozos (Apiay - 1, Apiay - 2, Gavan -1, Tanane - 1, Quenane - 1, Guayuriba - 1, Suria - 1, Libertad Norte - 1, Saurio - 1, Austral - 1 y Villavicencio - 1), que cuentan con check shots, y que permitieron hacer el amarre de los pozos y la sísmica. Algunas características de estos horizontes son:

Tabla 1. Características de horizontes sísmicos.

HORIZONTE	RESPUESTA SÍSMICA	TIEMPO / PROFUNDIDAD
MFS	VALLE	2153 – 2568 ms / - 8950 / - 11060 ft.
UNE	PICO	2208 – 2609 ms / - 9180 / - 11170 ft

Fuente: Ecopetrol, S.A.

Se obtuvieron mapas en tiempo doble y profundidad para cada uno de estos horizontes de control. La conversión a profundidad se realizó usando velocidades promedio obtenidas de los pozos al tope de cada horizonte, las cuales fueron interpoladas y mapeadas en toda el área.

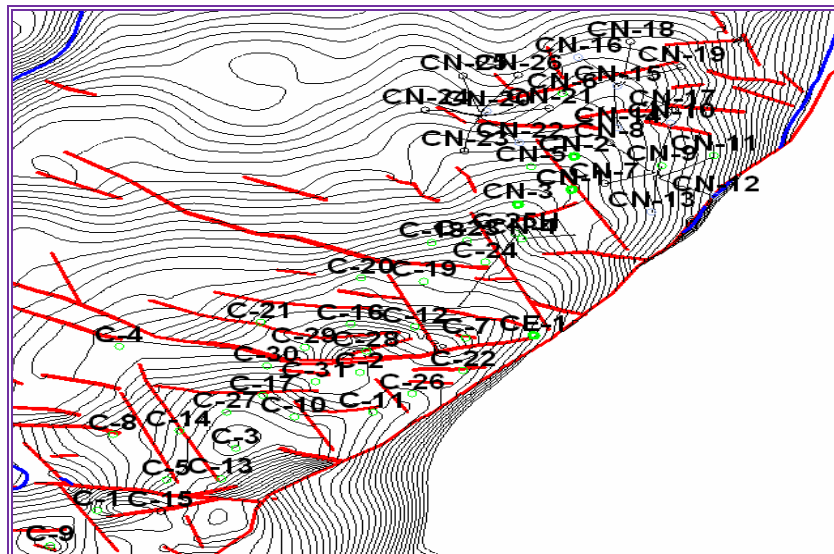
El modelo estructural obtenido del mapeo de los horizontes K2 y MFS8 en general es similar, al propuesto por ECOPETROL - WESTERN 1994, en cuanto a las fallas que mantienen las estructuras, rasgos y tendencias principales que conforman y limitan los campos de Apiay, Suria y Libertad. Hay algunas diferencias en fallas menores y en una falla de carácter inverso que se adicionó al Oeste de Libertad Norte como se detallará más adelante.

Sin embargo en cuanto al contorno del horizonte K2, aunque de la calibración de registros de pozo y las trazas sísmicas se identificó el mismo evento sísmico, el trazo de este evento por todo el volumen sísmico varía ligeramente especialmente en el área de Suria y Guayuriba. Así mismo el tope del K2 obtenido de los pozos por correlación estratigráfica varía substancialmente en algunos pozos.

En el Campo Castilla la Nueva su estructura corresponde a un anticlinal cuyo eje presenta una orientación N 60° E, de 4 Km. de ancho y 10 Km. de largo, limitado al Este por una falla inversa. Se encuentra afectado por una serie de fallas normales e inversas con dirección NE-SW, algunas asociadas a la falla principal. Las fallas normales presentan saltos que varían de 30 a 120 pies y las fallas inversas con saltos muchos menores que varían entre 30 y 50 pies. Al parecer las fallas internas que afectan la estructura no presentan carácter sellante, ya que el contacto agua-aceite no presenta cambios abruptos al lado y lado de las fallas, mostrando en general a lo largo del campo una misma inclinación.

A continuación se presenta el mapa estructural del Campo Castilla al tope de la formación Guadalupe.

Figura 4. Mapa estructural del Campo Castilla.



Fuente: Ecopetrol, S.A.

El principal yacimiento productor es el Guadalupe Masivo es la formación productora, el cual cuenta con una porosidad y permeabilidad promedio de 19% y 1,180 md, respectivamente; con profundidades que varían entre -6000 pies (-1) y -7000 pies (-3, bajo en la estructura).

### 1.5.3 Estratigrafía.

Las rocas del Precámbrico conformadas por rocas ígneas y metamórficas de alto grado afloran en los costados oriental y occidental de la cuenca, formando el escudo Guayanés y constituyen el basamento relativamente rígido sobre el cual se ha depositado toda la columna sedimentaria.

Las rocas sedimentarias de mayor edad (Paleozoico Temprano), contienen en su parte inferior, esquistos, calizas dolomitizadas, lavas almohadilladas, shales, intrusiones diabásicas, granitos y conglomerados y en la parte superior, shales, arcillolitas y areniscas arcósicas de ambientes marinos someros.

Sobre estos sedimentos, rocas ígneas y metamórficas del Paleozoico, descansan discordantemente sedimentos del Cretáceo tardío representando el principal aporte de sedimentos Mesozoicos; en el área de Arauca, al norte de la falla de Caño Limón solamente han sido reportados depósitos aislados de sedimentos Triásicos y Jurásicos.

Las unidades operacionales del campo Apiay, comprenden en el área de estudio la secuencia del Cretáceo superior, y se divide en las Unidades Operacionales K2 de edad Coniaciano y la unidad Operacional K1 que comprende desde el Santoniano hasta el Eoceno inferior. La unidad K1 normalmente se divide en K1 Superior, K1 Medio y K1 Inferior.

El primer estado de esta megasecuencia está ausente en la cuenca y representa la depositación de las rocas más prolíficas en generación en las Cuencas Piedemonte, del Alto y Medio Magdalena (formaciones La Luna, Villeta y Gachetá, respectivamente). El segundo pulso de sedimentación reinició en el Paleoceno con la depositación de las formaciones Barco y Los Cuervos en la parte noroccidental de la cuenca de los Llanos. Posteriormente, la cuenca experimentó un hiatus de

aproximadamente 16 millones de años. La depositación se reinició en el Eoceno Tardío con la depositación de la formación Mirador, caracterizada por areniscas de grano fino a grueso con esporádicos conglomerados e intercalaciones limosas y arcillosas.

En el área de Apiay-Ariari la correspondiente unidad T2, se deposita en un sistema fluvial de corrientes entrelazadas. Durante el Oligoceno y el Mioceno Temprano, la depositación de la formación Carbonera compuesta de shales, limos y arcillas con escasas capas de areniscas y capas de carbón al tope, refleja cuatro ciclos de influencia marina en depósitos de planicie deltáica. Hacia el tope se encuentra un marcador ampliamente correlacionable (Lutita E) compuesta de arcillolitas gris-azulosas.

La formación León compuesta de arcillolitas verdes y grises depositada bajo ambiente marino somero, sobreyace concordantemente a esta secuencia, manteniendo el registro de una elevación global del nivel del mar y el levantamiento y deformación de la Cordillera Oriental, lo que generó el aislamiento de la cuenca de los Llanos y del Valle Medio del Magdalena. Finalmente, se presenta la depositación de areniscas de grano grueso y conglomerados con esporádicos shales y capas de lignitos correspondientes a la formación Guayabo-Necesidad. La Unidad operacional K2 ha sido objetivo principal de producción en los campos de la Superintendencia. Su mecanismo de producción es por empuje de agua activo, lo cual ha permitido un mantenimiento natural de la presión de yacimiento, pero también de su alto drenaje y altos cortes de agua y en aumento.

En el campo Castilla La Nueva en la cuenca Llanos, el crudo pesado integra la producción con un objetivo de producción de 120 KBPPd al año 2014. En la Tabla 1 se muestra la Columna Estratigráfica del Campo Apiay y Castilla La Nueva es:

TABLA 2. Columna estratigráfica de la cuenca de los llanos orientales.

ERA	PERIODO	EPOCA	EDAD	FORMACIONES	
CENOZOICO	Cuaternario	Pleistoceno	Tardío	<b>Guayabo</b>	
		Plioceno	Temprano		
	TERCIARIO	Mioceno		Tardío Medio	<b>Shale León</b>
			Oligoceno	Temprano Tardío	<b>F. Carbonera</b>
		<b>Lutita E</b>			
		<b>Unidad C1</b>			
		<b>Areniscas Carbonera</b>			
		<b>Unidad C2</b>			
<b>Lutita E3</b>					
<b>Unidad T1</b>					
<b>Unidad E4</b>					
Eoceno Tardío	Temprano Tardío	<b>F. Mirador</b>	<b>Unidad T2</b>		
MESOZOICO	CRETACEO	Paleoceno	Priaboniano	<b>Hiato</b>	
		Tardío	Mastrichtiano	<b>F. Guadalupe</b>	<b>K1</b>
			Campaniano Santoniano Coniaciano Turoniano Cenomamiano		<b>K2</b>
Temprano	Albiano Aptiano	<b>Hiato</b>			

Fuente: Ecopetrol, S.A.

## 1.6 CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO

**1.6.1 Propiedades Petrofísicas del Yacimiento.** La evaluación de las propiedades petrofísicas del Campo Apiay y Castilla La Nueva se ha llevado a cabo con un minucioso análisis de perfiles eléctricos tomados a los diferentes pozos, pruebas de rutina a los corazones disponibles para obtener porosidad y permeabilidad de las arenas y análisis especiales para determinar las propiedades dinámicas del yacimiento.

Algunas de las principales propiedades petrofísicas del yacimiento son:

Tabla 3. Propiedades Petrofísicas del Campo Apiay.

Campo	Apiay
Espesor Petrolífero	69 pies
Índice de Productividad	0.1 a 2 bopd/psi
Porosidad	12 -16.9%
Permeabilidad	30 a 300 md
Volumen de Arcilla	15 -25%
Saturación de agua	30%
Presión inicial de Yto	4457 psia a 9700 pies TVDss
Presión actual de Yto	3362 psia a 9700 pies TVDss
Gravedad API	21.3 API
Punto de burbuja	1600-2500 psia
GOR F9.	2217 PC/bbl
OOIP	56.24MBls.
Reservas Iniciales	15 MBls
Np a Octubre /2004; F9	1.92 MBls
Viscosidad (T Yto)	0.50 cp
Temperatura @ yto	245 grados F
Mecanismo de producción	Expansión de fluidos y empuje parcial de agua

Fuente: Factibilidad de Inyección de Agua de Producción en los Campos Apiay, Suria y Libertad de la SOA.

Tabla 4. Propiedades Petrofísicas del Campo Castilla La Nueva.

<b>Campo</b>	<b>Castilla La Nueva</b>
Espesor Petrolífero Original	25 -45 pies
Índice de Productividad	0.1 a 2 bopd/psi
Porosidad	19%
Permeabilidad	1.180 md
Gravedad API	12.5 API
Reservas	800-1000 MBIs.
OOIP	6000-7000MBIs.
Temperatura @ yto	198 grados F
Presión original del yto	2830 psi
Mecanismo de producción	Empuje de agua fuerte

Fuente: Ecopetrol, S.A.

Los yacimientos productores en los que actualmente se encuentran completados los pozos de la Superintendencia de Operaciones Apiay son K2,K1, T2 y T1, los cuales tienen diferentes valores de presión estática (P\*). En la tabla 2 se muestran los diferentes valores de P\* (presión estática) del yacimiento productor para cada pozo del campo Apiay.

Tabla 5. Valores de P\* del yacimiento productor para los pozos del Campo Apiay.

<b>POZO</b>	<b>YACIMIENTO PRODUCTOR</b>	<b>GRADOS API</b>	<b>P* (PSI) @ P.M.P</b>
<b>Apiay 1</b>	K-1	51,3	<b>4200</b>
<b>Apiay 3R</b>	K-1	25,7	<b>4250</b>
<b>Apiay 4</b>	K-1	20,5	<b>4650</b>
<b>Apiay 5</b>	K-1	30,5	<b>3500</b>
<b>Apiay 7</b>	K-2	17,5	<b>4500</b>
<b>Apiay 8</b>	K-2	21	<b>4300</b>
<b>Apiay 9</b>	K-2	21,8	<b>4500</b>
<b>Apiay 10</b>	K-1	19,8	<b>3200</b>
<b>Apiay 11</b>	K-2	17,2	<b>4530</b>
<b>Apiay 12</b>	K-1	26,5	<b>3900</b>
<b>Apiay 14</b>	K-1	29,1	<b>3600</b>
<b>Apiay 15</b>	K-2	17,1	<b>4650</b>
<b>Apiay 16</b>	K-2	22,1	<b>4505</b>
<b>Apiay 17H</b>	K-2	17,9	<b>4590</b>

<b>Apiay 18</b>	K-2	19,2	<b>4250</b>
<b>Apiay 19</b>	K-2	18,2	<b>4500</b>
<b>Apiay 20</b>	K-2	22	<b>4432</b>
<b>Apiay 21</b>	K-2	24	<b>4500</b>
<b>Apiay 24</b>	K-1	21,7	<b>3900</b>
<b>Apiay Este 1</b>	T-2 Y K-1	15,3	<b>4600</b>
<b>Apiay Este 2</b>	K-2	22,5	<b>4300</b>
<b>Guatiquia 2</b>	K-2	18,5	<b>4553</b>
<b>Guatiquia 3H</b>	K-2	17,5	<b>4600</b>
<b>Guatiquia 4H</b>	K-2	18,5	<b>4660</b>
<b>Guatiquia 5H</b>	K-2	18	<b>4600</b>
<b>Gavan 1</b>	K-2	16	<b>4600</b>
<b>Gavan 2</b>	K-1	72,2	<b>3200</b>
<b>Gavan 4</b>	<b>T-2 Y K-1</b>	<b>15,8</b>	<b>4500</b>

Fuente: Ecopetrol, S.A.

**1.6.1.1 Porosidad.** Los valores de porosidad se han determinado a partir de la correlación establecida entre las porosidades medidas en los núcleos y las calculadas de los registros eléctricos. Las porosidades de las áreas productivas del Campo Apiay son altas observándose los mayores valores en la Formación T-1 y K-1, seguida de las arenas T-2 y el miembro cretáceo K2. Los valores promedios de porosidad son similares para los pozos del campo Apiay y oscilan entre 12.5 y 16.9%.

**1.6.1.2 Permeabilidad.** Los valores de permeabilidad se han determinado basándose en análisis de presiones hechos en pruebas a la formación, pruebas de producción y análisis de corazones.

El yacimiento K-2 posee el mayor valor promedio de permeabilidad con respecto a los otras unidades productoras, propiedad que permite que la formación tenga la tendencia de tomar los fluidos del pozo cuando se fuerza contra ella. Para pozos completados en K-1 y K-2 se deben tener en cuenta la diferencia en los valores de permeabilidad, ya que no es lo mismo controlar K-1 que K-2.

Generalmente cuando se tiene un pozo completado en K-1, este se ahoga o controla solamente por circulación, ya que la formación K-1 no toma. En cambio para pozos con K-2 abiertos, pueden controlarse usando forzamiento, por su facilidad de tomar. Sin embargo no es recomendable que se obligue a la formación a que tome la salmuera bombeada, ya que podría generar daño a la formación.

Algunos pozos se encuentran a la vez completados en K-1 y K-2, se debe tener en cuenta de tratar de controlar la formación con mayor P\* (K-2), buscando no dañar la otra formación (K-1).

Tabla 6. Valores promedio de permeabilidad y porosidad del yacimiento productor en el campo Apiay.

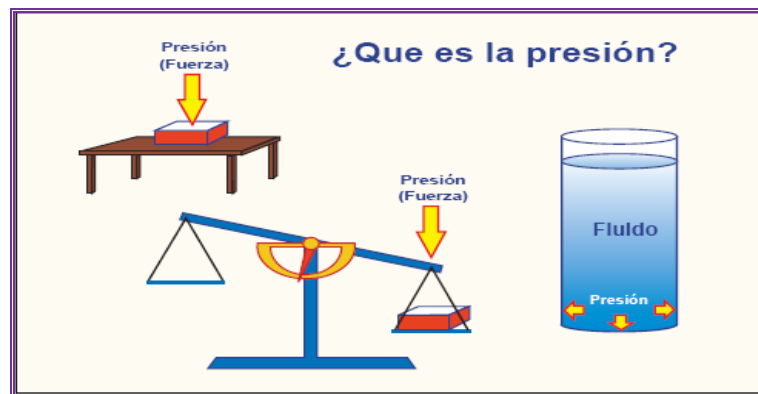
CAMPO	UNIDAD	POROSIDAD (%)	PERMEABILIDA (md)	PRESIÓN INICIAL (psi)
APIAY	T-1	14.8	180	4000
	T-2	14	200	4600
	K-1	13	300	4400
	K-2	14.8	740	4550

Fuente: Ecopetrol, S.A.

## 2. PRINCIPIOS DE LA PRESIÓN<sup>67</sup>

La presión es la fuerza que se ejerce sobre una unidad de área, tal como libras sobre pulgadas cuadradas (psi). Las presiones con las que trabajamos a diario en la industria petrolera incluyen las de los fluidos, formación, fricción y mecánicas. Cuando se exceden ciertos límites de presión, pueden resultar consecuencias desastrosas, incluso descontrolés y / o la pérdida de vidas.

Figura 5. Principios de la presión.



Fuente. Well Control School.

Un fluido es simplemente algo que no es sólido y puede fluir. El agua y el petróleo son obviamente fluidos. El gas también es un fluido. Bajo temperatura extrema y/o presión casi todo se torna fluido. Bajo ciertas condiciones la sal o las rocas se tornan fluidos. Para nuestros propósitos, los fluidos que consideraremos son aquellos normalmente asociados con la industria del petróleo, tales como el petróleo, el gas, el agua, los fluidos de perforación, los fluidos de empaque, las salmueras, los fluidos de terminación, etc.

<sup>6</sup>Well Control School. Manual de control de pozos. 2600 Moss LANE. Harvey, Louisiana 70058. 2003.

<sup>7</sup>Schlumberger. MANUAL DE CONTROL DE POZOS. Agosto 2001.

Los fluidos ejercen presión. Esta presión es el resultado de la densidad del fluido y la altura de la columna de fluido. La densidad es normalmente medida en libras por galón (ppg) o kilogramos por metro cúbico (kg/m<sup>3</sup>). Un fluido pesado ejerce más presión porque su densidad es mayor.

El flujo de o movimiento de los fluidos contenidos en un medio poroso (roca yacimiento) se presenta siempre que dicho medio poroso sea a la vez permeable y exista una diferencia de presión (Energía Potencial) que provoque el flujo de la zona de más alta presión a la de más baja.

En un pozo perforado ocurre flujo radial a través del medio poroso desde el exterior (Alta presión) hacia el hueco abierto que pone en comunicación la roca del yacimiento con la superficie terrestre (Baja Presión).

## **2.1 PRESIÓN HIDROSTÁTICA (PH)**

Es la presión total creada por el peso de una columna de fluido, actuando en cualquier punto dado en un pozo. Hidro significa agua, o fluido, que ejerce presión como agua, y estática significa sin movimiento. Así presión hidrostática es la presión originada por la densidad y la altura de una columna estacionaria (sin movimiento) de fluido. La presión hidrostática depende exclusivamente de:

➤ **LA DENSIDAD DEL FLUIDO**

➤ **LA PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA (PVV)**

Por lo general, se calcula en lb/gal (libras por galón). La fórmula para calcular la presión hidrostática es la siguiente:

$$PH = 0.052 * MW * PVV \quad (1)$$

Donde:

PH = Presión hidrostática (lb/pg<sup>2</sup>)

MW = Peso de la salmuera (lb/gal)

PVV = Profundidad vertical verdadera (pies)

Si se expresa la densidad como un gradiente; es decir, en lb/pg<sup>2</sup>/pie.

Entonces para obtener la presión hidrostática, se multiplica el gradiente de presión por la profundidad o sea:

$$PH = \text{Gradiente} * PVV \quad (2)$$

Donde:

PH = Presión hidrostática (lb/pg<sup>2</sup>)

Gradiente = Gradiente del fluido (lb/pg<sup>2</sup>/pie)

PVV = Profundidad vertical verdadera (pies)

### ¿POR QUÉ LA CONSTANTE 0.052?

El factor constante de 0.052 proviene de la necesidad de convertir un peso del lodo ó salmuera, expresado en lb/gal y una profundidad expresada en pies, a una presión expresada en lb/pg<sup>2</sup>. Para despejar el valor efectivo del que se ha redondeado 0.052, se utiliza:

$$Ph(lb / pg^2) = (lb / gal) * (1 gal / 231 pg^3) * (1 pie) * (12 pg / 1 pie) \quad (3)$$

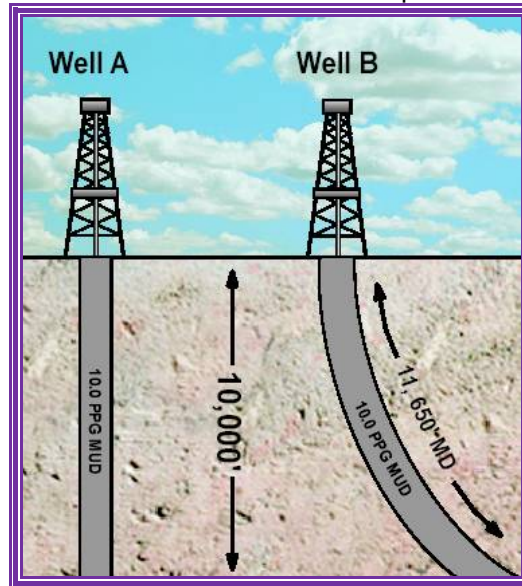
$$presiónHidrostática(lb / pg^2) = 0.052 * MW(lb / gal) * PVV(pies) \quad (4)$$

Nota: 1 galón=231 pg<sup>3</sup>

**2.1.1 Profundidad Vertical Verdadera (PVV):** Es la distancia desde el fondo del pozo hasta la superficie en línea recta. (Ver las Figuras 1). Si la desviación de un pozo es menos de 8 a 10 grados, entonces para fines de

cálculo de control del pozo, la profundidad vertical verdadera es aproximadamente el equivalente de la profundidad medida (MD).

Figura 6. Profundidad vertical verdad vs profundidad media.



Fuente. Tomado de Control de Pozos. Randy Smith.

**2.1.1.1 Pérdidas de Presión:** Es la presión que se requiere para vencer la fricción entre el fluido y la superficie del medio sobre el cual se mueve: Medio poroso o Conducto Tubular. La pérdida de presión 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. No depende del ángulo o profundidad de la tubería.

## 2.2 PRESIÓN DE FORMACIÓN (PF)

Es la presión a la cual se encuentran los fluidos (Agua, Gas, Petróleo) contenidos en los espacios porosos de un yacimiento o de una formación. La función principal de la presión hidrostática ejercida por la columna del fluido es contener las presiones de formación que se encuentran mientras se perfora o se completa el pozo.

$$\text{presión – formación}(PF) = PCTP + PH \quad (5)$$

Donde:

PF = Presión de formación (lb/pg<sup>2</sup>)

PCTP = Presión de cierre en TP (lb/pg<sup>2</sup>)

PH = Presión hidrostática del fluido dentro de TP (lb/pg<sup>2</sup>)

Existen dos tipos básicos de presión de formación: Presión de formación normal y presión de formación anormal.

**2.2.1 Presión de Formación Normal:** Cuando un fluido de formación se encuentra bajo presión normal el mismo está sujeto únicamente a la presión hidrostática ejercida por una columna de fluido nativo que se extiende desde la superficie. La presión asociada con las rocas suprayacentes, o con la presión de la sobrecarga, no es ejercida sobre el fluido. Por consiguiente, la definición de presión de formación normal se basa sobre la presión hidrostática de una columna completa de fluido nativo del área.

El gradiente de presión es una expresión que define el incremento en la presión por unidad de profundidad.

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

Donde:

G<sub>p</sub>: Gradiente de presión, (psi/ft).

P<sub>N</sub>: Presión normal, (psi)

MW: Densidad del fluido que controla una presión normal, (ppg).

D: Profundidad del medio poroso, (pies).

**2.2.2 Presión de Formación Anormal:** Cualquier presión que no es normal es anormal, sin embargo, cuando se habla de presión anormal, nos referimos a una presión que es más alta que la presión normal. Hay dos tipos de presiones anormales como:

➤ **Presión de Formación Subnormal:** Cuando la presión de formación es menor que la presión hidrostática que sería ejercida por una columna llena de fluido nativo, se le conoce como presión de formación subnormal. Es decir, que el gradiente de formación es considerado menor que el gradiente normal. Esta presión es una preocupación desde el punto de vista del control de pozo, porque pueden causar pérdidas de circulación dentro del mismo. Cuando se experimenta una pérdida de circulación, el nivel del fluido en el pozo se reduce. Esta pérdida de longitud de la columna en la parte superior de la columna del fluido, ocasiona una reducción de la presión hidrostática a través del pozo.

➤ **Presiones de Formaciones Anormales:** Se consideran como presiones de formación mayores a las presiones de formación que se encuentran normalmente a una profundidad dada. Esto indicaría 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.

**2.2.3 Presión de Sobrecarga:** Es la presión impuesta por las rocas y los fluidos contenidos arriba del punto de interés. Las rocas en el subsuelo generalmente promedian un peso de 18 a 22 lb/gal. Por lo que, un gradiente promedio de sobrecarga sería aproximadamente de 1 lb/pg /pie.\

### 2.3 PRESIÓN ESTÁTICA DE CAMPO

Si todos los pozos en un campo productor se cerraran eventualmente, la presión a través del campo se igualaría con el tiempo. Esta igualación es causada por el flujo de fluidos desde áreas de alta presión hasta áreas de baja presión. Esta presión de equilibrio es conocida como la Presión Estática de Campo.

En la práctica, debido a las pérdidas económicas que se generarían al cerrar todos los pozos, la presión estática de campo es raramente medida. En cambio, la PRESIÓN ESTÁTICA DE FONDO de un pozo individual si se mide frecuentemente. Esto se puede hacer, simplemente, cerrando un pozo en particular (Teniendo todos los otros pozos en el campo produciendo) y registrando la presión del fondo del pozo continuamente o a intervalos hasta que estabilice, o tienda a estabilizarse. La presión así determinada,  $P^*$  se apróxima bastante bien a la presión estática del yacimiento,  $P_{ws}$ .

### 2.4 PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO (Botton Hole Pressure)

Es la presión de formación en la cara del pozo productor. También es 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 ( $\Delta P_f$ ).

$$P_{wf} = P_{sup} + PH + \Delta P_f \pm \frac{Pistoneo}{Surgencia} \quad (7)$$

Donde:

BHP = Presión de Fondo en el Pozo ( $\text{lb/pg}^2$ )

PH = Presión hidrostática de los fluidos en el fondo del pozo ( $\text{lb/pg}^2$ )

$P_{sup}$  = Presión de cierre superficial en TP o en TR ( $\text{lb/pg}^2$ )

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

PISTONEO/SURGENCIA = Variaciones de presión causadas por el movimiento de tubería, al meter o sacar (lb/pg<sup>2</sup>).

La presión diferencial es la diferencia entre la presión de formación y la hidrostática. El diferencial es positivo si la presión hidrostática es mayor que la presión de formación y es negativa si la de formación es mayor que la presión hidrostática. Una presión diferencial positiva en el fondo del pozo frecuentemente se conoce como "**SOBREBALANCEADA**", mientras que una presión diferencial negativa se conoce como "**BAJO-BALANCEADA**".

## 2.5 PRESIÓN DE FRACTURA

Se define como el esfuerzo compresivo que se debe ejercer sobre una formación (Roca permeable y porosa) para vencer su resistencia estructural, superar la presión interna de los fluidos en ella contenidos, por encima de su límites elástico para crear en ella canales o grietas horizontales o verticales por los cuales se fugan los fluidos de trabajo en el pozo.

La presión de fractura depende entre otras variables de: tipo de roca, composición química, profundidad, porosidad, grado de compactación, tipo de fluidos contenidos, saturaciones, tipo de estructura sedimentaria, presión de sobrecarga, etc. Conocida o estimada la presión de fractura se puede establecer el gradiente de fractura (F) que denota 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 (PF) entonces puede ocurrir la fractura del yacimiento o formación.

## 2.6 PRESIÓN DE PORO

Es la presión del fluido dentro del espacio poroso de una formación. Cuanto mayor la profundidad, tanto mayor la presión, en condiciones normales.

Los poros están parcialmente conectados en formaciones tales como: arenisca y arcillas. Si los poros están conectados la formación es permeable y los fluidos pueden fluir a través del espacio poroso. Cuando una formación permeable es penetrada por la broca, la presión de los poros tiende a empujar los fluidos fuera del espacio poroso y dentro del pozo.

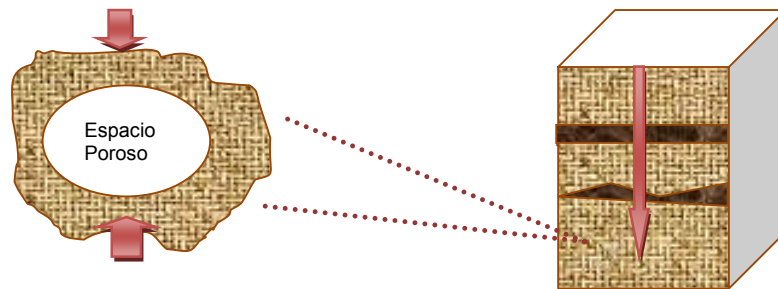
Las formaciones tales como esquistos o pizarras pueden ser porosas pero los poros no están conectados, únicamente los fluidos en la formación superior perforada por la broca y en la formación inmediatamente adyacente a las paredes del pozo pueden entrar en él.

- ❖ La presión de poro subnormal de formación es cualquier presión de formación menor que la presión hidrostática del fluido de poro correspondiente.
- ❖ La presión de poro anormal se define como una presión de poro mayor que la normal. La presión de poro anormal también se conoce como sobrepresión, y algunas veces geopresión. El límite superior de la presión es el peso de la sobrecarga.

**2.6.1 Efectos de sobrecarga:** La presión ejercida sobre una formación, a una profundidad dada, debido al peso total de la roca y de los fluidos por encima de esa profundidad.

Figura 7. Efectos de sobrecarga.

**Sobrecarga 19 – 21 ppge**



Fuente. Tomado de Control de Pozos. Randy Smith.

Una densidad promedio (SG) de una formación es entre 2.2 – 2.6, lo que indica que el “peso” de sobrecarga es aproximadamente de 19 a 21 ppge.

La presión de sobrecarga,  $S$ , se balancea por dos fuerzas:

1. La presión de poros,  $P_p$ , del fluido dentro del espacio poroso de la roca, la cual se ejerce en todas las direcciones.
2. El esfuerzo de la matriz, que tiene que ver con la resistencia de la estructura de la misma roca.

El agua es eliminada de la formación debido a la compactación. Si el agua de formación tiene vías de escape, la presión de formación descende hasta su valor normal. Cuando el agua de formación, la cual está tratando de escapar, es atrapada por una formación impermeable, la cual no permitirá su escape normal, se desarrollará una presión de formación anormal debido a que el agua soporta más fuerza de sobrecarga que en un caso normal.

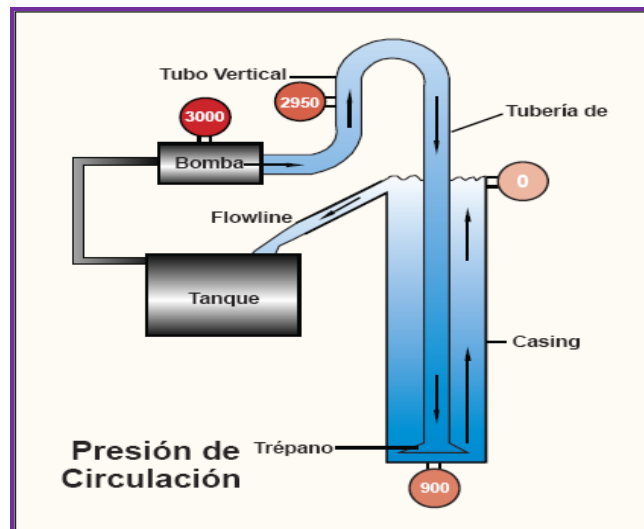
## 2.7 PRESIÓN DE CIRCULACIÓN

La fricción es la resistencia al movimiento. Es necesario aplicar una fuerza, o presión, para superar la fricción para mover cualquier cosa. La

fricción debe ser superada para levantar una tubería, mover un fluido, aun para caminar. La cantidad de fricción que está presente para ser superada depende de muchos factores, tales como la densidad o peso, tipo y rugosidad de las dos superficies en contacto, área de las superficies, propiedades térmicas y eléctricas de las superficies, y la dirección y velocidad de los objetos.

La cantidad de fuerza que se utiliza para superar la fricción es denominada como perdida por fricción y puede medirse de varias maneras. Algunas de ellas son el torque, el arrastre (amperios, pies-libras, [Kg.-m], Caballos Potencia HP [CV], etc.) y y la fuerza para mover el fluido (psi o bar). Se pueden perder miles de psi (bar) de presión en el sistema de los pozos mientras se bombea fluido por las líneas de superficie, hacia abajo por la columna de tubería y hacia arriba por el espacio anular. La presión en la bomba es en realidad, la cantidad de fricción que se debe superar para mover el fluido por el pozo a un determinado caudal. La mayor parte de la pérdida de presión ocurre en la columna de tubería y en las restricciones tales como las boquillas del trépano.

Figura 8. Pérdida de presión por fricción.



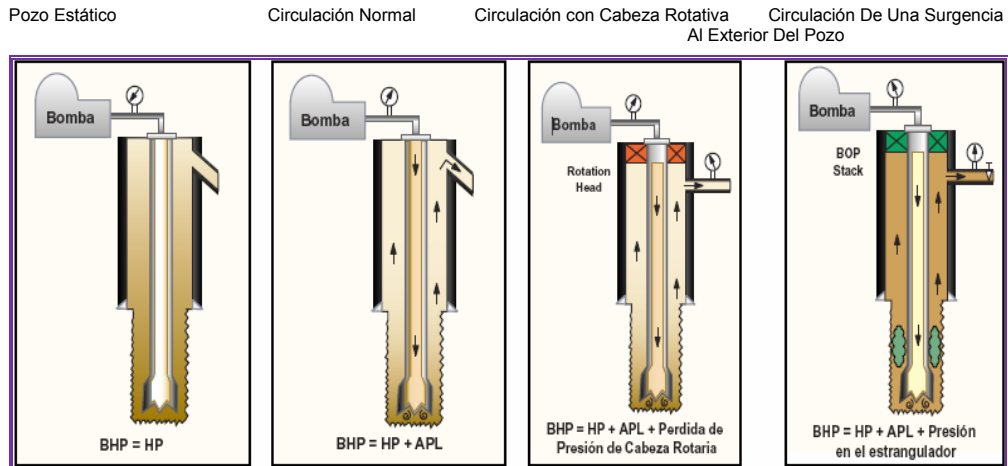
Fuente. Well Control School.

Las pérdidas de presión también ocurren en otras partes del sistema de circulación, tales como cuando se ajusta el estrangulador para mantener contrapresión en el casing durante las operaciones de control de pozo. Cuando el fluido retorna finalmente a los tanques, se encuentra a presión atmosférica, o casi cero.

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.

Cuando las bombas están paradas, la presión en el pozo se reduce porque no hay fuerza de fricción a ser superada.

Figura 9. Método de cómo ocurre una surgencia.



Fuente. Well Control School.

**2.7.1 Densidad equivalente:** Las paredes del pozo están sujetas a presión. La presión hidrostática de la columna de fluido constituye la mayor parte de la presión, pero la presión que se requiere para mover el fluido también actúa sobre las paredes. En diámetros grandes esta presión es muy pequeña, raramente excede los 200 psi (13.79 bar). En pozos de pequeño diámetro puede alcanzar hasta 400 psi (27.85 bar) a veces más. La contrapresión, o presión ejercida en el estrangulador, también aumenta la presión de fondo, la que puede ser estimada sumándole todas las presiones conocidas que actúan sobre o en el fondo.

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

- ❖ **POZO ESTÁTICO:** No hay fluido en movimiento, el pozo está estático. La presión de fondo (BHP) es igual a la presión hidrostática del fluido (HP) en el anular del pozo más la presión que hubiera en el casing en superficie.
- ❖ **CIRCULACIÓN NORMAL:** Durante la circulación, la presión de fondo del pozo es igual a la presión hidrostática del fluido más las pérdidas de presión por fricción en el anular (APL).
- ❖ **CIRCULACIÓN CON CABEZA ROTATIVA:** Cuando se circula con una cabeza rotativa la presión en el fondo 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 presión del fondo del pozo 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). (Para operaciones submarinas, sume las pérdidas de presión en la línea del estrangulador).

### 3. TEORIA DE LOS INFLUJOS<sup>7</sup>

Desde el inicio de los campos petroleros, los influjos y descontrolados; han causado lesiones, muertes y pérdidas de equipos y pozos. Únicamente en los últimos 20 años de los ciento veinte de historia de esta Industria, los principios de control de pozos se han estudiado científicamente e impartido sistemáticamente.

Es difícil pronosticar el costo de un reventón, sin embargo puede asegurarse que será muy costoso. Ya que los descontrolados son peligrosos para cualquiera que esté cerca del equipo; el mayor peligro lo constituyen las lesiones graves o la pérdida de vidas. El costo de limpiar la contaminación, los requerimientos de rendir informes en cumplimiento de los reglamentos, falsa publicidad y el costo de tener personal bajo altos riesgos.

Es necesario realizar estudios detallados sobre la geología del yacimiento (tipo de fluido, propiedades petrofísicas), operaciones de perforación de pozos, completamiento, workover y sistemas de levantamiento artificial.

Un influjo es la introducción de los fluidos de la formación dentro del pozo. Para que se forme un influjo, es necesario que existan dos condiciones antes de las operaciones normales de workover o introducción/retiro de tubería:

1. Que la presión hidrostática del fluido (Salmuera es el fluido de control de pozo NaCl) ó workover (Salmuera), y la consecuente presión en el fondo del pozo sean menores que la presión de la formación,

2. Que la formación con potencial de flujo tenga una permeabilidad suficiente (una medición de la capacidad de las rocas de permitir el flujo de los fluidos), para permitir la introducción de los fluidos de formación dentro del pozo.

La presión inherente, o permeabilidad, de un pozo, es una propiedad de la misma formación. Para mantener el control primario (evitar influjos), la presión hidrostática aplicada hacia abajo en el pozo por los fluidos de perforación, es el factor determinante que el personal de la industria podrá controlar.

Los fluidos de perforación y workover frecuentemente se conocen como “la primera línea de defensa,” y “la herramienta Número Uno para el control de los pozos.” Cualquier cadena de acontecimientos, desatada por una presión hidrostática insuficiente en los fluidos de perforación o de Workover, con el tiempo producirá un flujo. Las “causas primarias de un flujo” son las siguientes:

1. FORMACIONES CON PRESION ANORMAL.
2. UN FLUIDO CON DENSIDAD INSUFICIENTE.
3. LA PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN.

Mientras se mete o saca tubería, las “causas primarias de un flujo” son las siguientes:

1. NO DEJAR LLENO EL POZO.
2. LAS PRESIONES DE SURGENCIA.

### **3.1 CAUSAS DE LOS INFLUJOS**

**3.1.1 Presiones anormales:** Uno de los requisitos previos para que ocurra un flujo es que la presión hidrostática de los fluidos sea menor

que la presión de los fluidos en las formaciones. Este escenario podría ocurrir en formación con presiones normales o anormales. Puesto que la diferencia entre la presión hidrostática y la presión de la formación es mayor a través de las formaciones con presión anormal, mayor es el potencial de un influjo de mayor volumen. En realidad, ocurren más reventones a través de las formaciones con presión normal que en formaciones con presiones anormales.

**3.1.2 Peso insuficiente del fluido (Salmuera):** Por lo general, los influjos ocurridos por el peso insuficiente del fluido son debidos cuando la salmuera no alcanza un peso que pueda controlar las presiones de la formación. Esta situación es especialmente común cuando se utilizan salmuera con un peso mínimo para alcanzar altas tasas de penetración con bajos costos. También puede ser accidental, cuando se añade demasiada sal al sistema de salmuera, y se puede formar taponamiento, emulsiones etc.

Es necesario planear el pozo con cuidado, y vigilar estrechamente los parámetros y registro de los datos, para formular estimaciones razonables de la presiones en la formación, antes de que ocurra un influjo.

**3.1.3 Pérdida de la circulación:** Cuando ocurre una pérdida de circulación, baja el nivel de la salmuera y se reduce la presión hidrostática hacia abajo en el pozo, esto conlleva a que se permita el flujo de una formación presurizada dentro del pozo. Rara vez empieza a brotar la zona que recibe la pérdida de circulación. Por lo general, brota una zona aparte, de alta presión, mientras que se desintegra una zona débil de presión baja. Además, si ocurre un influjo por la pérdida de circulación, podrá haber poco o posiblemente nada de aumento del nivel en superficie. Es necesario valerse de otros índices, de los que nos ocuparemos más adelante, para detectar la presencia de un influjo. Algunas de las razones por las que se pierde la circulación son estas:

1. Fluido con peso excesivo.
2. Exceso de fricción anular.
3. Exceso de presión de Surgencia.
4. Exceso de presión del cierre del pozo.

### **3.2 EXTRACCIÓN DE LA TUBERÍA**

**3.2.1 No dejar el pozo lleno:** Conforme se extrae la tubería del pozo, disminuye el nivel de la salmuera en el pozo, por el volumen del acero que se le quita. Si no se rellena el pozo, entonces esta reducción en el nivel de la salmuera disminuye la presión hidrostática que se percibe al fondo del pozo. Puede ocurrir un influjo si la presión hidrostática desciende a menos de la presión de la formación, en cualquier punto del pozo abierto.

Se mantiene la presión hidrostática llenando el pozo con salmuera al sacar tubería. El volumen de acero que se saque debe ser sustituido por un volumen equivalente de la salmuera. Si el volumen medido de la salmuera es menor que el volumen calculado del acero sacado, es posible que fluidos de formación hayan invadido el pozo y que esté en marcha un influjo.

Para mitigar la ocurrencia de influjos al sacar la tubería se debe proceder como sigue:

1. Comprender que el nivel de la salmuera en el pozo desciende al sacar la tubería de producción del pozo.
2. Calcular el volumen de acero que se va a sacar.
3. Medir el volumen equivalente de la salmuera necesario para llenar el pozo.
4. Comparar periódicamente el volumen de la salmuera con el volumen de acero sacado y registrar los valores en una bitácora.
5. Tomar medidas si no concuerdan los dos volúmenes (Tubería y anular).

El volumen de desplazamiento de la tubería depende de su longitud y el diámetro exterior e interior de los tubos. Existen tablas de desplazamiento para tubería de producción y botellas (DC) de los diámetros más comunes. Por el alto desplazamiento por pie de las botellas (DC), se deben rellenar el pozo frecuentemente al sacarlas.

**3.2.2 Presión de suabeo:** La tubería sacada del pozo reduce la presión hidrostática efectiva dentro del pozo. Dicha reducción de presión podrá ser suficiente para que la presión en el fondo del pozo sea menor que la presión en la formación lo cual genera un influjo.

Se monitorea y detecta el suabeo de la misma manera que se verifica para ver si el pozo está correctamente lleno. Esta función requiere los mismos equipos y la misma atención. Sin embargo, la reducción de presión hidrostática es causada por mecanismos diferentes, por lo general, ocurre el suabeo cuando el fluido en el pozo no disminuya tan rápidamente como el volumen del tubo sacado.

Después de sacar tubería se efectúe la circulación arriba y hasta el fondo, el grado de contaminación con gases, agua salina o petróleo en el lodo indica si no fueran apropiadas las velocidades de extracción, las propiedades de la salmuera no fueron controlada etc. Podrá ser que el caso amerite ajustes en la velocidad de extracción y/o propiedades y densidad de la salmuera no fueron controladas. Una operación corta de extracción, seguida de una circulación arriba y hasta el fondo, también se puede utilizar para determinar las características de pistoneo del pozo.

Las siguientes son unas pautas generales para mitigar el suabeo al sacar la tubería del pozo:

1. Seleccionar collares y un aparato para el fondo del pozo que mantengan adecuados espacios libres entre los anulares.

2. Mantener a niveles mínimos la viscosidad de la salmuera.
3. Sacar la tubería a velocidad moderada.

### **3.3 INDICADORES DE LOS INFLUJOS**

**3.3.1 Incremento en el flujo de retorno:** El indicador más obvio de un influjo es el flujo de retorno de la salmuera desde el pozo mientras que se bombea a ritmo constante. Bajo condiciones normales, la salmuera entra y sale del pozo al mismo ritmo. Un incremento en la circulación de la salmuera significa que los fluidos de la formación están aumentando el flujo de la circulación. Dicho aumento se puede observar en un registrador, mediante la inspección visual en el niple de la campana o el separador, o por la más obvia de todas las señales la cual consiste en ver si se empujan hacia arriba, desde la mesa rotativa, los manguitos en el vástago cuadrado de transmisión.

**3.3.2 Incremento en el volumen de los tanques:** El fluido de formación que entra al pozo sale más rápido del que se bombea dentro del mismo, habrá un aumento del volumen de la salmuera en los tanques. Para que esto sea un indicador oportuno, se deben de tomar en cuenta los cambios efectuados en el sistema de circulación de la salmuera en superficie. Es necesario tener una buena comunicación entre el supervisor y el resto de la cuadrilla.

**3.3.3 Flujo del pozo (con las bombas paradas):** Cuando las bombas no estén bombeando la salmuera dentro del pozo, la salmuera no debe estar llegando al pozo. A veces, el flujo tarda unos segundos en detenerse cuando se paran las bombas. Sin embargo, el flujo desde el pozo cuando se hayan parado las bombas es una muy buena indicación de influjo. Es fácil discriminar entre la presencia de desbalances y un influjo. Un influjo generalmente fluirá cada vez, mientras que la presencia de un desbalance en tubería causará un flujo cada vez con menor velocidad

mientras se compensan las presiones hidrostáticas entre la tubería de producción y el anular.

**3.3.4 Cambios de presión de la bomba:** Un cambio de presión en la bomba (típicamente un decremento) o en EPM (emboladas por minuto) ó (Strokes por minuto) SPM es una advertencia de influjo. Conforme que se introduce al pozo el fluido de las formaciones, se vuelve más ligera la columna del fluido en el anular, por lo que cae el nivel de la salmuera la tubería de producción y por ello se elevará la frecuencia de las emboladas por minuto de la bomba, y disminuirá la presión, debido a la caída del nivel de la salmuera en la tubería de producción.

Los cambios en la presión de la bomba podrán obedecer a varios factores. Entre ellos:

1. El taponamiento de algunas secciones de la bomba.
3. La falla de algún componente de la bomba.
4. Fugas en la tubería de producción.
6. Pérdida de circulación, y otros.

Un decremento en la presión de la bomba no siempre significa que ocurre un influjo; Sin embargo, es recomendable verificar si hay influjo si se disminuye la presión en la bomba.

---

<sup>7</sup>Well Control School. Manual de control de pozos. 2600 Moss LANE. Harvey, Louisiana 70058. 2003.

## 4. EQUIPO DE CONTROL DE POZO

### 4.1 PREVENTORAS DE REVENTONES (B.O.P's)

Equipo utilizado para controlar el pozo cuando se presenta insuficiente presión hidrostática para equilibrar la presión de formación.

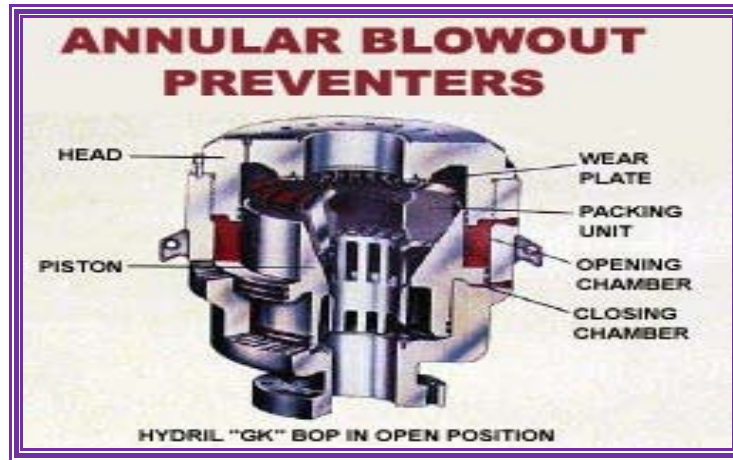
**4.1.1 Preventora Anular (Blowout Preventer):** Es una válvula de gran tamaño, instalada sobre la cabeza del pozo y sobre las preventoras de ariete, que forma un sello en el espacio anular entre la tubería y la pared del pozo ó en caso de no haber tubería presente, sella el pozo.

- **Ventajas**

Se enuncian algunas de las ventajas del uso de un preventora anular:

1. Aunque la preventora esté cerrado, la sarta de tubería de producción podrá operar en vaivén de todas maneras.
2. Se puede cerrar sobre el vástago cuadrado.
3. Se puede cerrar sobre los collares de la tubería.
4. Puesto que el tiempo es esencial en el cierre de un pozo que se esté descargando, se puede cerrar más rápidamente si se cierra sobre el vástago cuadrado.
5. La preventora anular podrá funcionar como compuerta maestra mediante el cierre completo.
6. Se puede cerrar sobre cualquier miembro de una cadena ahusillada de perforación.
7. Se puede cerrar sobre las líneas de achique, las herramientas de registro o de perforación, inclusive en los 80 ó 90 pies de envoltura directamente arriba de las herramientas eléctricas de registro.
8. La cadena de perforación podrá ser introducida y retirada de la barrena.

Figura 10. Preventora Anular.



Fuente. Instituto de capacitación petrolera. Universidad de Houston en Victoria.

**4.1.2 Preventora de Arietes (HYDRILL):** Los arietes para tubería son elementos de sello, diseñados a cerrar la barrena de acero con bloques de acero que tienen integrados unos sellos de goma. Las preventoras tipo ariete derivan su nombre del cilindro hidráulico y flecha de ariete que accionan los bloques del ariete sellador.

La unidad más vieja fue operada manualmente, con largos tornillos sinfín; a veces se conocieron como “compuertas” por parecerse a una gran válvula de compuerta.

Los arietes hidráulicos son controlados por un pistón de doble accionamiento, operado por la presión del fluido hidráulico dentro de los acumuladores. La relación de la presión en la barrena del pozo a la presión necesaria para el cierre se conoce como “la presión de cierre”, mientras que la relación de la presión en el barrenado del pozo a la presión de abertura se conoce como “relación de abertura.” Los diseños del ariete permiten que la presión de la barrena del pozo alcance el lado posterior de los pistones. Esto ayuda a mantener cerrados los arietes. En la mayoría de los diseños, esta presión mantiene cerrados los arietes sin la necesidad de aplicar una presión continua en la línea de cierre.

También existen mecanismos de cierre del ariete que traban los arietes en la posición cerrada para el caso que se perdiera la presión hidráulica.

Ventajas de la BOP's arietes de Hydril:

1. Se surte en una amplia gama de tamaños y presiones nominales.
2. Se surte con sistemas manuales o automáticos de "Traba de Posición Múltiple" (MPL<sup>MR</sup>).
3. El revestimiento del cilindro y el asiento superior del sello se pueden sustituir o reparar en el campo.
4. Sistema de sello en la varilla secundaria
5. Los arietes se pueden sustituir o reparar en el campo.
6. El mecanismo de puerta bisagrada de abertura requiere un espacio lateral adicional, pero deja menos espacio libre en cada extremo.
7. La cavidad inclinada del ariete se drena a sí mismo, evitando acumulaciones de lodo y de arena.
8. Los arietes han sido diseñados para que se "cuelgue" el tubo.

Figura 11. Preventora Doble Ariete.



Fuente. Instituto de capacitación petrolera. Universidad de Houston en Victoria.

#### ❖ FUNCIÓN DE LA PREVENTORA ( B.O.P's)

- Cerrar el pozo.
- Permitir escape de los fluidos del espacio anular.

- Permitir bombeo de fluidos al pozo.
- Permitir el movimiento de la tubería hacia adentro o hacia afuera del pozo.

## 5. SALMUERA

Los trabajos de mantenimiento y reacondicionamiento de pozos corresponden a todas aquellas operaciones posteriores al completamiento inicial, cuyo propósito es mantener, reparar o mejorar la productividad del pozo. Como medida de seguridad, antes de iniciar este tipo de trabajos es necesario matar el pozo para evitar la afluencia de fluidos de producción hacia superficie y así permitir que las operaciones se realicen dentro de los estándares seguros de operación.

La salmuera es el fluido que se utiliza en el campo Apiay para matar el pozo, es agua saturada de sal común, o que tiene una alta concentración de sal común (cloruro de sodio), asimismo, toda solución salina que contenga otras sales, tales como cloruro de calcio, cloruro de zinc, nitrato de calcio, etc. Su utilización se debe a su naturaleza libre de sólidos y densidad relativamente estable como fluido. Algunas de sus principales características son las siguientes:

- ❖ Densidad estable de 8.4 ppg a 20.2 ppg; solo se ve afectada por la temperatura.
- ❖ Tiene un efecto viscosificante.
- ❖ Impide la hidratación de la arcilla.
- ❖ No daña la formación, cuando se adhiere la compatibilidad química.
- ❖ Puede haber cristalización debido a la temperatura y la sobresaturación.
- ❖ Tiene efectos ambientales adversos.
- ❖ Puede ser ligeramente peligrosa en su uso, manipulación, transporte y almacenamiento.
- ❖ Corrosiva y daña los elementos de caucho.

Aunque la densidad de una salmuera se puede medir con una balanza convencional de lodo, un hidrómetro de salmuera puede brindar una medida más precisa. Adicionalmente se debe tener en cuenta la temperatura de la salmuera.

La salmuera presenta una expansión térmica debido a las temperaturas elevadas, lo cual lleva a una disminución de la densidad ante el aumento de la temperatura. El rango de la salmuera utilizado en el campo Apiay está entre 8.4 a 10.0 ppg; A ésta salmuera se le agrega unos componentes químicos como surfactantes y solventes para dejarla inhibida. El surfactantes (derivado del ingles surface active agents) son moléculas que contiene un segmento liposoluble (soluble en aceite) y otro hidrosoluble (soluble en agua). La solubilidad parcial tanto en agua como en aceite permite al surfactante ocupar la interfase .Los agentes de actividad superficial son sustancias químicas que reducen la tensión superficial de los líquidos. Está diseñado para prevenir la formación de emulsiones entre el fluido de tratamiento y los del reservorio.

En el campo Castilla no se controla los pozos ya que el yacimiento no contiene gas en las formaciones de producción; además es crudo pesado.

Existen básicamente dos clases de salmuera en la primera, los cationes monovalentes contienen las siguientes salmueras:

- ❖ Cloruro de sodio
- ❖ Bromuro de potasio
- ❖ Cloruro de potasio
- ❖ Bromuro de sodio

Estos son utilizados especialmente en pozos donde las formaciones productoras muestran sensibilidad al calcio o donde el

dióxido de carbono (gas) puede producir la precipitación de calcio insoluble o de sólidos perjudiciales. Estas pueden ser utilizadas individualmente o combinadas para lograr densidades máximas, hasta de 12.7 ppg.

La segunda clase la salmuera contiene cationes divalentes:

- ❖ Cloruro de calcio
- ❖ Bromuro de calcio
- ❖ Bromuro de zinc

Estas también se pueden utilizar individualmente o combinadas para alcanzar densidades máximas, hasta de 20.2 ppg. Se presentará a continuación una tabla relacionada con las diferentes salmueras y con sus respectivos rangos de densidades.

Tabla 7. Tipos de salmueras.

SALMUERA	RANGO DE DENSIDAD
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>	15.5 - 20.2

Fuente: RODRIGUEZ, A. E.

## 5.1 PREPARACIÓN DE SALMUERA

### 5.1.1 Elementos requeridos

- Sal “Saltex”
- Agua Industrial.
- Solventes y surfactantes

### 5.1.2 Procedimiento

1. Charla preoperacional. El jefe de equipo o supervisor para las recomendaciones de seguridad necesarias para la operación. Definir funciones para todo el personal durante la operación. El jefe de HSEQ verifica que el personal esté usando los elementos de protección personal. Leer AST de la operación.
2. Captación y descargue de agua



Foto 1. Carro tanques.

3. Instalar unidad de filtrado, esta debe estar acoplada a la bomba triplex y a los tanques de “lodos”.  
(Nota: si no aplica unidad de filtrado omitir este paso).

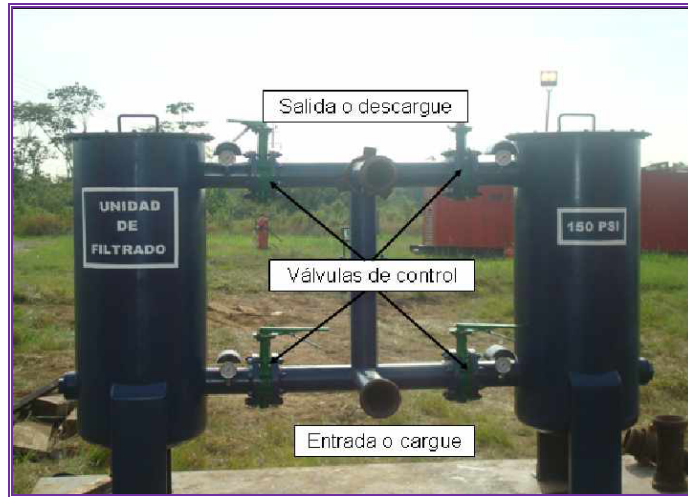


Foto 2. Unidad de filtrado.

4. Encender el motor de la bomba. Antes de encenderla se debe verificar el nivel de aceite, combustible, y las presiones establecidas.



Foto 3. Bomba.

5. Encender la bomba centrífuga (motores agitadores) para dar inicio a la circulación del agua en el tanque, verificar el descargue en el tanque.



Foto 4. Motores de agitadores, Aspas Tanque de lodo.

6. Revisar el nivel de agua en los taques que se va a utilizar.



Foto 5. Barra de nivel.

7. Ubicar los sacos o bultos de sal en la parte superior de los tanques.



Foto 6. Sacos de sal.

8. Prepara 800 BIs de salmuera con 111 sacos de NaCl (sx de 50 kg) según lo indicado para controlar el pozo. La sal se debe verter en la tolva o encima de la malla del tanque para asegurar la entrada constante y uniforme. La sal debe ser inhibida con 168 gal de solvente mutal EC9610 al 0.5% y 68 gal de surfactante biocida EC6365A al 0.2%.



Foto 7. Rejillas y Tolva.

Una vez la sal sea proporcionada a los tanques se deben lavar o limpiar las rejillas y/o tolvas de suministro ya que se acumulan conglomerados de sal, la cual con el tiempo corroe la superficie.

9. Medir el nivel de fluido en los tanques de lodo, frecuentemente.



Foto 8. Midiendo el nivel del fluido.

10. Realizar prueba de Densidad, verificar que el peso del fluido sea el deseado, tomar una muestra del fluido de cada tanque y hacer las mediciones correspondientes en la balanza.



Foto 9. Realizar prueba de densidad en balanza de lodo.

## **6. MÉTODOS PARA EL CONTROL DE POZOS<sup>1</sup>**

Existen varios métodos para controlar los pozos antes de iniciar las operaciones de mantenimiento y reacondicionamiento, dentro de las cuales están la Circulación Inversa y Forzamiento contra la Formación.

En algunos pozos de la Superintendencia de Operaciones Apiay se pueden desarrollar los dos métodos de acuerdo a las características de la formación productora y al estado mecánico actual del pozo. Sin embargo el forzamiento puede causar daños a la formación, la salmuera penetra el yacimiento, (si se supera la presión de fractura por exceso de presión en superficie).

En cada caso, los principios son los mismos. El propósito común es mantener una presión constante en el fondo del pozo, en un nivel igual o levemente mayor que la presión de la formación, mientras que se circula salmuera más pesada dentro del pozo. Puesto que la presión de la tubería de producción es un indicador directo de la presión en el fondo del pozo, se puede manipular sistemáticamente la presión de la tubería de producción, y se puede controlar la presión en el fondo del pozo. Los métodos principales de llevar a cabo las operaciones de controlar un pozo, manipulando la presión de la tubería de producción, son los siguientes:

### **6.1 CIRCULACION INVERSA**

Este método se utiliza durante las operaciones de conversión o terminación de un pozo cuando se sabe con antelación que la formación productora no toma o cuando la tubería de producción se encuentra cercana a la profundidad media de perforaciones p.e. pozos con flujo

natural. Frecuentemente se emplea una circulación inversa en el pozo en que se trabaje.

El método consiste en circular y desplazar a la tasa y presión diseñada, el volumen de la tubería y del espacio anular, chequeando los retornos en superficie hasta obtener fluido del mismo peso del que se está bombeando. El fluido de ahogo (salmuera) es bombeado hacia el interior del espacio anular del casing y se recibe el retorno a través de la tubería de producción y es conducida hasta los tanques del líquido.

Se recomienda que si la tubería no se encuentra muy profunda, preparar una salmuera con el peso suficiente para que pueda controlar la  $P^*$  de la formación, considerándose que quedan dos columnas de fluido dentro del pozo con diferente densidad.

#### **6.1.1 Procedimiento**

1. Prepare la salmuera con el peso y la cantidad estipulada en el programa del pozo (Well Planning), teniendo en cuenta que la presión de la columna hidrostática ejercida por esta, sobrepase la  $P^*$  de la formación entre 100 a 150 psi.
2. Realice la prueba de las líneas de superficie. Cierre la válvula de entrada al anular del pozo y presione lentamente la línea con la bomba del equipo hasta alcanzar 500 y 1000 psi, observe durante 10 minutos que la presión se mantenga, sino revise posibles fugas en las conexiones de líneas y corríjalas. Pruebe hasta que la presión se mantenga.
3. Revise que los exhostos de los motores del equipo, bomba y planta tenga funcionando los matachispas y los extintores se encuentren en sus sitios de operación.
4. Revise y registre la CHP y THP antes de iniciar el bombeo. Verifique que los manómetros estén en buen estado.

5. Descargue el anular del pozo hacia los tanques del equipo, abriendo la válvula lateral del Tubing Head Spool y la válvula de descarga de la bomba.
6. Informe al operador de la estación antes de iniciar circulación del pozo hacia la estación. No inicie el bombeo hasta que esté seguro de que el pozo está alineado. Cerciórese de la apertura de la válvula maestra, la válvula lateral del árbol de navidad y la válvula de corte de la línea hacia la estación.
7. La circulación de salmuera en reversa contra la estación a baja tasa de bombeo y teniendo en cuenta de no sobrepasar la presión límite en superficie. Continúe bombeando a la tasa deseada y a la presión recomendada en la bomba. Desplace el volumen de la tubería y del anular. Mantenga revisando el nivel de los tanques y verifique la eficiencia de la bomba. Registre las presiones de la bomba y las tasas de circulación (volúmenes bombeados).
8. Alinee el pozo hacia los tanques del equipo. Abra la swab valve y cierre la válvula de corte de la línea hacia la estación. Continúe circulando en reversa contra los tanques del equipo el volumen de la tubería para homogenizar columnas. Revise el retorno recibido en los tanques, midiendo su densidad. Verifique que el peso del fluido de retorno sea igual al bombeado. Cerciórese de que se halla bombeado el volumen calculado, teniendo en cuenta el nivel de los tanques. Si requiere más salmuera de la estimada. Esto indica que el pozo está tomando.
9. Detenga el bombeo y deje el pozo en observación durante 15 minutos. Si el pozo está controlado continúe con el paso 13.
10. Si el pozo presenta flujo constante de gas con agua-crudo, circule salmuera del mismo peso en reversa al pozo esperando retornos

en los tanques hasta sacar las bolsas de gas. Si se presentan grandes bolsas de gas en los tanques, como medida de seguridad ordene apagar inicialmente los motores de la unidad básica, si el flujo de gas persiste o se incrementa se deben a pagar todos los equipos eléctricos y la planta de generación eléctrica. Manténgase preparando salmuera como fluido de control.

11. Detenga de nuevo la circulación y ponga el pozo en observación durante 15 minutos, mida la densidad del fluido que retorna, mantenga revisando CHP y la THP. Si el pozo sigue disparado, cierre la swab valve y alinéelo contra la estación, informe al operador de la situación y circule la capacidad de la tubería.
12. Alinee de nuevo el pozo hacia los tanques y revise la densidad de los retornos. Detenga la circulación y ponga el pozo en observación durante 15 minutos. Si persiste el flujo del pozo, revise y calcule de nuevo la densidad de la salmuera para matar el pozo, teniendo en cuenta la CHP y THP. Bombee la salmuera con el nuevo peso, circulando la capacidad del anular y de la tubería y repita el paso 8 y 9.
13. Verifique que las válvulas laterales del árbol de navidad y del anular del pozo estén cerradas, así como la válvula de corte de la línea que va hacia la estación. Retire las bajantes de producción del anular y tubing. Revise que el cheque y la válvula de corte no tengan paso.
14. Realice el procedimiento para retirar el árbol de navidad solo si está totalmente seguro que el pozo se encuentra controlado. No afloje los prisioneros del Tubing Hanger durante la retirada del árbol.
15. Instale set de BOP's según el trabajo a desarrollar en el pozo.

16. Suelte los prisioneros del Tubing Hanger, conecte un pup joint (es un tubo que se conecta a la tubería de producción) y levante la sarta lentamente. Registre el peso de la sarta. Inicie a retirar la tubería y continúe con el programa planeado.

## **6.2 FORZAMIENTO CONTRA LA FORMACIÓN**

Esta técnica se utiliza para matar el pozo mediante bombeo de fluido de ahogo (salmuera) a presión (manteniendo cerrada la línea de retorno) contra la formación, haciendo que los fluidos de producción sean inyectados al yacimiento, sin exceder ningún límite de presión. Esta técnica se aplica para los yacimientos que permiten la inyección de fluidos de producción y en los casos en los que la sola circulación de la capacidad del tubing y el anular no controla el pozo. El volumen a forzar se determina en lo posible para que solo ingresen a la formación de los fluidos propios del yacimiento. Para realizar el control del pozo con este método es necesario considerar los siguientes factores:

1. El influjo debe estar más arriba de la zona más débil del pozo, y
2. La salmuera debe ser bombeado con un ritmo mayor que el ritmo del ascenso del gas por el pozo.
3. Debe existir una permeabilidad suficiente, o fracturas provocadas o naturales, para permitir el regreso de los fluidos hacia la formación.
4. Si hay una permeabilidad suficiente y no se desea provocar fracturas adicionales, no deben de excederse las presiones hidrostáticas de los fluidos.
5. El gas es una sustancia más “permeante” que el petróleo o el agua salina. Por lo que, será menos necesario hacer fracturas si el fluido del influjo es gas.

Una vez realizado el ahogo del pozo, se debe retirar el árbol de Navidad y las bajantes de producción y se debe instalar el conjunto adecuado de prevención de reventones o BOP STACK (en inglés), esta tarea podría

tornarse crítica si el pozo no está totalmente muerto (ahogado), debido a que durante esta acción, el pozo queda totalmente abierto en superficie sin ningún tipo de instrumento que lo asegure en caso de presentarse una “ surgencia”. Es importante que se desarrollen los procedimientos correctos para el control del pozo al inicio de operaciones y que se verifiquen las condiciones de seguridad antes de retirar el árbol de navidad, para minimizar cualquier riesgo que pudiera presentarse.

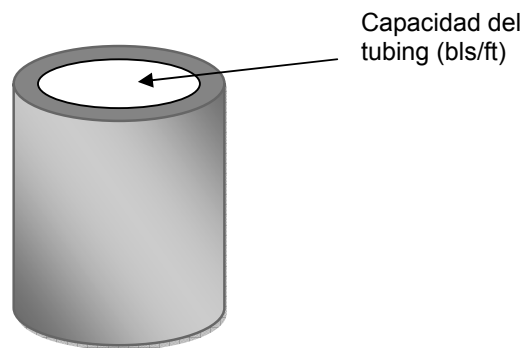
Luego de instalar las BOP's adecuadas para el trabajo, se deberá inspeccionar y probar su funcionamiento antes de iniciar las operaciones de acuerdo con las recomendaciones del API RP53.

<sup>1</sup>GÓMEZ, Martha I. Sierra. Técnicas de control y prevención de reventones en perforación y workover. Tesis. UIS.1989.

## 7. CAPACIDADES PARA CONTROLAR EL POZO

La capacidad de la tubería o de una sección abierta del pozo es la cantidad del lodo ó salmuera que pueda ser almacenado o contenido dentro del volumen de dicha tubería. Para calcular la capacidad del tubing del pozo por cada pie, la fórmula es la siguiente:

Figura 12. Representación de la Capacidad en el tubing



Fuente: RODRIGUEZ, A. E.

$$Capacidad = \frac{ID^2}{1029} \quad (8)$$

Donde:

Capacidad = El volumen dentro de la tubería por longitud unitaria (bls/pie)

ID = El diámetro interno del tubo (pg)

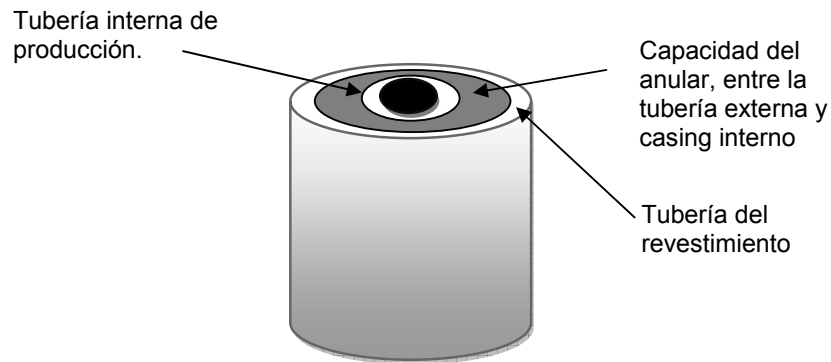
ID<sup>2</sup> = El diámetro interno x el diámetro interno

Para calcular el volumen total (el total de barriles) en una sección de la tubería de producción o de trabajo (Drill Pipe) en workover, se multiplica la capacidad, expresada en barriles por pie, por la longitud de la tubería o de la sección:

Volumen Total (bls) = Capacidad x la Longitud del Tubo

La capacidad del espacio anular es el volumen del fluido de perforación contenido entre dos secciones del tubo. En otras palabras, es el volumen contenido entre el diámetro exterior del tubo interior, y el diámetro interno del tubo exterior. La capacidad anular también podrá ser aquél volumen contenido entre el diámetro exterior de un tubo (introducido al pozo) y el costado del pozo abierto.

Figura 13. Representación de la Capacidad Anular



Fuente: RODRIGUEZ, A. E.

$$Capacidad = \frac{ID^2 - OD^2}{1029} \quad (9)$$

Donde:

CAP = Capacidad Espacio Anular (en bl/pie)

ID<sup>2</sup> = Diámetro Interno del pozo (o de la tubería exterior)

OD<sup>2</sup> = Diámetro exterior de la tubería (introducido al pozo)

Para calcular el volumen total (el total de barriles) de la capacidad del espacio anular de una sección:

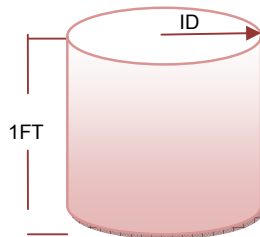
Volumen Total (bls) = CAP x Longitud (de la sección anular)

Si hay varias secciones del tubo, será necesario calcular el volumen de cada sección. Si se dispone de un libro de tablas, por lo general indica el volumen en barriles por pie. En este caso, basta consultar los volúmenes por sección, en barriles por pie, y multiplicar el volumen por la longitud de la sección en pies.

NOTA: La constante “1029” de la fórmula anterior convierte las unidades para que la capacidad sean barriles por pie lineal. Expresado en términos más específicos:

La capacidad iguala el área del círculo formado por el diámetro interno del tubo (en pulgadas cuadradas), multiplicado por las 12 pulgadas en un pie, y luego dividido entre los 42 galones en barril y entre los 231 pulgadas cúbicas en un galón.

Figura 14. Representación de la Capacidad



Fuente: RODRIGUEZ, A. E.

$$V_{lm} = \pi r^2 h = \pi \left( \frac{ID}{2} \right)^2 * h \quad (10)$$

$$Capacidad \left( \frac{bls}{pie} \right) = \left[ \left( \pi \left( \frac{ID}{2} \right)^2 (pg^2) \right) * \left( \frac{12pg}{1pie} \right) \div \left( \frac{42galones}{1bls} \right) \div \left( \frac{231pg^3}{1galón} \right) \right] \quad (11)$$

$$Capacidad \left( \frac{bls}{pie} \right) = \frac{ID^2}{1029} \quad (12)$$

## 8. EQUIPO ELECTROSUMERGIBLE

De acuerdo a las características del campo, se ha determinado que el método de levantamiento artificial más apropiado para la producción es el bombeo electrosumergible. Actualmente existen tres grandes fabricantes de equipos electrosumergibles: REDA, Centrilift y ESP Inc.

Tabla 8. Sistemas de levantamiento artificial Reda-Centrilift.

SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POZOS ACTIVOS E INACTIVOS							
	Flujo Natural	B. Mecánico	BES	INY	TOTAL	REDA	CENTRILIFT
Apiay	2	6	31	0	39	25	6
Suria	3	6	32	1	42	18	14
Reforma	2	3	5	0	10	2	3
Castilla	0	9	70	0	79	42	28
Chichimene	0	5	19	0	24	12	7
Rancho Hermoso	0	0	4	0	4	4	0
Valdivia	0	0	6	0	6	6	0
<b>Totales</b>	<b>7</b>	<b>29</b>	<b>167</b>	<b>1</b>	<b>204</b>	<b>109</b>	<b>58</b>
%	3%	14%	82%				

Fuente: Ecopetrol, S.A.

### 8.1 GENERALIDADES

El sistema de bombeo electrosumergible es un sistema de levantamiento artificial de petróleo, adecuado para ser utilizado en pozos profundos, de fácil instalación y operación, de mucha durabilidad.

El principio básico es el siguiente:

- ❖ Una corriente eléctrica es llevada, a través de un cable, desde superficie hasta un motor que se encuentra en el fondo del pozo.
- ❖ El motor hace girar un eje, el cual está conectado a la bomba.
  
- ❖ La bomba gira, succiona el fluido y le suministra presión.
  
- ❖ El líquido llega a superficie a través del Tubing.

### **8.1.1 Características**

- Pozos de gran profundidad.
- Caudales muy altos.
- Pozos verticales y desviados.
- Yacimientos con empuje natural de agua o inyección de agua.
- Pequeñas cantidades de H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> y abrasivos.
- Pozos con producción continua, no de forma intermitente.
- Operaciones de pruebas de pozos.
- Fluidos viscosos, gaseosos y abrasivos.

El equipo electrosumergible está dividido en dos grupos: el equipo de superficie y el equipo de fondo.

### **8.1.2 Equipo de superficie**

Lo conforman los equipos que permiten suministrar la potencia eléctrica necesaria para operar los equipos de fondo, de acuerdo a los parámetros de diseño.

Una instalación típica consta principalmente de un transformador reductor (SDT), el controlador del motor, el transformador elevado (SUT), la caja de venteo o de conexiones y el cabezal del pozo. La potencia en superficie se mide en KVA y varía entre 125 y 1000 KVA.



Foto 10. Transformador elevador

El transformador reductor (SDT) permite reducir el voltaje de la línea de distribución de alta tensión, al voltaje requerido en la entrada del controlador de frecuencia. En el campo se tienen en la actualidad 208 pozos en funcionamiento; el voltaje promedio con que trabajan varía de acuerdo al tipo de motor, bomba y caudal a producir.



Foto 11. Transformador reductor.

El controlador del motor es utilizado para regular el arranque y los parámetros de operación del motor desde superficie. Permite controlar y mantener la frecuencia a la cual el operador desea que trabaje el motor de la bomba, al tiempo que permite mantener la relación Voltios/Hertz del equipo.

Existen tres tipos de controladores: El arrancador directo, el arrancador suave y el controlador de frecuencia variable. El arrancador directo posee protección por sobrecarga y baja carga, y opera el motor a una frecuencia de 60 Hertz.



Foto 12. Arrancador directo.

El arrancador suave está diseñado para controlar la corriente y el voltaje durante el periodo de arranque, de tal forma que el voltaje es incrementado de forma gradual hasta alcanzar el voltaje de los 60 Hertz nominales del sistema.



Foto 13. Arrancador suave.

El controlador del sistema o variador, controla el voltaje de tal forma que la frecuencia de operación regula la velocidad de la bomba, obteniendo un amplio rango de caudales de acuerdo al tipo de bomba.

El variador consta de un sistema de control inteligente que le permite maniobrar las funciones de las variables para optimizar la producción. Este equipo puede ser programado en modo de frecuencia, de tal forma que la frecuencia permanece constante y la corriente puede variar. Otra forma de programación es el modo corriente, en el cual la corriente permanece fija y varía la frecuencia para ajustar la carga del motor a la corriente máxima fijada. El campo cuenta con variadores Robicom; este tipo de arrancador no tiene SUT y además, la onda de frecuencia de salida es de doce pasos (en los otros es de seis) por ello es un poco más senoidal y por ello no produce armónicos y hay menor potencia disipada. Hay variadores tipo “Oil Cooled”; reciben este nombre ya que vienen refrigerados con aceite, del tipo Integrate Control System y con variador tipo REDA.



Foto 14. Variador

El transformador elevador permite incrementar el voltaje del controlador de frecuencia al nivel tensión necesaria para que el motor opere eficientemente.

La caja de venteo constituye el punto de conexión eléctrica entre el cable de potencia de subsuelo con el cable proveniente del sistema de control.

También permite ventear cualquier migración de gas proveniente del pozo a través del cable.

El cabezal de pozo cuenta con los accesorios que permiten conectar el sistema de potencia de superficie con el cable de potencia de fondo, pasándolo a través del colgador de tubería. Hay de tres tipos: tipo “pig tail”, que básicamente es conector a lado y lado, pero con el inconveniente de que la unión de cable es un punto débil y por este puede fallar el cable. Pero tiene la propiedad de que crea un buen sello hidráulico y por ello tiene buena garantía por alta presión.



Foto 15. Pig Tail

El tipo “Pack Off”, donde el cable entra con empaques sin necesidad de cortarlo, pero no presenta buenas garantías de sello hidráulico a alta presión.



Foto16. Pack Off-BIW.

Y el tipo “Quick Connector”; ésta es una mezcla de los dos tipos; ya que presenta la unión de cable pero con un nuevo sistema y además se recubre con una resina que crea un buen sello hidráulico. Evita la colocación de la caja de venteo.

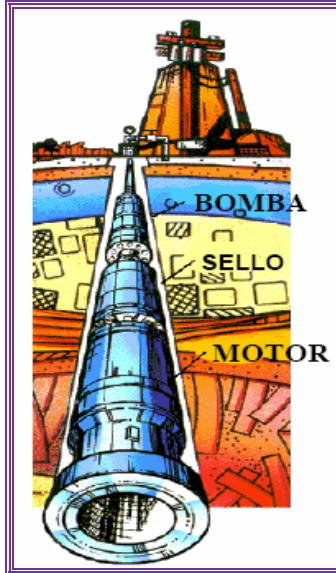


Foto 17. Quick Connector.

### 8.1.3 Equipo de fondo

El conjunto de subsuelo para una instalación de bombeo electrosumergible en la aplicación de producción lo conforman básicamente por el cable de potencia, el motor, el sello y la bomba.

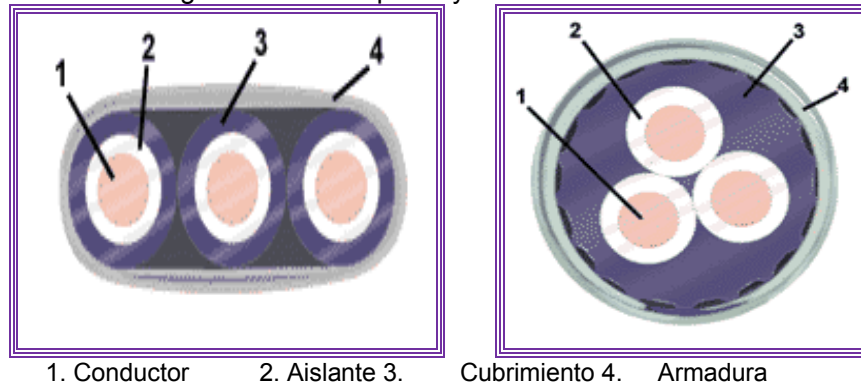
Figura 15. Equipo electrosumergible de fondo



Fuente: Baker Hughes - Centrilift.

El cable de potencia es un conductor de tres fases, a través del cual se transmite desde superficie la corriente eléctrica requerida para el motor. La temperatura, el voltaje y la corriente del motor rigen su diseño. Está dividido principalmente en dos partes; la parte más profunda que es cable plano, debido al diámetro exterior de la bomba. Y la parte superior, que es cable cilíndrico. Debe estar protegido de esfuerzos mecánicos e imprevistos que puedan deteriorar sus propiedades en el fondo del pozo.

Figura 16. Cable plano y cable redondo.



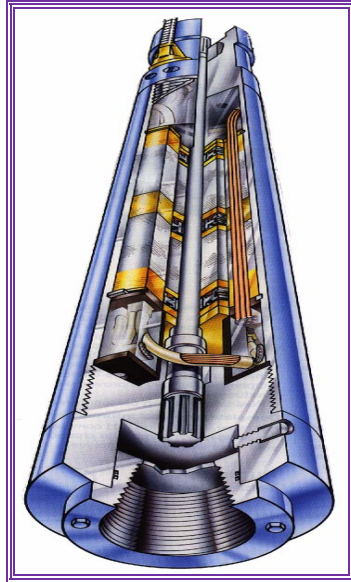
Fuente: Baker Hughes - Centrilift.

La selección del tipo de cable está basada principalmente sobre las condiciones de fluidos, temperatura de fondo y limitaciones de espacio anular:

- El cable de configuración redonda se usa cuando hay suficiente espacio anular
- El cable de configuración plana se debe utilizar cuando hay límites de espacio anular.
- Las temperaturas oscilan entre 200 y 500 °F.
- Es preferible, cables de mayor calibre debido a que existen menos pérdidas de voltaje.

El motor es el elemento encargado de suministrar la potencia necesaria para mover la bomba. Consiste en un motor trifásico bipolar, el cual utiliza el principio básico de los motores de inducción magnética, jaula de ardilla. Las principales partes del motor son: el estator, conjunto de rotores y otros elementos mecánicos.

Figura 17. Motor de la bomba electrosumergible.



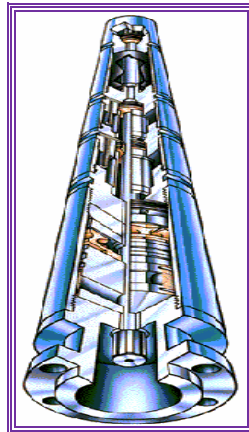
Fuente: Baker Hughes - Centrilift.

El motor internamente se encuentra lleno de un aceite refinado de alta capacidad dieléctrica y conductividad térmica, cuya principal función es mantener lubricadas sus partes giratorias, y en menor escala transferir el calor producido por el motor durante su operación a la carcasa de donde es disipado por el fluido de producción. Un motor se diseña de acuerdo a los requerimientos de potencia de la bomba, al gradiente del fluido y a la cabeza dinámica total a ser levantada. El caballaje de los motores varía desde 76 HP hasta 760 HP. Los voltajes de diseño y operación de éstos motores pueden ser tan bajos como 230 voltios tan altos como 4000 voltios. Los requerimientos de amperaje pueden ir desde 17 hasta 110 amperios, la potencia requerida es alcanzada al alargar o incrementar la longitud del motor.

El sello consiste en un conjunto de cámaras las cuales pueden ser de tipo laberinto o de tipo bolsa de expansión (ambas permiten la dilatación y contracción de los fluidos). Los sellos se proveen generalmente en configuración de tres cámaras, aunque puede ser de dos cámaras y se pueden combinar dos o tres sellos para formar múltiplos de dos o tres cámaras. El sello cumple las siguientes funciones:

- Evitar la transferencia al motor del esfuerzo axial producido por el empuje de las etapas de la bomba y la cabeza del fluido.
- Evitar la contaminación del motor con el fluido del pozo.
- Permitir la expansión del aceite dieléctrico de los motores debido al incremento de la temperatura en el pozo y a su funcionamiento.

Figura 18. Sello de la bomba electrosumergible.



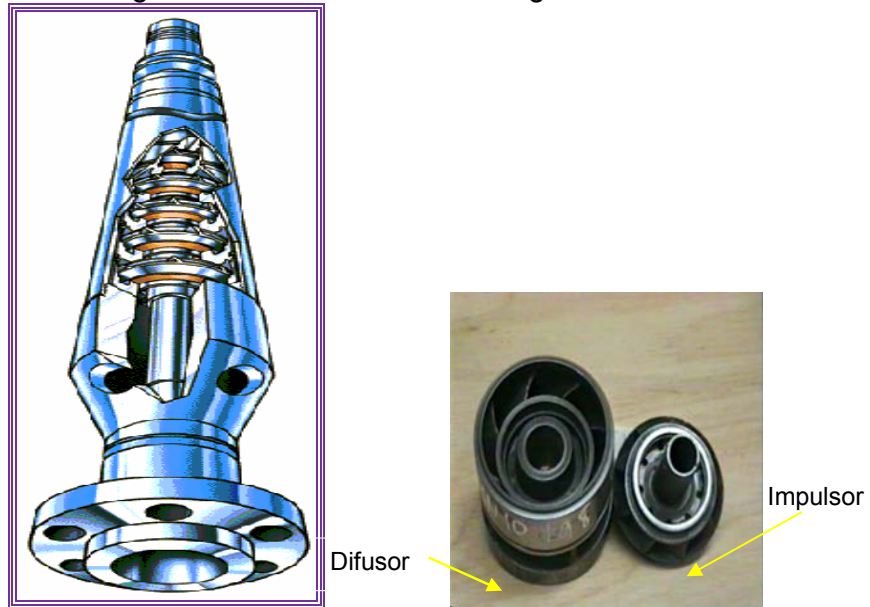
Fuente: Baker Hughes - Centrilift.

La bomba consiste en un arreglo de varias etapas de tipo centrífugo. Cada etapa consta de un rotor o impulsor rotativo y de un estator o difusor estacionario. El número y tipo de estas etapas son determinados de acuerdo a la producción deseada y a la cabeza total por levantar.

En la bomba, el impulsor de la primera etapa recibe el fluido que entra por el "intake". La velocidad inicial del fluido de entrada es cero. El primer impulsor toma el fluido entre sus alabes y le imprime cierta velocidad, entregándolo a la siguiente etapa con una velocidad inicial. La configuración geométrica del difusor permite convertir la energía cinética del fluido en presión, gracias a los cambios en el área y velocidad de flujo.

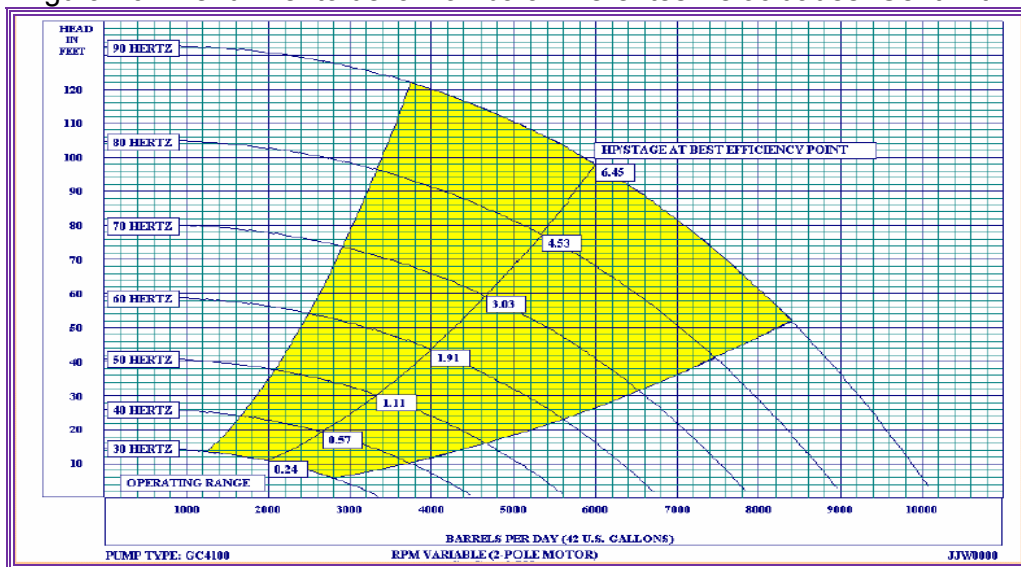
Luego, el siguiente impulsor toma el fluido y cambia la presión a energía cinética. El proceso continúa de esta forma hasta llegar a la última etapa en donde el fluido alcanza la descarga de la bomba con una presión acumulada a lo largo de todas las etapas, que le permite vencer la columna hidrostática hasta la superficie.

Figura 19. Bomba electrosumergible



Fuente: Baker Hughes - Centrilift.

Figura 20. Rendimiento de la Bomba a Diferentes Velocidades. Centrilift



Fuente: Baker Hughes - Centrilift.

El campo cuenta con diferentes tipos de bombas; la más utilizadas son las KC15000 y KC20000, también se usan: KC12000, GC8200, GC4100, GC6100, GC2900, HC19000, FC1800, GC1700, FC650, FC450, GC1150, GC1200, FC1600, DN1750, FC2100, GN4000, TG5600, HN13500, HR21000, HC27000 y HC35000.



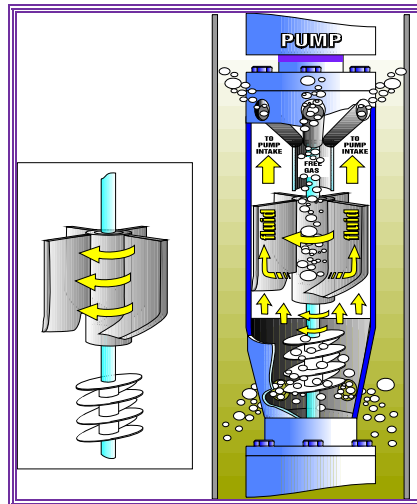
Foto 18-19-20. Sello, Motor y Bomba

El separador de gas conecta el protector o sello y la bomba, permitiendo la producción de pozos con alto GOR (mayor o igual al 200 PCS/Bbl) ya que reduce la cantidad de gas libre al pasar por la bomba. Utiliza fuerza centrífuga para separar el gas libre del fluido que entra a la bomba.

El fluido entra al separador y es forzado hacia una cámara centrífuga por la acción de un inductor y una columna de baja succión. Una vez en la centrífuga el fluido con alta gravedad específica es forzado hacia el

exterior de la pared de la cámara rotatoria por fuerza centrífuga dejando cerca del centro el gas, que es separado por el divisor de fases y es vaciado de regreso al anular del pozo donde éste asciende.

Figura 21. Separador de Gas.



Fuente: Baker Hughes - Centrilift.

#### 8.1.4 ADICIONALES

**8.1.4.1 VÁLVULA DE CHEQUE:** Puede ser usada para mantener la tubería llena de fluido cuando se para la bomba, evitando el giro invertido de la misma, y protegiéndola de daños en casos de re arranque del motor después de lapsos cortos de tiempo.

**8.1.4.2 VÁLVULA DE DRENAJE:** Localizada por encima de la válvula cheque, se usa para permitir el paso del fluido desde la tubería de producción hacia el anular, cuando se saca tubería, para evitar tubería llena durante reparaciones.

**8.1.4.3 CABLE PLANO O EXTENSIÓN AL MOTOR:** Se usa para hacer la conexión desde la bomba a través de separador de gas y sello hasta el motor, donde hay limitaciones de diámetro.

**8.1.4.4 SENSOR DE PRESIÓN Y TEMPERATURA:** Es un sistema económico para obtención de datos de presión en el fondo del pozo (presión estática y dinámica). Utiliza un tubo Bourdon para realizar la medición de la presión y transmite la información por el cable de potencia que alimenta al motor. La precisión de este instrumento es de 1 - 3% de la escala máxima y se provee generalmente en configuraciones para presión máxima de 3500 psi o 5000 psi.

**8.1.4.5 PROTECTORES DE CAUCHO:** Protege la parte externa de la tubería de producción.

**8.1.4.6 BANDAS DE CABLE PLANO:** Se usan para fijar el cable plano a la bomba, el separador de gas y el sello; colocando una sección cada 6 pies.

## 9. OPERACIONES DE WIRELINE

La unidad de "wireline" o cable delgado se utiliza en el Campo Apiay Y Castilla La Nueva para mantenimiento, servicio y reacondicionamiento de pozos. En labores de registros de presión y producción, ésta unidad se encarga de desasegurar y/o asegurar el pozo al inicio o final del trabajo.

Por desasegurar el pozo se debe retirar la válvula de seguridad y el tapón sellante ubicado en la herramienta "Y" para permitir la introducción de las sondas. Aunque las herramientas pasan a través de la válvula de seguridad sin problemas, esta se retira para evitar inconvenientes, como el cierre imprevisto de la misma, con la subsecuente ruptura del cable y pérdida de la herramienta. Por ésta razón para desasegurar el pozo primero se debe retirar la válvula y luego el tapón sellante.

Al finalizar el registro para retornar el pozo a producción éste se asegura instalando el tapón sellante y la válvula de seguridad de última.

La herramienta para retirar o asentar la válvula o el tapón consta de "GS Running Rand Pulling Tool" con pin que rompe hacia abajo, martillo mecánico, martillo hidráulico y barras de peso. El cable se conecta a la herramienta en el "Rope Socket", pasa a través del lubricador el cual va armado sobre los soportes de la unidad y apoyada en el "GIN POLE", terminando en la unidad de cable.

La unidad de cable delgado consta de un carrete pequeño de aproximadamente 14 pulgadas de diámetro. El tambor está diseñado para almacenar entre 15000 y 20000 pies de cable que puede variar entre 0.092" y 0.018" de diámetro. El cable que actualmente se usa en Apiay y Castilla La Nueva es de 0.018".

## **9.1 HERRAMIENTAS**

### **9.1.1 Herramienta de pesca del tapón (PULLING TOOL)**

Este dispositivo permite pescar al tapón (Blanking Plug) a través de su cuello superior, antes de iniciar las operaciones de medición y registro. Posee un pin de seguridad el cual puede ser fracturado cuando se presentan dificultades en su extracción.

## 10. PERFORACIÓN



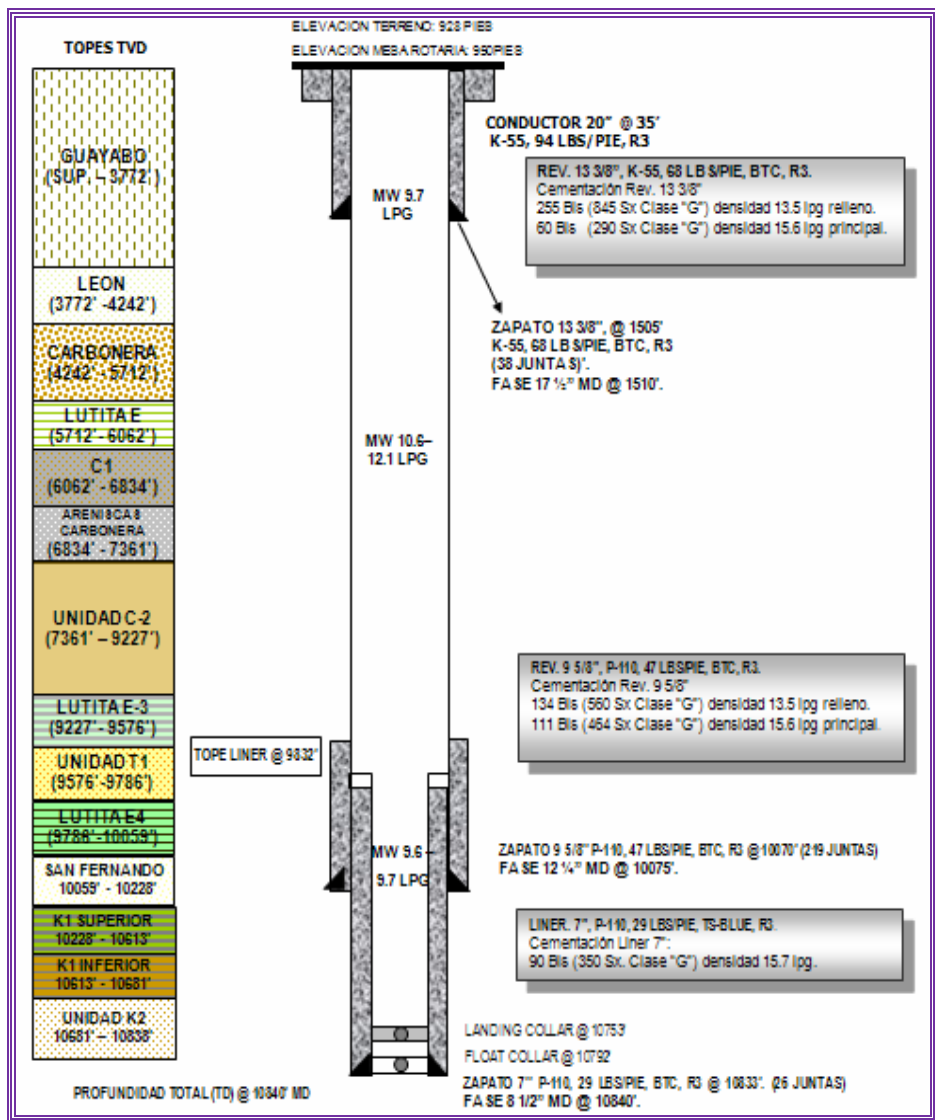
Foto 21. Taladro de Perforación.

Actualmente la compañía está utilizando dos equipos para perforación, distribuidos uno, en la parte de exploración y el otro en la parte de desarrollo del campo. Se describirá a continuación la forma en que se desarrolla ésta operación.

- ❖ Con un martillo hidráulico se introduce un tubo conductor de 20", 94 lb/pies a una profundidad de  $\pm$  40 pies.
- ❖ Se perfora el hueco de superficie con broca de 17-1/2" hasta una profundidad de 800 pies sí el pozo es vertical ó de 2000 pies si es direccional. Se baja y se cementa casing de superficie de 13-3/8", N-80 BTC hasta la profundidad perforada.

- ❖ Se corta el tubo conductor de 20", se solda el cabezal del revestimiento, "casing head" al revestimiento de 13-3/8" para poder instalar las preventoras. De arriba hacia abajo las preventoras son: la anular, "Hydrill" y una preventora doble de ariete donde el superior que es ciego, "blind ram" y el inferior que es de tubería, "pipe ram".
- ❖ Se perfora con broca de 12-1/4" de 10 a 15 pies de la nueva formación y se realiza el "Leak off Test".
- ❖ Se termina de perforar el hueco de producción con broca de 12-1/4" hasta la profundidad de interés, que en promedio es de 10000 a 11000 pies.
- ❖ Se corren registros en hueco abierto: MSF, LLD, LLS, GR, CALIPER, SPIEST y DENSIDAD-NEUTRON, ETC.
- ❖ Se baja casing de producción de 9-5/8", 47 lb/pies, N-80 dejando el tope del cemento aproximadamente a 5000 pies.
- ❖ Se entrega el pozo con un flanche ciego sobre el "tubing spool" y se inicia la movilización del equipo hacia el próximo pozo.
- ❖ Después de concluida la operación y transcurridos unos días se evalúa el trabajo de cementación tomando el registro correspondiente, CBL.

Figura 22. Estado Mecánico del Pozo Apiay 28 Perforado por San Antonio.



Fuente: Ecopetrol, S.A.

## 11. REGISTROS DE PRODUCCIÓN

Los registros de producción tienen por objeto identificar y evaluar la naturaleza del flujo de fluidos durante la etapa productiva de los pozos. En el Campo Apiay y Castilla La Nueva los registros de producción tienen como función principal determinar el perfil de flujo por medio de medidores tipo hélice y sirven para:

Evaluación del Completamiento y Trabajos de Reacondicionamiento:

- Determinación del perfil de flujo.
- Determinación del índice de productividad.

Monitoreo del Yacimiento:

- Determinación del comportamiento histórico del perfil de producción.
- Determinación del avance del frente de agua.
- Determinación de tasas óptimas de producción.

Diagnóstico de problemas:

Determinación de flujos cruzados.

Detección de anomalías en el diámetro interno del revestimiento.



Foto 22. Registro PLT.

Se utiliza el método de las múltiples pasadas, registrando la respuesta de rotación de la hélice a través de los intervalos abiertos a cinco velocidades en direcciones tanto ascendentes como descendentes. Para cada zona se grafica la respuesta de rotación y las velocidades de cable, con lo cual se calculan las velocidades de flujo y el perfil de producción del pozo.

La programación de estas pruebas de producción se realiza de acuerdo a la necesidad de actualizar el perfil de producción de los pozos, o en los siguientes casos:

- Cuando es un pozo nuevo.
- Pozo después de reacondicionamiento ("Workover").
- Aumento abrupto del corte de agua.
- Última prueba hecha hace más de 2 años.

La información que se necesita para correr un registro de producción es:

a) Estado mecánico del pozo

- |                       |   |
|-----------------------|---|
| -Profundidad efectiva | -Profundidad del "Blanking Plug"        |
| -Llenado de arena     | -Profundidad del "Entry Guide"          |
| -Rat-hole             | -Profundidad de la válvula de seguridad |

b) Información de Producción

- |                        |                                  |
|------------------------|----------------------------------|
| -Caudal                | -Frecuencia de la bomba (Prueba) |
| -Corte de agua         | -Frecuencia de la bomba (Normal) |
| -Limitaciones del pozo |                                  |

c) Información de Yacimiento

- |                          |                              |
|--------------------------|------------------------------|
| -Intervalos abiertos     | -Densidad del agua           |
| -Índice de Productividad | -Salinidad agua de formación |
| -Pozos que éste afecta   | -Densidad del aceite         |
| -Punto de burbuja        | -Relación Rs                 |

d) Parámetros de la prueba

- Frecuencia de la bomba para el periodo de flujo (PDD)
- Profundidad de estabilización

*Procedimiento General para correr un registro de producción*

1. Solicitar a producción el pozo y coordinar la apagada del mismo.
2. Cerrar la válvula lateral.
3. Desasegurar el pozo e instalar lubricador de 7" y válvulas preventoras.
4. Hacer un " Dummy Run" para determinar fondo, utilizando CCL, sensor de rayos Gamma y barras de peso.

5. Armar la herramienta combinada de registro de producción PLT compuesta por la hélice motorizada, sensor de densidad por presión diferencial, sensor de presión de cristal de cuarzo, sensor de rayos Gamma (GR) , CCL y/o barras de peso.
6. Verificar en superficie con agua y aire la calibración del gradiomanómetro.
7. Bajar la herramienta hasta perforaciones.
8. Correlacionar profundidad con CCL y GR sin tocar fondo.
9. Ubicar el sensor de cristal de cuarzo en el punto de estabilización y medir parámetros de fondo.
10. Cargar el programa de presión en el computador para el periodo de flujo (PDD).
11. Arrancar el pozo a la frecuencia de la prueba.
12. Esperar estabilización del pozo.
13. Cargar el PLS ("Production Log Sopiesware") .
14. Hacer pasadas con el pozo fluyendo a las velocidades de 30, 60, 90, 120 y 150 pies/min desde 5 pies arriba del fondo hasta 200 pies arriba de las perforaciones. Tomar lecturas estacionarias entre perforaciones.
15. Ubicar de nuevo el sensor de presión de cristal de cuarzo en el punto de estabilización y repetir el procedimiento anterior pero para el periodo de cierre (PBU).
16. Sacar la herramienta, asegurar y arrancar el pozo.

Una vez concluida la prueba se deben entregar 2 reportes:

1. Reporte Preliminar de la Información Adquirida: Con la secuencia de eventos y una interpretación bajo condiciones de flujo y de cierre.
2. Reporte Final: Elaborado por la compañía de servicios y entregado en un plazo máximo de 48 horas con información como:
  - Tabla de datos de estabilización, horas, Qt, Qw, Qo y BSW.
  - Puntos de medición de la sonda.

- Perfil estimado de flujo.
- Interpretación del registro.
- Información tanto de pozo fluyendo como de pozo cerrado:
  - ✓ Registro Compuesto
  - ✓ Pasadas bajando y subiendo; parámetros de fondo
  - ✓ Lecturas estacionarias
  - ✓ Gráfico y listado de estabilización
- Correlación y determinación de fondo.

### **11.1 HERRAMIENTA PARA REGISTROS DE PRODUCCIÓN**

Los registros de producción pueden ser corridos utilizando cualquiera de las 2 sondas disponibles en el campo:

- PLT: Production Log Tool
- CPLT: Combinable Production Log Tool

Actualmente la herramienta que se está bajando es la CPLT, sin embargo la diferencia entre las sondas consiste en mejoras realizadas en el cartucho de telemetría.

### **11.2 PARTES DE LA HERRAMIENTA CPLT**

La herramienta consta de las siguientes partes:

- a) *Hélice Motorizada (MFBS) ó (CFM2)*



Foto 23. Herramienta PLT.

La "Motorized Full Bore Spinner" (MFBS) es la herramienta que registra determinación el perfil de flujo. Consta de una hélice rotatoria de 4 aspas, protegida por una jaula de 4 brazos.

La hélice y los brazos pueden ser retraídos o expandidos en un rango de diámetros de 1-11/16" a 5" (apertura total) para la hélice y 8-1/2" (revestimiento de 9-5/8") para la jaula. Esta operación la hace un motor localizado encima de la hélice que es accionado por una señal desde superficie. La respuesta de la hélice en rotaciones por segundo (RPS) son convertidas en pulsos y enviados a través del cable eléctrico por medio del cartucho de telemetría.

*b) Centralizador Mecánico (TTG-1)*

La función del centralizador mecánico "Thru Tubing Guide" es centrar la herramienta para obtener valores más reales de densidad. Posee 3 brazos colapsables mecánicamente. Es opcional su colocación.

c) *Tarjeta Motorizada de control (CMCC)*

La tarjeta motorizada de control es un mecanismo especial exclusivo del CPLT, el cual permite abrir o cerrar la hélice por medio de un comando en el computador.

d) *Registrador de Presión de Cristal de Cuarzo (CHMS)*

El principio de funcionamiento se basa en un cristal de cuarzo, el cual controla un oscilador. La presión del fluido causa una distorsión que hace variar la frecuencia entre 5.0 y 5.0170 Mhz (200-11,000 psi). Puesto que la frecuencia también depende de la temperatura, la medida de frecuencia se corrige por ésta, gracias al "Resistance Temperatura Device" (RTD), suministrando de ésta manera una mejor resolución y exactitud de los datos de presión.

e) *Registrador de Densidad, Presión y Temperatura (CPLS)*

La CPLS suministra una medición simultánea de densidad, presión y temperatura.

- Densidad: Es medida con un gradiomanómetro que posee un diafragma lleno de silicona. La presión del pozo se transmite a 2 puntos separados 21" el uno del otro, y la presión diferencial es transmitida a un sensor de presión equipado con un "RTD" para corregir por temperatura, dando al gradiomanómetro una mayor exactitud en la medición. Con la diferencia de presión y la distancia entre los 2 puntos se calcula la densidad, que se debe corregir por inclinación con la ayuda de un acelerómetro. El acelerómetro determina la inclinación del pozo y de la herramienta mejorando la exactitud y la resolución vertical del gradiomanómetro.

- Presión: Tiene un cilindro en cuya base hay una cavidad expuesta a la presión. En el exterior del cilindro se ubican 2 bobinados, uno de referencia y otro activo. La presión diferencial hace que la parte activa del cilindro se deforme, lo cual cambia la resistencia del bobinado activo.
- Temperatura: Es medida con una resistencia de platino expuesta al fluido, de similar funcionamiento al descrito en los registros de presión.

*f) Cartucho de Telemetría*

El Cartucho de Telemetría digitaliza y envía por pulsos en canales de tiempo las señales de salida de cada uno de los sensores.

*g) Localizador de Collares (Incluido en el CPLC)*

Otra herramienta para el control de profundidad y de igual funcionamiento al descrito en los registros de presión.

*h) Sensor de Rayos Gamma (CGRS)*

El sensor de Rayos Gamma suministra un medio para el control de la profundidad, midiendo estadísticamente la radiación natural de la formación, la cual varía de acuerdo a la litología de la misma.

*i) Adaptador y Cabeza*

El adaptador sirve como conector y sustituto de 1-11/16" (adaptador) a 1-3/8" (cabeza).

Otras características/ventajas de la herramienta son:

-Posee un convertidor de alta velocidad de voltaje a frecuencia, que permite la autocalibración en subsuelo de la electrónica.

-El procesamiento a tiempo real permite obtener más rápidamente resultados en el sitio del pozo (PLQL "Production Logging Quick Log") y mejora el control de calidad de los datos.

## 12. CAÑONEO

### 12.1 PROCESO DE CAÑONEO

- Enviar Comunicación formal (carta, e-mail) sobre los intervalos a cañonear, carga a utilizar, fluido presente en el pozo, presión de yacimiento y solicitud del equipo de presión.
- Contactar al ingeniero encargado de la compañía contratista y definir fecha aproximada de ejecución del contrato.
- Realizar reunión de seguridad para prueba de BOP 11 x 5M

(1) Prueba de BOP

(2) Instalar Hanger Ciego 11 x 5M con tubo de 3<sup>1/2</sup> EUE.

(3) Probar BOP anular:

(a) Llenar espacio anular entre el Hanger y la BOP.

(b) Cerrar BOP anular.

(c) Presurizar sistema con 500 PSI durante 15`` y luego aumentar a 2300 PSI durante otros 15``.

(d) Despresurizar sistema a 0 PSI hacia los tanques de equipo de W.O.

(e) Retirar la junta de 3<sup>1/2</sup> EUE.

(4) Probar BOP ciegos:

(a) Llenar espacio anular entre el Hanger y el Ciego.

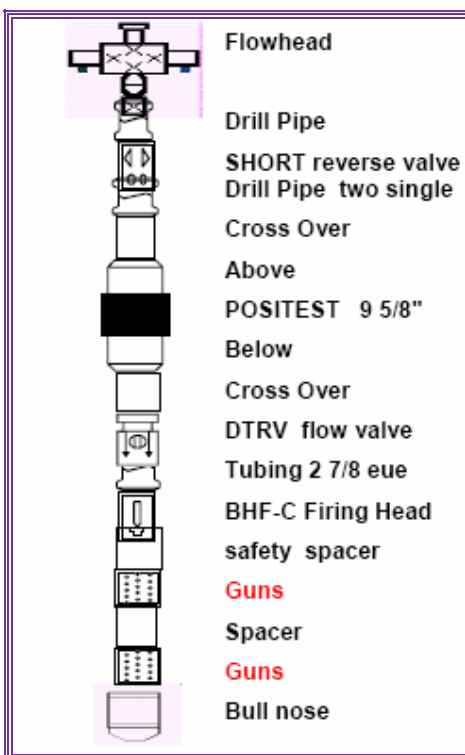
(b) Cerrar Ciegos.

- (c) Presurizar sistema con 500 PSI durante 15`` y luego aumentar a 2300 PSI durante otros 15``.
  - (d) Despresurizar sistema a 0 PSI hacia los tanques de equipo de W.O.
  - (e) Bajar tubo de 3<sup>1/2</sup> EUE.
  - (f) Retirar Hanger Ciego 11 x 5M.
- Realizar reunión de seguridad y operacional para el cañoneo. (Nota: La compañía contratista entregará a la SOA el panorama de riesgos, procedimientos para cañoneo y el programa operativo establecido).

(5) Prueba Equipo de presión de la compañía contratista:

- (a) Instalar Hanger Ciego de 7<sup>1/16</sup> x 5M x 3<sup>1/2</sup> EUE.
  - (b) Retirar tubo 3<sup>1/2</sup> EUE.
  - (c) Instalar Equipo de presión de la compañía contratista.
  - (d) Llenar sistema con agua desde el Hanger 7<sup>1/16</sup> x 5M hasta el Stuffing box.
  - (e) Cerrar el Stuffing box.
  - (f) Presurizar el Stuffing box con bomba de la compañía contratista de cañoneo con una presión de 1200 PSI y 3000 PSI durante 15`` cada prueba.
  - (g) Despresurizar sistema a 0 PSI hacia los tanques del equipo de W.O.
  - (h) Retirar Sistema de presión de la compañía contratista.
  - (i) Instalar junta de 3<sup>1/2</sup> EUE.
  - (j) Pescar y retirar Hanger de 7<sup>1/16</sup> x 5M x 3<sup>1/2</sup> EUE.
  - (k) Instalar equipos de presión.
- ejecutar programa operativo de cañoneo.

Figura 23. Sarta de cañoneo.



Fuente: Ecopetrol, S.A.

Para producir las arenas se hace necesario entonces cañonear a las profundidades establecidas según los análisis de registros realizados por ingeniería de yacimientos, el procedimiento seguido es el siguiente:

- ❖ Ensamblar la herramienta y bajarla al pozo.
- ❖ Correlacionar profundidad con gamma ray, para garantizar que los cañones estén ubicados a la profundidad deseada.
- ❖ Asentar el empaque y verificar su sello, presurizando en superficie el anular con 100 psi y observando que esta presión no caiga.
- ❖ Colocar la cabeza de cañoneo y soltar la barra de disparo.

La barra en su recorrido descendente rompe unos pines, abriéndose una camisa por debajo del empaque y permitiendo así que los fluidos entren al pozo.

Debido al depletamiento del yacimiento los fluidos no tienen la suficiente energía para subir a superficie. Sin embargo se utiliza un colchón de agua, calculado con base en la presión de fondo esperada. Este colchón de agua controla el pozo evitando flujo de fluidos en superficie. De esta manera el aceite desplazará el colchón hasta tener una cabeza que iguale la presión de fondo. A su vez el colchón de agua desplazará el aire por encima de éste, el cual se detecta en superficie a través de una manguera sumergida en un balde de agua, permitiendo tener una referencia de lo que pasa en el pozo desde la entrada de fluidos hasta su "muerte".

- ❖ Desasentar el empaque por tensión.
- ❖ Se corre un CCL y un gamma ray para verificar fondo
- ❖ Retirar la herramienta del pozo.
- ❖ Se baja el completamiento de acuerdo al diseño para el pozo.
- ❖ Coordinar con producción la arrancada del pozo.

## **12.2 EQUIPOS Y HERRAMIENTAS**

El proponente debe presentar en su propuesta la relación del equipo y/o las herramientas que ofrece para la realización del servicio, con una descripción de los mismos con sus especificaciones técnicas.

1. Equipo para cañoneo tipo TCP y casing gun.
2. Tamaño de cañón TCP: 3 3/8" Y 4-5/8" y Casin Gun 4" y 5".
3. Herramientas para manipulación y elevación de cañones en Casing de 5-1/2" y 7"
4. Equipo para el transporte y levantamiento de los cañones en las locaciones de los pozos.
5. Unidad computarizada. Y kit de correlación
6. Equipo para determinación de puntos libres

7. Equipo para realizar corte Químico.

### **12.2.1 MATERIALES**

Cargas de 23, 32 y 39 grs de alta penetración a diferentes tiro por pie (TPP), penetración normalizada mayor de 20" y 30" a 8000 psi respectivamente.

### **12.3 CONTROLES OPERACIONALES DURANTE EL CAÑONEO**

- 1) Llenado de pozo después de cada corrida de cañón.
- 2) Verificación de la correlación para el cañoneo con los registros de cementación o resistivo.
- 3) Presión de acumulador del equipo de W.O.
- 4) Verificación del nivel de fluido durante la bajada de cada corrida de cañoneo.
- 5) Verificación del disparo de cada corrida de cañoneo en superficie.



Este completamiento simple tiene la desventaja de carecer de control individual de los intervalos y dificultar la eliminación de zonas productoras de agua. El completamiento simple reemplazó al doble, que a pesar de permitir el control individual de los intervalos productores reducía los caudales posibles y aumentaba las inversiones iniciales y costos de operación. Estos completamientos consistían de dos sartas de 3-1/2" colocadas dentro del revestimiento de 9-5/8" y se utilizaron durante las primeras etapas de producción del campo.

Para el completamiento simple instalado en el Campo Apiay y Castilla La Nueva existen 4 alternativas:

- a) Con herramienta tipo "Y" y empaque
- b) Con herramienta tipo "Y" y sin empaque
- c) Sin herramienta tipo "Y" ni empaque
- d) Sin herramienta tipo "Y" pero con empaque

Las alternativas más utilizadas en el campo son las opciones b) y c).

### **13.1 TUBERIA DE PRODUCCIÓN**

La tubería de producción es el medio de flujo de los fluidos del pozo desde la profundidad de inmersión de la bomba hasta superficie.

Se conecta directamente a la bomba cuando el completamiento carece de la herramienta tipo "Y" o a ésta última cuando está presente en la instalación.



Foto 24. Tubería de Producción. Bodega de ECP APIAY.

Algunas de sus especificaciones son:

a) *Diámetro externo*

Actualmente en Campo Apiay y Castilla La Nueva se utiliza tubería de producción de 4-1/2" o 3-1/2", Este diámetro externo de la tubería se determina directamente con un compás calibrador.

b) *Peso por pie lineal*

El peso seleccionado para un diámetro externo de tubería determina el diámetro interno ó de deriva ("drif").

El diámetro de deriva es el diámetro máximo de una barra ("conejo") de 3 pies de longitud que pasa fácilmente a lo largo de una junta de tubería. El conejo se pasa por cada junta antes de ser bajada dentro del pozo. Las juntas que no permitan el paso del conejo se rechazan.

El peso por pie lineal de la tubería de producción utilizada en Campo Apiay y Castilla La Nueva es:

- 12.75 lb/pies para tubería de 4-1/2"
- 9.3 Lb/pie para tubería de 3-1/2"

c) *Grado de la tubería*

El grado del acero del que está hecha la tubería determina la resistencia y dureza de la misma. La selección del grado de tubería para un pozo se hace con base en la resistencia a la tensión, la resistencia al estallido y la resistencia al colapso que se requiera, además de la disponibilidad.

El grado de la tubería de producción en Campo Apiay y Castilla La Nueva es N-80. Conociendo el diámetro externo (4-1/2"), el peso (12.75 lbs/pie) y el grado(N-80) se determina:

Tabla 9. Grado de la tubería de producción.

<b>PRESIÓN DE COLAPSO</b>	<b>PRESIÓN DE REVENTÓN</b>	<b>RESISTENCIA A LA TENSIÓN</b>
7500 psi	8430 psi	288040 lb

d) *Tipo de acoplamiento*

Los diversos tipos de acople disponibles para tubería se pueden dividir en:

(1) Con acoplamientos:

Cuando los extremos son machos y los acoples hembras.

(2) Con juntas (o acoples) integradas:

Son secciones de tubería que tienen rosca externa (macho) en un extremo y rosca interna (hembra) en el otro.

La conexión de tubería tiene "UPSET" cuando el terminal de la junta es más grande que la parte principal del cuerpo y un "NON UPSET" en caso contrario.

Así, el tipo de acople que se seleccione para un uso particular se basa en las condiciones de operación, las necesidades de resistencia a la tensión, limitaciones de espacio, clase de completamiento y la disponibilidad.

La tubería de producción en el Campo Apiay y Castilla La Nueva es CAJA x PIN por lo tanto no necesita acoples.

#### *e) Rango de longitud*

La longitud de la tubería de producción en el Campo Apiay y Castilla La Nueva es de 31 pies.

El rango de longitud de la tubería seleccionada para un pozo depende de la altura del equipo a utilizar y de la disponibilidad.

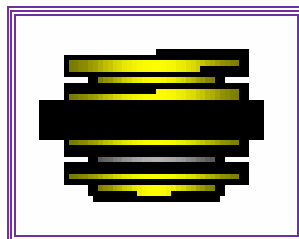
### **13.2 EMPAQUES**

Los empaques se utilizan para segregar fluidos y presiones en el espacio anular entre la tubería y el revestimiento, o sólo en el revestimiento cuando no hay tubería.

Los empaques actualmente utilizados en Campo Apiay y Castilla La Nueva son:

- Tapón Puente (Bridge Plug)

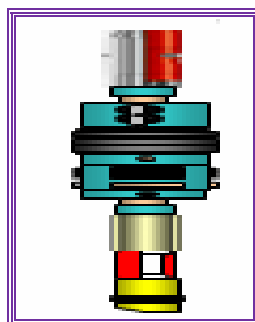
Figura 25. Bridge Plug.



Fuente: Ecopetrol, S.A.

- Empaques dobles de Completamiento.

Figura 26. Empaques dobles.



Fuente: Ecopetrol, S.A.

### 13.2.1 Tapón puente

Se usan para sellar el fondo del pozo y/o aislar las zonas a producir de las ya producidas. Los modelos de "Bridge Plug" usados en Campo Apiay y Castilla La Nueva son:

- El Drill SV Squeeze Packer
- Modelo PR

*Empaque EZ Drill SV Squeeze Packer*

Esta herramienta actualmente se utiliza en Campo Apiay y Castilla La Nueva como retenedor de cemento en cementaciones remediales ó "squeezes", sin embargo también se encuentra instalado como "bridge plug" en varios pozos.

#### *Modelo PR*

El modelo "PR Bridge plug" es una herramienta de diseño modular que puede ser convertida de tapón puente a retenedor de cemento para ser sentada mecánicamente o con "wireline".

### **13.2.2 Empaques dobles de completamiento**

Estos empaques de completamiento segregan fluidos y presiones en el espacio anular del revestimiento/tubería donde encuentra dos sartas de tubería que penetran el empaque. Actualmente se están usando en Campo Apiay y Castilla La Nueva debido a la necesidad de una sarta adicional por donde pasar la alimentación de potencia al motor y así evitar que el cable se trencé al efectuar cualquier movimiento.

Estos empaques dobles reemplazaron a los empaques sencillos usados en los primeros años cuando los pozos produjeron naturalmente.

Los empaques de doble sarta utilizados en Campo Apiay y Castilla La Nueva han sido los siguientes:

- Empaque MPL
- Empaque Twin Seal
- Empaque Uni- Packer XXVI 1- HO

### *Empaque MPL*

El empaque MPL sirve como "tubing hanger" y/o como empaque recuperable de producción con especiales características diseñadas para acomodarse al uso de bombas electrosumergibles.

### *Empaque Twin Seal*

Diseñado para facilitar el uso de bombas electrosumergibles.

### *Empaque Guiberson*

Es un empaque de producción de doble sarta, hidráulicamente sentado, sostenido mecánicamente y recuperable por corte. Usado para operaciones de producción con presión moderada, particularmente cuando se sienta el empaque sin manipulación del tubing o después de que el cabezal del pozo ha sido instalado.

## **13.3 EQUIPO AUXILIAR DE COMPLETAMIENTO**

### **HERRAMIENTA TIPO "Y"**

La herramienta tipo "Y" se utiliza en instalaciones de E.S.P para permitir el paso de herramientas para la toma de registros de fondo con cable eléctrico, mientras el pozo esta fluyendo.



Foto 25. "Y" Tool.

### *Características/Beneficios*

- Se mantiene un control sobre los parámetros de producción y el comportamiento del yacimiento.
- Se obtienen excelentes estudios para el control de la producción de agua.
- Es liviano y ofrece una alta eficiencia hidráulica.
- Puede correrse en revestimiento de producción de diámetro externo superior a 9-5/8", 53.5 lb/pie y puede instalarse con tubería de 3-1/2" o 4-1/2".

### *Partes de la herramienta "Y"*

#### a) Cuello

El cuello de la herramienta tipo "Y" tiene conexiones de 3-1/2" con rosca NUxEUE ó EUExEUE dependiendo de las series del motor y bomba a ensamblar.

Sí el ensamblaje incluye bombas o motores serie 562 o 513, se recomienda: NUxEUE.

Sí el ensamblaje incluye bombas y motores serie 540: EUExEUE.

#### b) Cuerpo

El cuerpo de la herramienta está diseñado en forma de "Y" con dos brazos de 3-1/2" de diámetro exterior. En el brazo no-centrado se conecta la bomba y en el brazo centrado se cuelga el tubo instrumento.

c) Silla

La silla es el asiento del tapón ciego y se encuentra en el brazo centrado de la herramienta tipo "Y". La silla tiene la función de permitir sello junto con el tapón ciego, evitando que haya recirculación de fluido a través de la herramienta "Y" cuando el pozo esté produciendo.

d) Tapón ciego o "blanking plug"



Foto 26. Tapón Ciego.

Utilizado para taponar la parte inferior de la herramienta "Y", con un sistema de alivio para evitar problemas de pegas por un diferencial de presión y reducir el riesgo de ruptura de la unidad de cable.

Va ubicado en la silla y su función junto con ella es la de proporcionar sello para evitar la recirculación de fluido a través de la herramienta "Y" cuando el pozo está produciendo.

e) Swivel o Excéntrica

La swivel soporta el peso del tubo instrumento conectado al cuerpo de la herramienta "Y". Tiene la función de facilitar la conexión del tubo instrumento girando libremente, además de tener diámetro interno no

centrado. El diámetro interior de la swivel no centrado debe quedar mirando hacia la parte externa de la herramienta tipo “Y”, opuesta a los brazos de la misma, de manera que cuando se conecte el tubo instrumento, éste quede alineado con el cuerpo de la bomba que se está instalando. De ésta manera se evita que el tubo instrumento quede doblado hacia dentro por diferencia de diámetros.

Es prácticamente un acople con conexión inferior descentrada que permite orientar el tubo instrumento de tal forma que no interfiera con la operación de la bomba electrosumergible.

#### f) Adaptador o Acople de tubería de instrumentos

Permite la conexión rápida del tubo instrumento al ensamblaje total de la herramienta. Tiene la función de conectar el tubo instrumento con la swivel.

La parte inferior del adaptador se rosca al último tubo del tubo instrumento y se asegura a la swivel por medio de tornillos que se ajustan a través del cuerpo de la misma.

#### g) Unión Telescópica

Se utiliza para facilitar la posición de la abrazadera con respecto al tubo instrumento y a la carcasa de la bomba, cuya elongación interna es suficiente para obtener la ubicación exacta en el sitio y momento que se necesite.

#### h) Tubo Instrumento

El tubo instrumento tiene la función de permitir el paso de la herramientas de prueba en las instalaciones de bombeo electrosumergible, con el fin

de monitorear el yacimiento mediante datos de presión, temperatura y producción obtenidos a condiciones de fondo de pozo.

El tubo instrumento se puede instalar con juntas de extensión dependiendo de sí la longitud a bandear de éste, al levantar la polea viajera a su máxima altura (5 pies por debajo de la corona del pozo) es mayor de 24 pies o mayor de 15 pies en pozos desviados, o sí la junta de extensión cuando al levantar es menos de 15 pies y la última sección de la sarta es un tubo de 24 pies.



Foto 27. Tubo instrumento.

i) Tubo PINxPIN

Es un tubo corto de un pie que facilita la conexión del tubo instrumento al "entry guide" pues el último tubo del tubo instrumento termina en caja al igual que el acople del "entry guide".

j) Entry Guide

Este acople facilita por su forma la entrada y recuperación de las herramientas al terminar una prueba de monitoreo. Debe quedar

localizado por debajo del ensamble motor-bomba. Tiene una longitud de 0.70 pies.

#### SILLA TIPO "R"(NO GO)

En la "R Seating Nipple" se coloca una válvula de cheque "standing valve" Tipo RB-2 que permite el asentamiento hidráulico del empaque. Va ubicada en un tubo por debajo del empaque de producción, y se ajusta con las llaves de potencia.

#### VÁLVULA RB-2

Esta válvula se instala en la silla tipo "R", se baja y se recupera con wireline antes o después de asentar hidráulicamente el empaque. Posee una bola que hace sello al bombear por el tubing presurizando el sistema. Posee además un empaque que hace contacto con la superficie lisa de la silla tipo "R", de ahí la importancia de que en verdad sea lisa para evitar fugas.

#### SILLA TIPO "B"

En la "B Nipple" se sienta la válvula de seguridad. Se instala a  $\pm 250$  pies de profundidad y posee en la parte externa de su cuerpo la conexión para la línea de control.

#### VÁLVULA DE SEGURIDAD

La válvula de seguridad "Flapper" se utiliza para cerrar el pozo en casos de emergencia. Esta se controla hidráulicamente desde superficie con una línea de control de alta presión. La válvula puede abrirse o cerrarse desde superficie con el tablero de control tipo OTIS variando la presión de operación.

Existen dos tipos de válvula de seguridad:

- BFVE: La cual posee un ecualizador en el "Flapper" que iguala las presiones arriba y abajo de la válvula, evitando así problemas en el "flapper" cuando existe una diferencia grande de presión.
- BFV: La cual no tiene ecualizador.

Antes de instalar la válvula, ésta se debe probar en superficie asegurando que el "flapper" abra y cierre sin problemas, además de probar que su sistema de seguridad de flujo funcione correctamente y no presente fugas.

Una vez instalada con wireline se presuriza la línea desde el tablero de control

OTIS para abrirla. La presión de la línea se mantiene más a menos a 1,200 psi hasta que el "flapper" de la válvula esté completamente abierto, siendo lo anterior una señal de que la válvula está funcionando normalmente.

Por seguridad se deja presionada la línea a 3,500 psi para mantener la válvula de seguridad abierta.

De ésta manera se controla el flujo de fluidos en el tubing con la válvula de seguridad y en el anular con el empaque de completamiento.

## 14. CABEZAL DE PRODUCCIÓN

El equipo de cabeza de pozo es el equipo que suministra un sello entre la sarta de tubería de completamiento y el espacio anular del revestimiento/tubería y es el medio para controlar y registrar la producción del pozo desde superficie.

En el Campo Apiay y Castilla La Nueva, la cabeza típica de pozo consta de 3 secciones:

- ❖ Sección A: Cabezal del revestimiento de producción.
- ❖ Sección B: Carrete de la tubería de producción.
- ❖ Sección C: Árbol de navidad.



Foto 28. Árbol De Navidad.

## 14.1 SECCIÓN A: CABEZAL DEL REVESTIMIENTO

El cabezal del revestimiento de producción, "casing head" conocido también como carrete o malacate de revestimiento tiene la función de sostener el revestimiento de 9-5/8".

La parte inferior del cabezal del revestimiento se solda al revestimiento de superficie de 13-3/8" una vez éste ha sido cementado, con el fin de poder instalar preventoras y continuar perforando hasta la profundidad deseada.

La sarta de revestimiento de 9-5/8" una vez introducida al pozo se cuelga a tensión al calgador de revestimiento, "casing hanger" que luego es colocado en el cabezal de revestimiento.

Por su forma esqualizable a manera de medias lunas, el colgador es fácilmente introducido en el cabezal de revestimiento una vez la sarta de revestimiento se sobretensióne 25,000 lbs, se suelta quedando aprisionada en el colgador y éste último apoyado y soportado en el cabezal de revestimiento.

De ésta manera se aísla el espacio anular entre las sartas de revestimiento de 13-3/8" y 9-5/8".

La sección A consta de las siguientes partes:

- (1) Cabezal de 13-3/8" x 13-5/8", tipo C-22-BP, 3,000 psi. presión de trabajo con dos salidas de 2" rosca L.P (Line Pipe).

- (2) Válvula O.C.T modelo 120, máxima presión de trabajo 3,000 psi. 2" rosca L.P Esta válvula comunica el anular entre el revestimiento de 13-3/8" y revestimiento de 9-5/8".
- (3) Tapón ciego con rosca Line Pipe de 2".

#### 14.2 SECCIÓN B: CARRETE DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

El carrete de la tubería de producción, "tubing spool" tiene la función de soportar peso del equipo de completamiento. Se instala antes de introducir la sarta de completamiento al pozo e inmediatamente arriba del cabezal del revestimiento.



Foto 29. Tubing Spool.

La última sección de tubería de producción, cable de potencia y línea de control se introducen al pozo conectadas al colgador de tubería, "tubing hanger" que luego es colocado en el carrete de tubería.



Foto 30. Tubing Hanger.

Por su forma, el carrete de tubería suministra asiento al colgador de tubería, además de poseer unos tornillos laterales de fijación que evitan que el colgador se mueva hacia arriba en caso de que se desarrollen presiones bajo él, que tiendan a levantarlo de su sitio.

La sección B consta de las siguientes partes:

- (4) Colgador del revestimiento de producción, tipo C-22, 12" x 9-5/8" OD.
- (5) Cuerpo del carrete de producción C-29-ET, 10-3/4" ID, flanches de 13-5/8" x 11", 30000 psi. con 2 salidas de 2-1/16" rosca L.P. 5000 presión de trabajo.
- (6) Ensamble de sello "Pack-off Assy", BG-PE, 10-3/4" x 9-5/8" OD.
- (7) Válvula O.C.T modelo 120, máxima presión de trabajo 3,000 psi. 2-1/16" rosca L.P. Esta válvula comunica el anular entre el revestimiento de 9-5/8" y la tubería de producción de 4-1/2".

### 14.3 SECCIÓN C: ÁRBOL DE NAVIDAD

El Árbol de navidad es una colección de válvulas, conexiones y accesorios que permiten el acceso al pozo perforado así como el control y manejo de la producción. Se instala después de bajar el equipo de completamiento e inmediatamente arriba del carrete de tubería.

Las válvulas grandes usadas en los árboles de navidad son del mismo tipo, de compuerta, pero tienen diferentes nombres según su posición.

La sección C consta de las siguientes partes:

(8) Colgador de tubería TC-ECC, 10" x 4-1/2" 8RD-8RD, con orificio para adaptar el conector de potencia a través del colgador y puerto para instalar la camisa de sello de 1-1/4" que comunica la línea de control con superficie.

(9) Adaptador rotante del flanche A-2-D-EC, 11" x 4-1/16", 3000 psi presión de trabajo con orificio de 1/4" para adaptar al sello de camisa "Fitting" para conectar la línea de control. Orificio para el conector de potencia parte superior penetrador del colgador de producción y puerto con salida 1/2" en el flanche para probar el mismo.

(10) Dos válvulas maestras O.C.T.,F.E modelo 120, 4-1/16", 3000 psi presión de trabajo.

(11) Bloque base T-608, 4-1/16" x 4-1/16", 3000 psi presión de trabajo.

(12) Adaptador B-11-AO, 4-1/16" x 4-1/2" 3000 psi presión de trabajo, rosca tipo EUE-8RD con tapa para trabajos de cable delgado.

(13) Válvula lateral O.C.T.,F.E. modelo 120, 4-1/16" 3000 psi presión de trabajo.

## 15. PROCEDIMIENTO PARA CONTROL DE POZO

Si se llega a observar una patada de pozo debe aplicar el siguiente procedimiento:

1. Pare el carretel y la sacada de la tubería cuando aparezca el zuncho y con la cizalladora se corta el cable a un pie por encima de este.
2. Baje la tubería la tubería dejando un tronco de cuatro (4) pies sobre la mesa rotaria
3. Cierre las BOP.
4. Instale la válvula de seguridad a la tubería en posición abierta.
5. Asiente la tubería sobre las cuñas.
6. Tire la barra para romper el pin de la Bleeder Válve y abrir la comunicación del tubing con el anular
7. Cierre la válvula de seguridad.
8. Conecte líneas para hacer lectura de presión Stand Pipe
9. Abra la válvula de seguridad
10. Lea las presiones de THP, CHP.
11. Tome la presión de cierre de la tubería.
12. Calcule peso de fluido de control.
13. Prepare fluido de control.
14. Circule en reversa dos veces el volumen de llenado completo del pozo hasta mitad de perforaciones, hasta obtener fluido homogéneo en superficie pasando por choree de 1/2" a través del choke manifold y Poor Boy Degaser quemando el gas por la línea al quemadero.
15. Lea presiones de THP, CHP. =0 psi.
16. Una vez controlado el pozo, se toma una presión de cierre, si esta es cero psi. , Abra las BOPs.
17. Ancle nuevamente el cable al carretel y continúe sacando la sarta en condiciones normales y llenando contra el tanque de viaje.
18. Una vez controlado el pozo, se toma una presión de cierre, si esta es cero psi. , Abra las BOPs.

19. Ancle nuevamente el cable al carretel y continúe sacando la sarta en condiciones normales y llenando contra el tanque de viaje.

## CONCLUSIONES

Los pozos de la Superintendencia de Operaciones Apiay se controlan antes de iniciar las operaciones de mantenimiento y workover hasta que se termine esta o se abandone el pozo. Se pueden desarrollar dos métodos de acuerdo a las características de la formación productora y el estado mecánico actual del pozo, los cuales son: Circulación Inversa y Forzamiento contra la Formación. Estos se realizan teniendo en cuenta el comportamiento de la presión durante la vida productiva del pozo (si se mantiene o declina).

El control de pozo es evitar una surgencia, este control implica mantener la presión hidrostática del fluido de control mayor que la presión de formación; Para establecer el método de control del pozo, se debe conocer las propiedades de la formación productora con el fin de evitar daños irreversibles.

El fluido que se utiliza para el control de pozo es la salmuera de cloruro de sodio por ser la que más se ajusta a las condiciones necesarias para las operaciones, su rango está entre 8.4 a 8.9 lpg. A la salmuera se le adiciona unos componentes químicos como surfactantes y solventes para dejarla inhibida. Estos reducen la tensión superficial de los líquidos y están diseñados para prevenir la formación de emulsiones entre el fluido de tratamiento y los del reservorio.

Un reventón es muy costoso en la industria de petróleo, porque causaría lesiones graves, pérdidas de vidas, daños en la formación en el medio ambiente.

## RECOMENDACIONES

- ❖ Anotar el peso de la salmuera.
- ❖ No olvidar los productos químicos como solvente y surfactantes.
- ❖ Asegurarse de que las alarmas, indicadoras de nivel de los tanques estén calibradas.
- ❖ Avisar al supervisor los cambios en el volumen de los tanques.
- ❖ Estar atento a cambios en la rata de penetración.
- ❖ chequear flujo.
- ❖ Información de la operación, peso de la salmuera de retorno.
- ❖ Mantener pozo siempre lleno.
- ❖ Controlar la velocidad al sacar o meter tubería.
- ❖ Llenar el pozo cada 25 juntas cuando se está bajando la tubería de producción y probar tubería.
- ❖ Cuando se cañonea llenar el pozo entre cada corrida.
- ❖ Reconocer los influjos de gas.
- ❖ Durante la mezcla de cualquier sistema de fluido, todo el personal debe estar informado sobre los peligros que implica el mezclar y manejar soluciones químicas. Recuerde que estos químicos pueden causar quemaduras de gravedad, pueden ser tóxicos para el hombre y para el medio ambiente y pueden causar problemas visuales y respiratorios. Los químicos industriales utilizados en los campos petroleros son por lo general concentrados.
- ❖ Debido al comportamiento de las operaciones de mantenimiento y workover en el campo Apiay y Castilla la Nueva se recomienda al Ing. de HSE dar inducción operativa sobre las actividades que va a realizar el trabajador y llenar ATS del personal contratista deben revisarse antes de que inicie la operación. Deben estar firmados por un Coordinador de Ecopetrol.
- ❖ Se recomienda continuar con la implementación de tecnología para la toma de registro de producción, este trabajo se realiza cuando

se termina las operaciones de mantenimiento y workover, ya que el pozo se encuentra controlado.

- ❖ Se recomienda como mínimo, los siguientes elementos de protección de protección personal: Gafas industriales, calzado de seguridad, protección auditiva, casco de seguridad, guantes y ropa y herramientas adecuadas para las operaciones que se realizan en el Campo Apiay y Castilla La Nueva.

## BIBLIOGRAFIA

GÓMEZ, Martha I. Sierra. Técnicas de control y prevención de reventones en perforación y workover. Tesis. UIS.1989.

LEÓN, Lucy J. Práctica Empresarial. Elaboración de manuales de procedimientos operacionales de las estaciones de recolección y tratamiento Apiay, Suria y Reforma-Libertad. Tesis. 2003.

ECOPETROL S.A

Las Herramientas Especiales para Control de los Pozos. Instituto de Capacitación Petrolera .Universidad de Houston en Victoria.

MANUAL DE ENTRENAMIENTO. Control de Pozos. Diciembre 2005.

Schlumberger. MANUAL DE CONTROL DE POZOS. Agosto 2001.

Well Control School. Manual de control de pozos. 2600 Moss LANE. Harvey, Louisiana 70058. 2003.

BROOKBANK, E. B. y BEBAK, K. Dando Sentido al Tiempo Medio Antes de la Avería (MTBF, sigla en inglés) y otras estadísticas de Vida Útil. Baker Hughes-Centrilift. 2003.

BAKER HUGHES COMPANY - CENTRILIFT. Handbook for Electrical Submersible Pumping Systems. Claremore, Oklahoma. 1997.

LASTRA, Rafael y RUEDA, Armando. Estimating MTBF Using Survival Analysis Techniques. En: 1997 ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMA WORKSHOP. Houston, Texas. 1997.