



Universidad Nacional Autónoma de México

FACULTAD DE INGENIERIA

DIVERSAS TECNICAS EN LA TERMINACION DE POZOS MARINOS EN LA SONDA DE CAMPECHE

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE :

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

José Gilberto Silva García





UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA

FACULTAD DE INGENIERIA

60-I-87

Señor SILVA GARCIA JOSE GILBERTO.
P r e s e n t e .

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que aprobado por esta Dirección, propuso el Prof. Ing. - Miguel A. Benítez Hernández, para que lo desarrolle como tesis - para su Examen Profesional de la carrera de INGENIERO PETROLERO.

"DIVERSAS TECNICAS EN LA TERMINACION DE POZOS MARINOS EN LA
SONDA DE CAMPECHE"

- I INTRODUCCION.
- II CARACTERISTICAS REGIONALES DE LOS YACIMIENTOS DEL AREA.
- III TERMINACION DE POZOS EXPLORATORIOS.
- IV TERMINACION DE POZOS DE DESARROLLO.
- V EQUIPO EMPLEADO EN AMBAS TERMINACIONES.
- VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.
BIBLIOGRAFIA.

Ruego a usted se sirva tomar debida nota de que en cumplimiento con lo especificado por la Ley de Profesiones, deberá prestar -- Servicio Social durante un tiempo mínimo de seis meses como -- requisito indispensable para sustentar Examen Profesional; así -- como de la disposición de la Coordinación de la Administración -- Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de los -- ejemplares de la tesis, el título del trabajo realizado.

Atentamente.

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, D.F., Mayo 9 de 1985.
EL DIRECTOR

Dr. Octavio A. Rascón Chávez

ML
OARCH' MRV' gtg

I N D I C E .

	Pag.
CAPITULO I	
Introducción.	1
CAPITULO II	
Características Regionales de los Yacimientos del Area.	8
2.1.- Complejo Cantarell.	8
2.2.- Campo Abkatun.	10
2.3.- Campo Ku.	11
2.4.- Campo Fol Batab.	12
2.5.- Campo Chuc.	13
2.6.- Campo Ixtoc.	14
2.7.- Campo Caan.	15
CAPITULO III	
Terminación de Pozos Exploratorios.	16
3.1.- Terminación de Pozos Exploratorios perforados con Equipos Flotantes.	17
3.1.1.- Equipos Flotantes.	17
3.1.1.1.- Barcos Perforadores.	17
3.1.1.2.- Plataformas Semisumergibles	19
3.1.2.- Conexiones Submarinas de Control.	21
3.1.2.1.- Conjunto Submarino de Cabezales.	21
3.1.2.2.- Conjunto de Preventores Submarinos.	29
3.1.2.3.- Conductor Marino	32

3.1.3.- Equipo de Terminación y Procedimiento de Operación.	35
3.1.3.1.- Equipo de Terminación.	35
3.1.3.2.- Programa Operativo.	41
3.2.- Terminación de Pozos Exploratorios perforados con Equipos Fijos.	46
3.2.1.- Equipos Fijos.	46
3.2.1.1.- Plataformas Autoelevables.	46
3.2.1.2.- Plataformas Fijas.	48
3.2.2.- Conexiones Superficiales de Control.	49
3.2.2.1.- Sistema de Colgadores de Fondo.	50
3.2.3.- Programa Operativo.	53

CAPITULO IV

Terminación de Pozos de Desarrollo.	59
4.1.- Terminación en Agujero Entubado.	60
4.1.1.- Registro de Cementación CBL-VDL.	61
4.1.2.- Registro de Evaluación del Cemento CET.	63
4.1.3.- Técnicas de Disparos.	66
4.1.4.- Tápon Puente através de Tubería TBT.	69
4.1.5.- Programa Operativo.	72
4.2.- Terminación en Agujero Descubierta.	76
4.2.1.- Programa Operativo.	78

CAPITULO V

Equipo Empleado en Ambas Terminaciones.	82
5.1.- Escariador.	82
5.2.- Canasta Calibradora.	83
5.3.- Arbol de Válvulas.	83
5.4.- Niple de Asiento.	89

5.5.- Válvula de Tormento.	91
5.6.- Válvula de Circulación.	95
5.7.- Empacador de Producción.	95
5.8.- Accesorios del Empacador Permanente.	100
5.9.- Empacador Recuperable.	101
5.10.- Tapones de Abandono Temporal o Permanente.	103
5.11.- Actuador Neumático.	106
5.12.- Protector del Arbol de Válvulas.	107

CAPITULO VI

Conclusiones y Recomendaciones.	109
Bibliografía.	113.

CAPITULO I

INTRODUCCION

La sonda de Campeche se encuentra ubicada al occidente de la península de Yucatán, en la plataforma continental del Golfo de México; frente al Estado de Campeche.

Geológicamente se localiza entre la plataforma de Yucatán, la Cuenca de Comalcalco y el Macizo de Chiapas; en una superficie de 50,000 - - km². aproximadamente.

El descubrimiento del área se debe al pozo Chac No. 1, que terminó en julio de 1976 como productor de aceite y gas en el intervalo 3545 - - 3567 mbmr, perteneciente al Paleoceno Inferior, y constituido litológicamente por una brecha calcárea; sin embargo, cabe hacer notar que en este mismo pozo se cortó una sección correspondiente al Jurásico Oxfordiano, - compuesta por areniscas y con impregnación de aceite ligero. La profundidad total fue 4944 m.

La columna sedimentaria atravesada en los pozos del área va del -- Terciario al Jurásico, con espesores de más de 6000 m. en algunos casos.

Las rocas almacenadoras de hidrocarburos en la sonda son: la Brecha del Paleoceno Inferior y las calizas dolomitizadas del Cretácico Superior, Medio e Inferior.

De acuerdo con estudios geoquímicos efectuados en afloramientos, - núcleos y muestras de aceite, se determinó que las rocas generadoras de - hidrocarburos en el área pertenecen al Jurásico Tithoniano.

El sello común de los yacimientos de la Sonda de Campeche lo cons-

ESTRUCTURAS PRODUCTIVAS

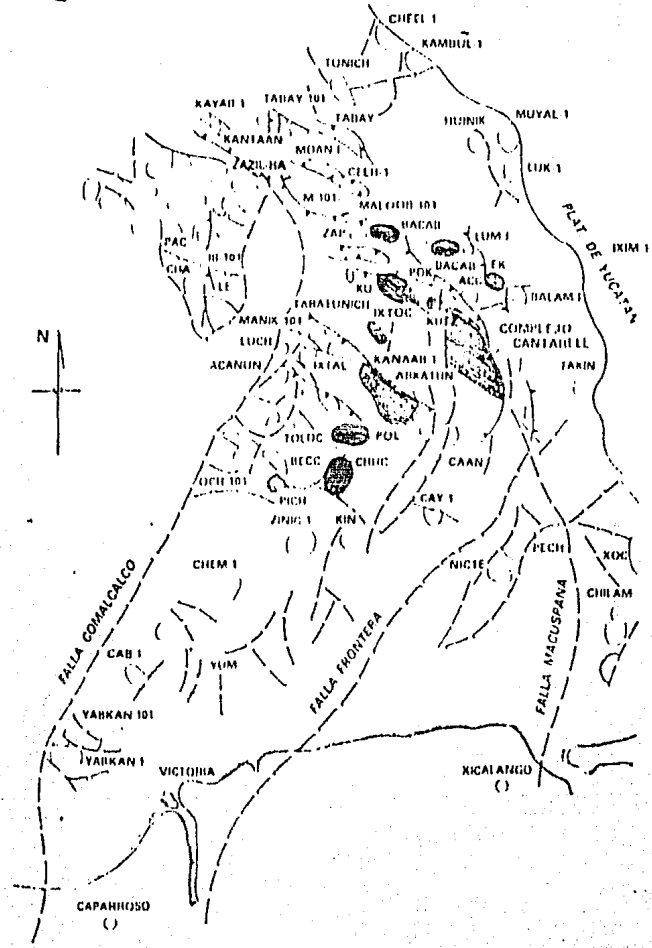


Fig. 1.- Estructuras Exploratorias y Productoras de la Sonda de Campeche.

tituyen, sin duda, las rocas del Terciario.

Existen " cuellos arcillosos " en el Crétacico Superior, Medio e - Inferior, los cuales no funcionan como sello. Esto ha sido ampliamente-comprobado con pruebas de presión de fondo que se toman sistemáticamente en todos los pozos de los diferentes campos.

Se tienen en desarrollo ocho campos: Cantarell y Ku, cuya produc-- ción corresponde al aceite pesado de densidad entre 22 y 24º API; Abka- tun, Pol, Batab, Chuc, Ixtoc y Caan, cuya producción corresponde al - - aceite ligero, de 28 a 32º API.

La columna estratigráfica mas común en el área marina es la siguien-
te:

- Reciente Plio - Pleistoceno.
- Mioceno (Superior, Medio e Inferior)
- Oligoceno (Superior, Medio e Inferior)
- Eoceno (Superior, Medio e Inferior)
- Paleoceno (Superior e Inferior)
- Cretácico (Superior, Medio e Inferior)
- Jurásico (Tithoniano, Kimmeridgiano y Oxfordiano)

Las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento dependen de las condiciones estratigráficas de cada pozo. De acuerdo -- con lo anterior, la tubería conductora se programa, aproximadamente, a 100 m.b. fondo marino. Las funciones que desempeña son: instalar las co- nexiones superficiales para establecer el flujo del fluido de perfora-- ción y proteger el equipo contra algunas zonas gasíferas someras. Los - equipos autoelevables y barcos que perforan los pozos exploratorios, lo

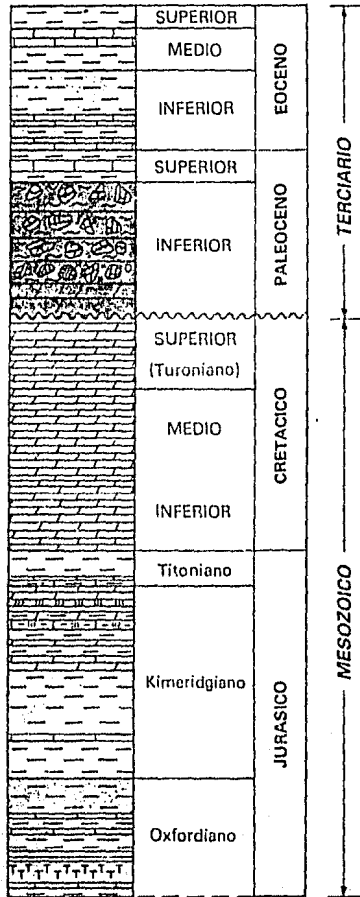


Fig. 2.- Columna Geológica más común de la Sonda de Campeche.

hacen con una barrena de 36" hasta alrededor de 100 m.b.f.m. para cementar el conductor de 30". En las plataformas fijas se hincan con un martillo hidráulico, después de instalar la subestructura del equipo.

Posteriormente está la tubería superficial de 20". Sus objetivos -- son: Proteger los acuíferos; aislar las formaciones superficiales poco consolidadas; permite continuar la perforación hasta la cima de la zona de presión anormal con una densidad del lodo adecuada, que no rebase el gradiente de fractura; instalar las conexiones superficiales de control; y proporcionar el soporte de las tuberías de revestimiento que le siguen. Generalmente se asienta a una profundidad que varía entre los 450 y 700 m.b.m.r.

Después está la tubería intermedia de 13 3/8". Su función principal es aislar la zona de presión normal e instalar conexiones de control de mayor presión de trabajo, para estar en condiciones de continuar la perforación dentro de la zona de presión anormal (localizada desde el Mioceno Medio hasta la cima del Paleoceno Superior), además sirve para proteger el ángulo de los pozos direccionales.

La siguiente tubería de revestimiento es la tubería intermedia de 9 5/8". El objetivo más importante que debe cumplir es aislar la zona de presión anormal. Comúnmente, se asienta en la base del Paleoceno Superior, constituido por un cuerpo calcáreo compacto que proporciona la firmeza necesaria a la zapata.

Enseguida se instala la tubería de explotación de 7". Se utiliza una tubería corta que aísla el yacimiento para tener un mayor control sobre los fluidos del mismo. La profundidad de asentamiento de la zapata coincide con los cuerpos arcillosos del Crétacico que le proporciona

la suficiente estabilidad; la colocación de la tubería de explotación - se efectúa en dos etapas. Primero se introduce una tubería corta (liner) que cubre el yacimiento, con un traslape de 200 m. respecto a la zapata 9 5/8". En los pozos exploratorios, se introduce después una extensión hasta superficie; el objetivo es instalar conexiones superficiales de control de 700 kg/cm². de presión de trabajo, para perforar las formaciones del Jurásico que son de alta presión. En los pozos de desarrollo sólo se mete un complemento hasta la cima de la zona de presión-anormal, para proporcionar una protección adicional a la tubería intermedia, con objeto de evitar posibles colapsos.

La última tubería de revestimiento que se utiliza en el área marina es la tubería de explotación de 4 1/2". Sólo se usa cuando el objetivo del pozo es explorar las formaciones del Jurásico.

La terminación de un pozo es la secuencia de operaciones mediante las cuales queda el pozo en condiciones (estado mecánico) para producir. Se considera que una buena terminación es aquella que resulta la más económica posible, para lograr que el pozo produzca con la máxima eficiencia.

El criterio que norma la terminación de un pozo se basa primordialmente en la existencia de los intervalos por explotar.

En este trabajo se presentan las características de las terminaciones que se efectúan en el área marina, en pozos exploratorios y de desarrollo.

Se describe el equipo que se emplea en cada terminación, el procedimiento de operación y se muestran programas de terminación de varios-

pozos que ejemplifican cada tipo. Además, se comentan, en un capítulo - especial, las herramientas de terminación que se usan en el área. Al fi nal se presentan las conclusiones y recomendaciones que se alcanzan en esta exposición.

CAPITULO II

CARACTERISTICAS REGIONALES DE LOS YACIMIENTOS DEL AREA

2.1.- COMPLEJO CANTARELL

Se le llamó Complejo Cantarell a la agrupación de los campos Akal, Nohoch y Chac, en honor al descubridor de las manifestaciones superficiales de aceite y gas.

La estructura geológica Cantarell tiene una geometría alargada en dirección NW - SE. Está limitada al norte por los campos Ek y Kutz; al oeste por el campo Ixtoc; al sur por los campos Abkatún y Caan; y al este por una falla inversa con la misma orientación de la estructura. El contacto agua-aceite se localiza aproximadamente a 3150 mvbnm.

La estructura en conjunto está afectada por numerosas fallas del tipo normal. Fue descubierta con la perforación de los pozos exploratorios: Chac 1, Chac 2, Akal 1, Akal 2, Akal 701, Akal 1001 y Nohoch-2011.

El Yacimiento está constituido por la brecha del Paleoceno - Inferior, el Cretácico Superior, Medio e Inferior, formado litológicamente por calizas dolomitizadas con intercalaciones de lutita. El Jurásico Superior Tithoniano está constituido por un cuerpo arcilloso con intercalaciones de caliza, y no tiene posibilidades petrolíferas.

Es de fundamental importancia el relieve estructural del Complejo, ya que la cima de la formación productora varía de 1100 mvbnm.-- (metros verticales bajo nivel del mar) hasta 3200 mvbnm. aproximada--

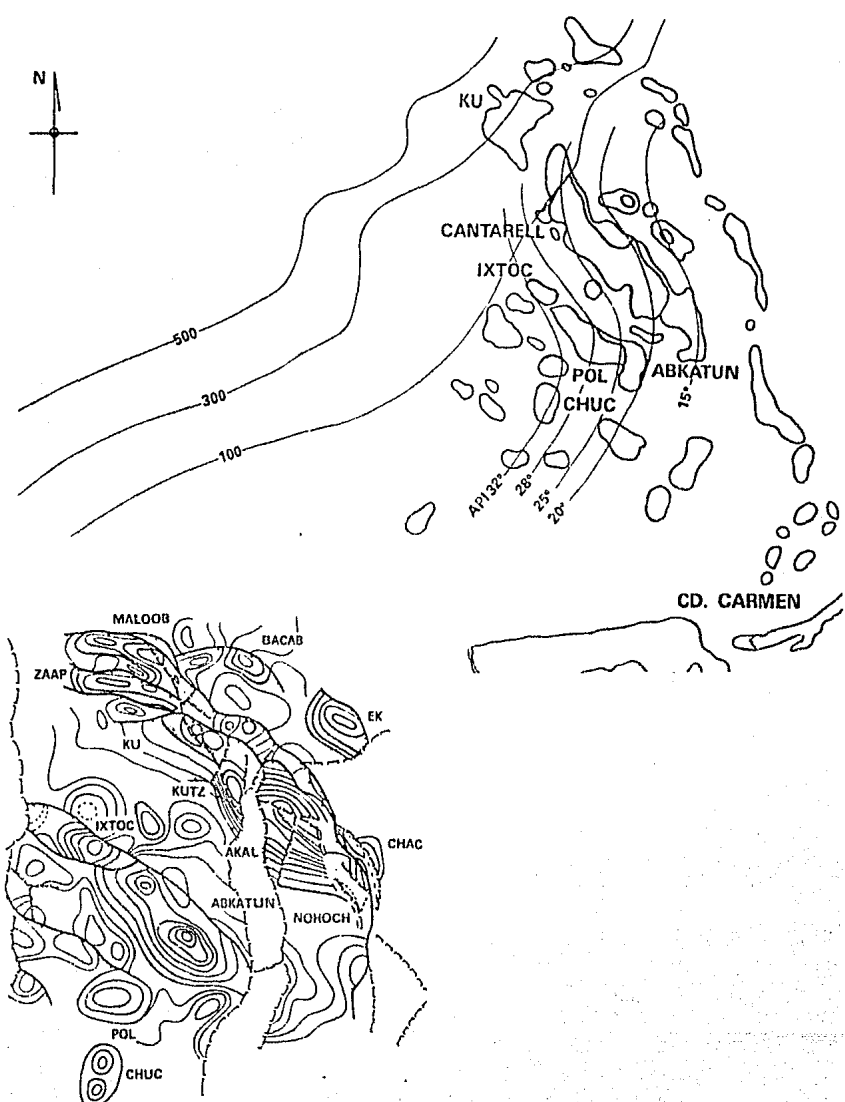


Fig. 3.- Campos Productores de la Sonda de Campeche.

mente; aunado a espesores considerables impregnados de hidrocarburos y a una transmisibilidad sin precedentes, debido a las cavernas, fracturas y sistemas de porosidad secundaria. Una prueba de esta transmisibilidad es el hecho de que todos los pozos, independientemente de su ubicación y la profundidad a la que se han terminado, tienen el mismo ritmo de depresionamiento.

Todos estos factores fueron favorables para que en el campo operara el mecanismo de segregación gravitacional (en el cual la mayor parte del gas disuelto liberado fluye hacia las partes altas de la estructura) creando el casquete secundario de gas, que comenzó a formarse año y medio después del inicio del desarrollo del campo.

Las características principales del campo son:

Porosidad: 8 %

Permeabilidad: 3 - 5 Darcys

Saturación de Agua: 20 %

Densidad del Aceite: 21 - 22° API.

Gasto por pozo: 15,000 bl/d.

Relación Gas-Aceite: 75 m³/m³.

2.2.- CAMPO ABKATUN

La estructura geológica Abkatún, tiene una geometría alargada en dirección NW - SE. Está limitada al norte por los campos Ixtoc y Ku; al este por los campos Cantarell y Caan; al sur por los campos Chuc y - Pol; al oeste se encuentra una región sin explorar, donde están propuestas las localizaciones Ixtal 1, Luch 1 y Manik 1. El contacto agua-aceite está ubicado a \pm 3750 mvbnm.

El campo se compone de dos altos estructurales de dimensiones diferentes. Uno de ellos está ubicado en la porción Noroeste y fue descubierto con la perforación del pozo Kanaab 1-A. La formación productora pertenece al Paleoceno Inferior y es una brecha totalmente calcárea con un espesor de 70 m.

En la porción Sureste se ubica el otro alto estructural, que es el de mayor tamaño; se descubrió con la perforación del pozo Abkatún 1-A. El Yacimiento es también una brecha del Paleoceno Inferior, dolomitizada y fracturada en algunos pozos, y calcárea en otros. El mismo fenómeno se presenta en las formaciones del Cretácico Superior, Medio e Inferior, que forman parte del yacimiento de este campo.

Las características principales del campo son:

Porosidad: 7 %

Permeabilidad: 5 Darcys

Saturación de Agua: 18 %

Densidad del Aceite: 27° API.

Gasto por pozo: 13,500 bl/d.

Relación Gas-Aceite: 140 m³/m³.

2.3.- CAMPO KU

La estructura geológica Ku tiene una geometría alargada en dirección NW - SE. Está limitado al norte por el campo Bacab; al este por el campo Ek; al sur por el campo Kutz. El contacto agua-aceite se localiza a 3250 mvbnm.

El campo está formado por dos altos estructurales de dimensiones diferentes. Uno de ellos se localiza al Noroeste, y fue descubierto

to por el pozo Maloob; el otro está al Sureste y descubierto por el pozo Ha 1-A.

La estructura en conjunto está afectada por numerosas fallas del tipo inverso y específicamente en el Ku Sur, por fallas normales.

El yacimiento pertenece al Paleoceno Inferior y está constituido litológicamente por una brecha dolomitizada, con espesores de 300 m. aproximadamente, en el Ku Sur; y 250 m. en la parte Ku Norte.

Las principales características del campo son:

Porosidad: 6 %

Permeabilidad: 3 Darcys

Densidad del Aceite: 21° API.

Gasto por pozo: 20,000 bl/d.

Relación Gas-Aceite: 80 m³/m³.

2.4.- CAMPO POL BATAB.

La estructura geológica Pol - Batab tiene una geometría alargada en dirección NW - SE. Está limitado al norte por el campo Abkatún, al este por el campo Caan, y al sur por el campo Chuc.

Está constituido por dos altos estructurales. El que se localiza al noroeste corresponde al área Batab. Es el primer campo donde se obtuvo producción comercial en el Jurásico en el área marina. Litológicamente está compuesto por una dolomía mesocrystalina que presenta cavernas por disolución. Fue descubierto con la perforación del pozo Batab - 1-A, el cual se terminó en el intervalo 4615 - 4658, obteniéndose producción comercial de aceite ligero de 39° API.

La brecha del Paleoceno Inferior también resultó productora,

y está constituida por una brecha calcárea dolomitizada, con intercalaciones de lutita.

El otro alto estructural, ubicado al Suroeste de la estructura, corresponde al área Pol. Fue descubierto con la perforación del pozo Pol 1. Una parte del Yacimiento pertenece al Paleoceno Inferior, y está constituido por una brecha totalmente. Otra sección del yacimiento pertenece a las formaciones del Cretácico Superior y Medio, está compuesto por una caliza con intercalaciones de lutita.

Las principales características del área Pol-Batab son:

Porosidad: 10 %

Permeabilidad: 2 Darcys.

Densidad del Aceite: 32° API.

Gasto por pozo: 15,000 bl/d.

Relación Gas-Aceite: 168 m³/m³.

2.5.- CAMPO CHUC.

La estructura corresponde a un anticlinal afectado por una intrusión salina. Las fallas que atraviesan la estructura son normales y están orientadas en dirección norte - sur. Probablemente fueron originadas por el efecto de la intrusión salina.

El campo se compone de dos altos estructurales de dimensiones distintas. Uno de ellos se descubrió con la perforación del pozo Chuc 1; el otro, con el Chuc 101. Los dos pozos se terminaron en el Cretácico Inferior y resultaron productores de aceite y gas.

El yacimiento está constituido por las formaciones del Paleo-

ceno Inferior y el Cretácico Inferior. El Paleoceno Inferior se compone de una brecha calcárea con intercalaciones de dolomía. El Cretácico Inferior está formado por una dolomía cristalina de aspecto sacaroides.

Las principales características del campo son:

Porosidad: 7 %

Permeabilidad: 50 md.

Densidad del Aceite: 34° API.

Gasto por pozo: 10,000 bl/d.

Relación Gas-Aceite: 170 m³/m³.

2.6.- CAMPO IXTOC.

La estructura Ixtoc tiene una geometría alargada en dirección NW - SE. Está limitado por el campo Ku al norte; por el campo Kutz y Cantarell al este, y por el campo Abkatún al sur. El contacto agua-aceite se localiza a 3625 m bnm.

La única formación productora de este campo es la brecha del Paleoceno Inferior. Se compone litológicamente de un mudstone-wackstone-dolomitizado con esporádicas microfracturas..

Las principales características del campo son:

Porosidad: 6 %

Saturación de Agua: 13 %

Gasto por pozo: 4,000 bl/d.

Densidad del Aceite: 31° API.

Relación Gas-Aceite: 175 m³/m³.

2.7.- CAMPO CAAN.

La estructura Caan tiene una geometría orientada en dirección N - S. Está limitada al norte por el Complejo Cantarell, al oeste por -- los campos Abkatón, Pol y Chuc, y al sur por la estructura exploratoria-Kay.

Fue descubierta con la perforación del pozo Caan 1.

Las formaciones productoras de este campo pertenecen a la brecha del Paleoceno Inferior y al Cretácico. Litológicamente están constituidos por caliza dolomitizada con porosidad primaria y secundaria, además ligeramente arcillosa y con fracturas.

CAPITULO III

TERMINACION DE POZOS EXPLORATORIOS

La terminación de un pozo exploratorio posee características muy especiales, pues dependiendo de los resultados que se obtengan de las pruebas de producción se tomará la decisión de abandonar el campo, o programar el desarrollo del mismo.

La etapa de terminación inicia desde el momento en que se determina probar una formación que presenta posibilidades de acumulación de hidrocarburos, de acuerdo con los registros geofísicos, los datos obtenidos durante la perforación y el corte de núcleos.

Analizando los registros eléctricos se obtienen cuantos intervalos se probarán, y en base a este número se jerarquizan las pruebas. De cada intervalo se recupera la mayor cantidad de información con los registros de presión de fondo, muestras para análisis PVT y Aforos.

De los resultados obtenidos se determinará el estado mecánico del pozo para obtener una explotación racional y económica, así como los accesorios que llevará el aparejo de terminación.

En la Zona Marina, los pozos exploratorios se perforan (y se terminan) tanto, con los equipos flotantes (Barcos Perforadores y Plataformas Semisumergibles) como con equipos fijos (Plataformas Autoelevables, Fijas y Tetrápodos). Por esto, este capítulo se compone de dos secciones: Una se refiere a la terminación de pozos exploratorios perforados con equipos flotantes, y otra a la terminación con equipos fijos.

3.1.- TERMINACION DE POZOS EXPLORATORIOS PERFORADOS CON EQUIPOS FLOTANTES.

El movimiento continuo del equipo, las conexiones submarinas de control, las precauciones máximas de seguridad y la influencia de -- las condiciones climatológicas imprimen características muy específicas a este tipo de terminación.

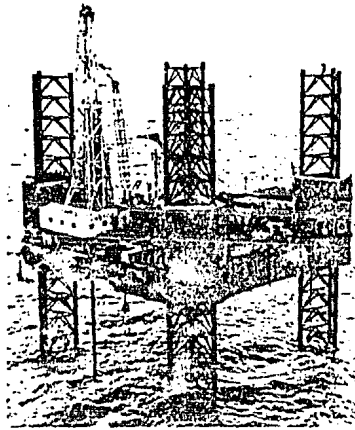
En esta sección se discutirá brevemente algunas particularidades de los barcos perforadores y plataformas semisumergibles, mencionando ventajas y desventajas. Después se describirán los componentes -- principales de las conexiones submarinas de control. Y por último se ex plicarán las cualidades que singularizan a las terminaciones en equipos flotantes.

3.1.1.- EQUIPOS FLOTANTES.

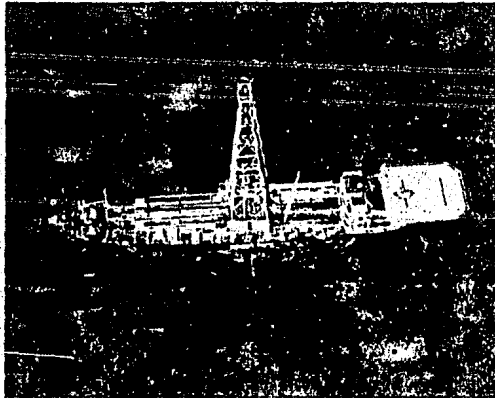
Los equipos flotantes que se han utilizado en la Zona Mari na son los barcos perforadores y las plataformas semisumergibles. Para realizar una prueba de producción con estos equipos se requiere un colgador de TP y un conjunto de válvulas de control submarino que se ope-- ran desde superficie. Se encuentran colgados en el fondo marino en el - cabezal de 18 3/4" ó 16 3/4". En ocasiones estas pruebas son limitadas-- por cuestion de seguridad del equipo.

3.1.1.1.- BARCOS PERFORADORES.

Generalmente son usados para perforar pozos explorato--- rios, sobre todo en tirantes de agua mayores a 100 m. Este equipo es el que más desventaja tiene, pues está sujeto al reporte meteorológico pa-- ra suspender operaciones, para que cuando llegue el norte el pozo esté--



Plataforma Autoelevable.



Barco Perforador.

Fig. 4.- Equipos Perforadores.

en condiciones seguras.

El sistema de anclaje está constituido por 8 a 12 anclas, colocadas radialmente. Algunos barcos permiten giros hasta de 360°, para tener posición frontal al viento y al oleaje. Otros equipos se mantienen en la localización con el sistema de posicionamiento dinámico.

El sistema de posicionamiento dinámico es una evolución del sonar marino, en el cual se envía una señal desde el equipo flotante a un transductor instalado en el fondo marino. La respuesta generada se procesa en un computador que compara la información recibida con los datos de localización. Si existe desviación, transmitirá una orden al sistema de propelas que rectificará el error. El posicionamiento dinámico es mucho más importante al incrementarse el tirante de agua.

3.1.1.2.- PLATAFORMAS SEMISUMERGIBLES.

Son equipos que comúnmente perforan pozos exploratorios, aunque recientemente se han usado en combinación con sistemas submarinos de terminación, para el desarrollo de campos costa afuera.

Este tipo de equipo tiene como base de sustentación unos tanques de lastre auxiliados por anclas para conservar la estabilidad. Perforan pozos con tirantes de agua entre 100 y 350 mts. Debido a su estabilidad pueden operar durante todo el año, aún cuando se presenten condiciones climatológicas severas.

En la selección de un equipo semisumergible es necesario considerar los siguientes criterios:

a).- Tirante de Agua.

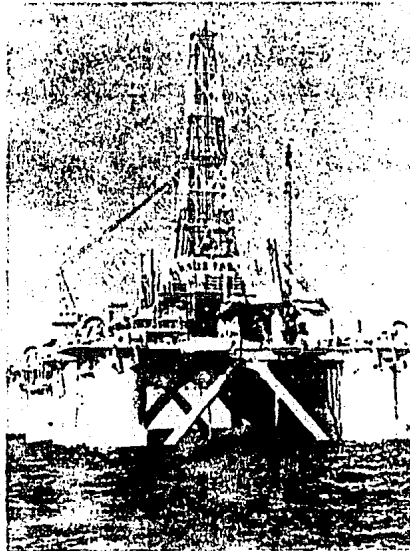
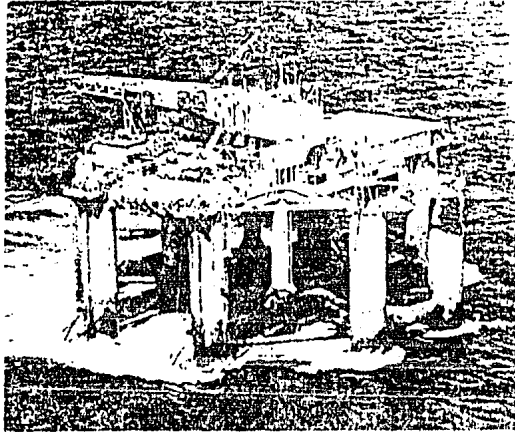


Fig. 5.- Plataformas Semisumergibles.

- b).- Capacidad de Perforación.
- c).- Profundidad del Objetivo.
- d).- Condiciones Climatológicas.
- e).- Capacidad de Almacenamiento.
- f).- Movilidad.

3.1.2.- CONEXIONES SUBMARINAS DE CONTROL.

Las conexiones submarinas de control que se usan en los barcos o plataformas semisumergibles, se instalan en el fondo marino.- Su función principal es manejar con seguridad las presiones que se presentan durante la perforación del pozo exploratorio.

Se compone de tres secciones: Conjunto Submarino de Cabezales, Conjunto de Preventores y Conductor Marino.

3.1.2.1.- CONJUNTO SUBMARINO DE CABEZALES.

Sirve como soporte para las tuberías de revestimiento, el conjunto de preventores y el medio árbol de terminación submarino. Además permite el abandono temporal del pozo, para que posteriormente se recupere el pozo en su etapa del desarrollo del campo. El conjunto de accesorios que lo integran es el siguiente:

Base Guía Temporal.- Es la primera sección del conjunto de cabezales. Se asientan en el fondo marino. En la parte inferior tiene cuatro postes que se encajan en suelo para evitar giros en la estructura. En la parte superior tiene un bisel sobre el que se apoya la base guía permanente. Además posee cuatro grilletes a los que se conectan cables que sirven como guías para conducir las demás conexiones de control, al ser

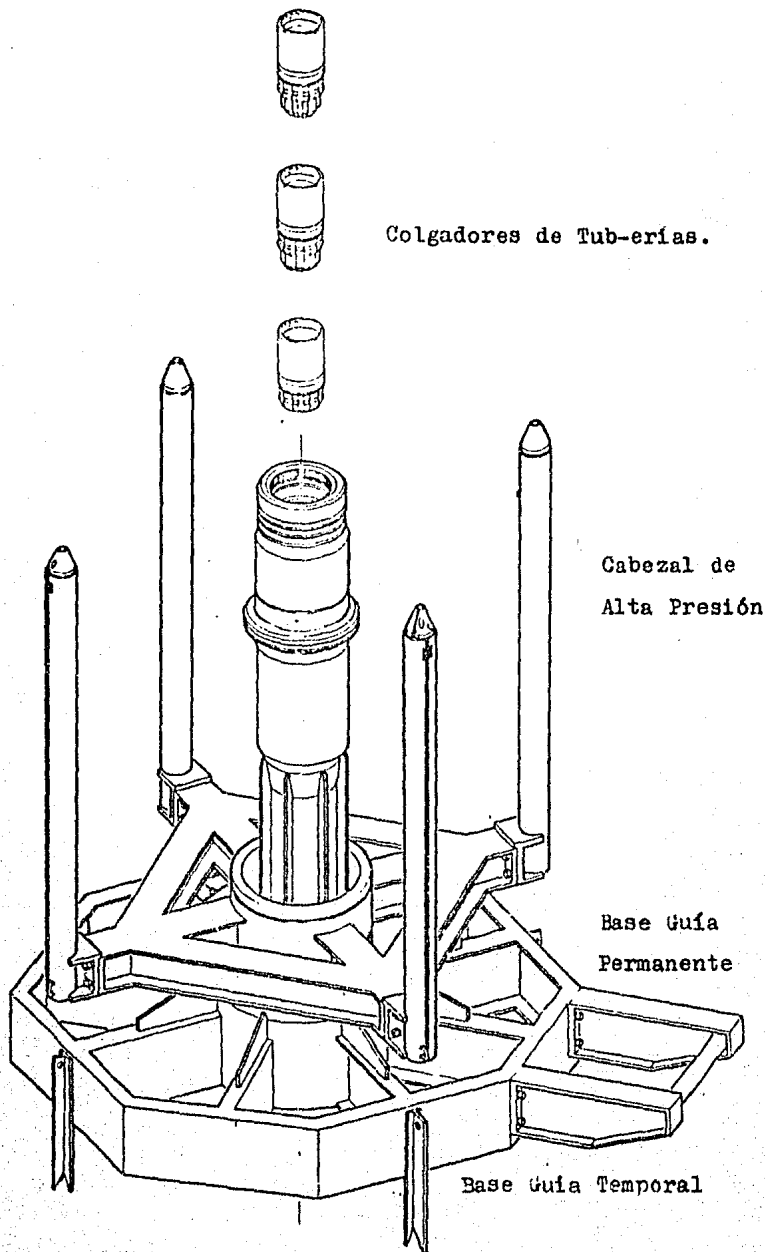


Fig. 6.- Conjunto Submarino de Cabezales.

bajadas al fondo marino.

Base Guía Permanente.- Es la estructura que se coloca encima de la base guía temporal. Cuenta con cuatro postes que sirven de guía al conjunto de preventores submarinos, y lo centraliza en el pozo. Además -- contiene la preparación necesaria para asentar el cabezal de 30". Se baja con la tubería de revestimiento del diámetro mencionado anteriormente.

Cabezal de Alta Presión.- Se conecta a la junta superior de la tubería de revestimiento superficial, que generalmente es la de 20", y se asienta dentro del cabezal de 30". Soporta el peso del revestidor. Tiene 3 ó 4 secciones para alojar los colgadores de las tuberías posteriores. Tiene preparación para el anillo AX-10 M que sirve como sello entre el cabezal y el conector hidráulico. Otra sección del colgador -- sirve para efectuar las pruebas del ensamble sello y de los preventores.

Está diseñado para los diámetros de 18 3/4", 16 3/4" y 13 5/8".

Se puede correr con una herramienta soltadora hidráulica o mecánica, operada desde superficie.

Colgadores para tuberías de revestimiento.- Se instalan dentro del cabezal de alta presión. Soportan el peso de la tubería de revestimiento. En la parte exterior tiene varias ranuras colocadas radialmente, para permitir el paso de cualquier fluido que se desee circular, evitando -- crear una contrapresión en el espacio anular. Básicamente hay dos tipos: Uno de ellos se corre junto en el ensamble sello; después de cementar -- la T.R. , se gira la herramienta soltadora a la derecha, energizando el cabezal. Tiene una ranura frente a la posición final del ensamble sello-

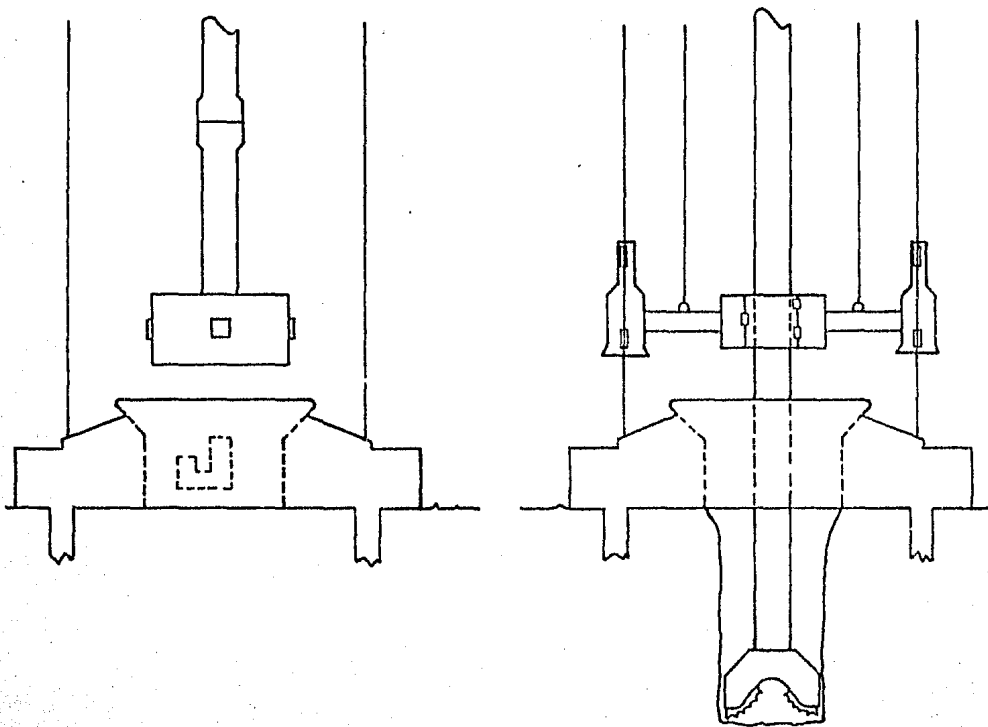


Fig. 7.- Instalación de la Base Guía Temporal.

donde se alojara el candado que previene el desprendimiento del ensamble sello, Otro modelo requiere efectuar dos viajes; es decir, en el primero se instala el colgador, y en el segundo se baja el ensamble se llo.

Existen 2 tipos de diseños:

1º. TR'S. 16", 10 3/4" y 7 5/8".

2º. TR'S. 20", 13 3/8", 9 5/8" y 7".

Ensamble Sello.- Se instala sobre el colgador de la tubería de revestimiento. Su objetivo es aislar y sellar el espacio anular entre TR'S. Se energiza girando la herramienta soltadora del colgador. Está compuesto de dos elementos. Un segmento no giratorio que contiene el empaque sello metal a metal; y una tuerca que transmite el movimiento al colgador. Al girar la tuerca activada por la rosca derecha que hay en el cuerpo del colgador, el elemento de sello se comprime hasta energizarse.

Enseguida se presenta el procedimiento para instalar el sistema-submarino de cabezales.

1.- La primera sección que se introduce es la base guía temporal. Se realiza con ayuda de buzos que supervisan el estado del lecho marino. Se baja con la herramienta soltadora seleccionada.

2.- Se perfora con una barrena de 36" hasta aproximadamente 90 - 100 mbfm. La perforación se lleva a cabo con agua de mar, pues no se tiene circulación en superficie, colocándose al final un bache de lodo de alto gel para estabilizar las paredes del agujero.

3.- Se introduce la base guía permanente conectada al conductor de 30". Esta TR. sólo tiene como accesorios una zapata guía, con objeto de deslizar fácilmente la TR. dentro del pozo. En la parte superior se coloca el cabezal de 30" alojando dentro de la base permanente. El cabezal tiene en la parte exterior el perfil para colocar el conector hidráulico del conductor marino.

4.- Se efectúa la cementación desplazando por volumen, verificando, con buzos, la salida de cemento al fondo marino.

5.- Posteriormente sigue la etapa de 20". Primero se perfora el agujero con barrena de 12 1/4", con objeto de tomar los registros geofísicos. Después se amplía a 18 1/2" y luego a 26". Se acondiciona el agujero, y se efectúa la prueba de alijo. Esta consiste en desplazar el lodo por agua salada y observar si existe manifestación de fluidos de formación en el intervalo de 12 hs. Si no hay problemas, se desplaza nuevamente el agua mar por lodo viscoso, se acondiciona el agujero y se recupera el conductor marino.

6.- Se mete la TR. 20" con zapata guía y cople flotador y en la parte superior se conecta el cabezal de alta presión de 18 3/4". Se baja con su herramienta soltadora y se asienta dentro del cabezal de 30".

7.- Se efectúa la cementación, verificando la salida de cemento al fondo marino.

8.- Después se coloca el conjunto de preventores definitivos y el conductor marino.

9.- Se perfora la etapa de 13 3/8" con barrena de 12 1/4" hasta aproximadamente 100 m. dentro de la cima de la zona de presión anormal

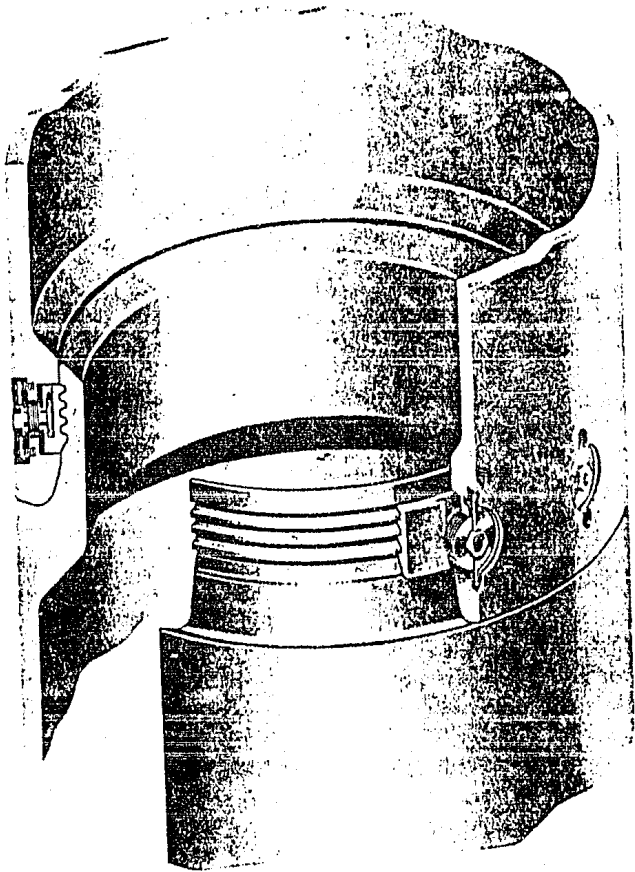


Fig 8.- Junta ALT.

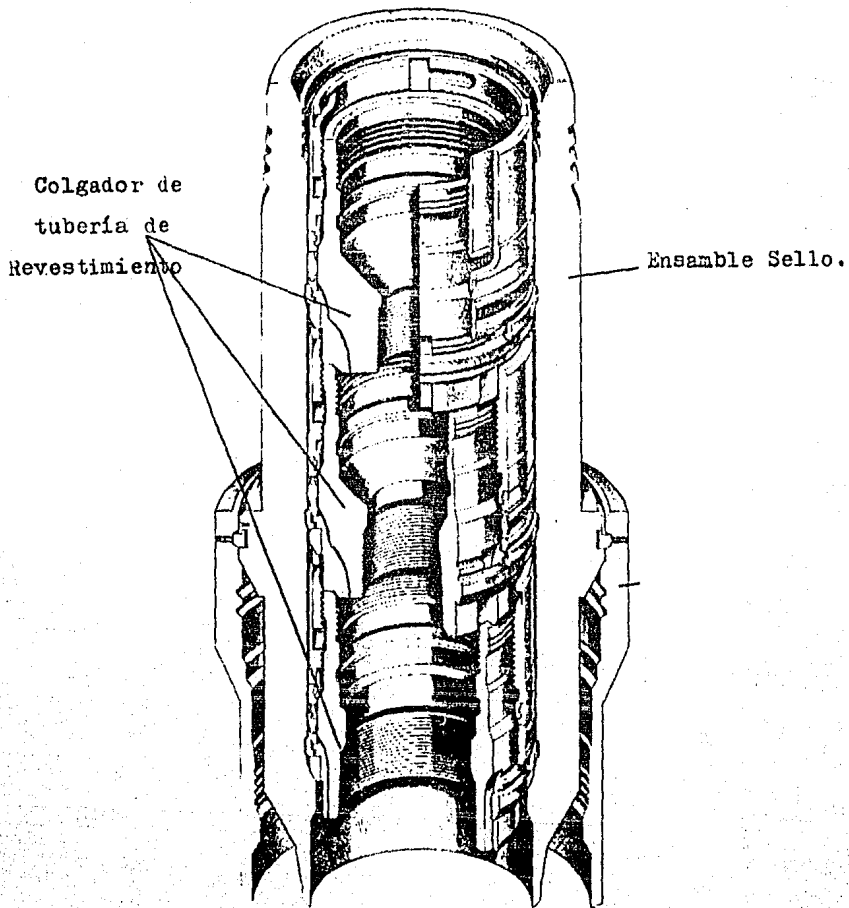


Fig. 9.- Colgador de Fondo.

Se toman los registros geofísicos. Después se amplía a 18 1/2" y se -- acondiciona el agujero para TR.

10.- Se baja la TR. 13 3/8" con zapata guía y cople flotador, y si la cementación se efectúa en dos etapas, se utiliza el cople de cementación múltiple. En la parte superior se instala el colgador 18 3/4" x 13 3/8", el cual se asienta dentro del cabezal de alta presión.

11.- Se efectúa la cementación calculando la cima de cemento en el espacio anular a 50 m. abajo del lecho marino, para que no impida la colocación del ensamble sello.

12.- Después de finalizar la cementación se recupera el soldador del colgador y se baja al ensamble sello, energizándolo al girar la herramienta soldadora. Se prueba con 350 kg/cm².

13.- La operación para instalar los colgadores de 9 5/8" y 7" es igual que la antes descrita.

3.1.2.2.- CONJUNTO DE PREVENTORES SUBMARINOS.

La función principal del conjunto de preventores submarinos es tener un control sobre las condiciones de alta presión que puedan existir en las formaciones que se atraviesan durante la perforación.

Sus componentes principales son:

Una estructura de acero, el conector hidráulico, 4 preventores -- (2 anulares, un ciego y un esférico), las líneas de mar y estrangular, y el equipo hidráulico necesario para operar los componentes.

La estructura donde se alojan los preventores consta de dos guías:

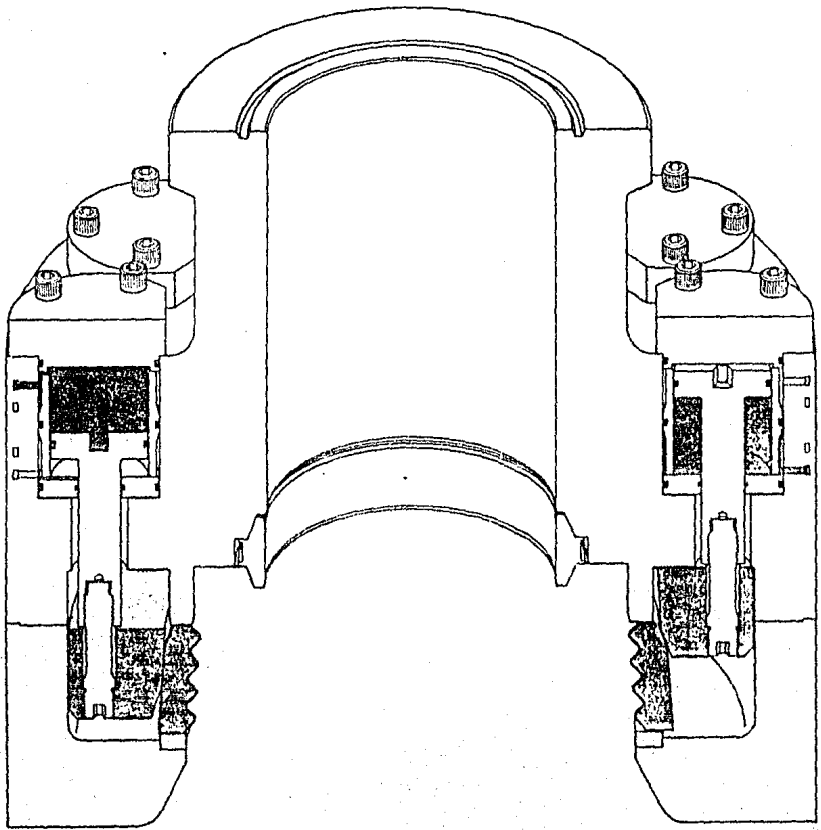


Fig. 10.- Conector Hidráulico.

una superior y otra inferior. Están conectadas a cuatro postes, a través de los cuales pasan los cables guía. La guía inferior aloja el conector hidráulico cuyo objetivo es unir el cabezal con los preventores. La guía superior aloja el preventor esférico; es la más compleja, pues soporta casi todo el peso del conjunto y protege las conexiones hidráulicas que operan el sistema.

El conector hidráulico une el conjunto de preventores con el cabezal submarino y con la parte inferior del conductor marino. Además - sirve como herramienta para instalar o recuperar el cabezal de alta -- presión.

Se compone de dos secciones:

La parte hidráulica inferior y el adaptador superior. La sección inferior aloja los principales elementos hidráulicos y mecánicos.

La operación depende fundamentalmente de un candado y un anillo-actuador. El anillo se desliza hacia abajo, impulsado por varios pistones operados hidráulicamente, cerrando el candado en forma radial, y - alojándolo dentro del perfil respectivo. Este perfil lo poseen tanto - el cabezal submarino, la parte inferior del conductor marino y el probador superficial de preventores.

El conjunto de preventores consta de varios preventores anulares, un ciego y un esférico.

El preventor anular opera hidráulicamente. Está diseñado para -- efectuar el sello cerrando alrededor de las tuberías de perforación, - de revestimiento o de producción.

El preventor ciego es capaz de cortar la tubería de perforación y sellar totalmente el pozo en caso de un descontrol. También posee el sistema de candado hidráulico.

El preventor esférico se compone principalmente, de un elemento cilíndrico de hule. Cuenta con un pistón que, al deslizarse, comprime el hule, haciendo el sello en las tuberías de perforación, revestimiento o cerrando totalmente en caso de emergencia.

3.1.2.3.- CONDUCTOR MARINO.

El conductor marino proporciona el medio para que el fluido de perforación regrese a la superficie; actúa como guía para introducir equipo y herramientas al pozo, sirve como herramienta soltadora para bajar el conector hidráulico y la junta esférica, y como apoyo para las líneas de matar y estrangular.

Posee dos sistemas para compensar el movimiento al que están sujetos los equipos flotantes: la junta esférica y la telescópica.

La junta esférica o flexible permite una deflexión hasta de 20° con respecto a la vertical al conductor marino. Esto sucede por la marejada del área.

El giro principal ocurre en dos anillos de rozamiento, ubicados en las partes superior e inferior de la junta. Cada uno de ellos proporciona un giro máximo de 10° , proporcionando un ángulo total de 20° . Tiene dos piezas centrales llamadas ensamble sello compuestas de un material muy flexible (láminas alternas de acero y hule resistente). Su función es aislar la parte inferior de la junta y el ambiente exterior.

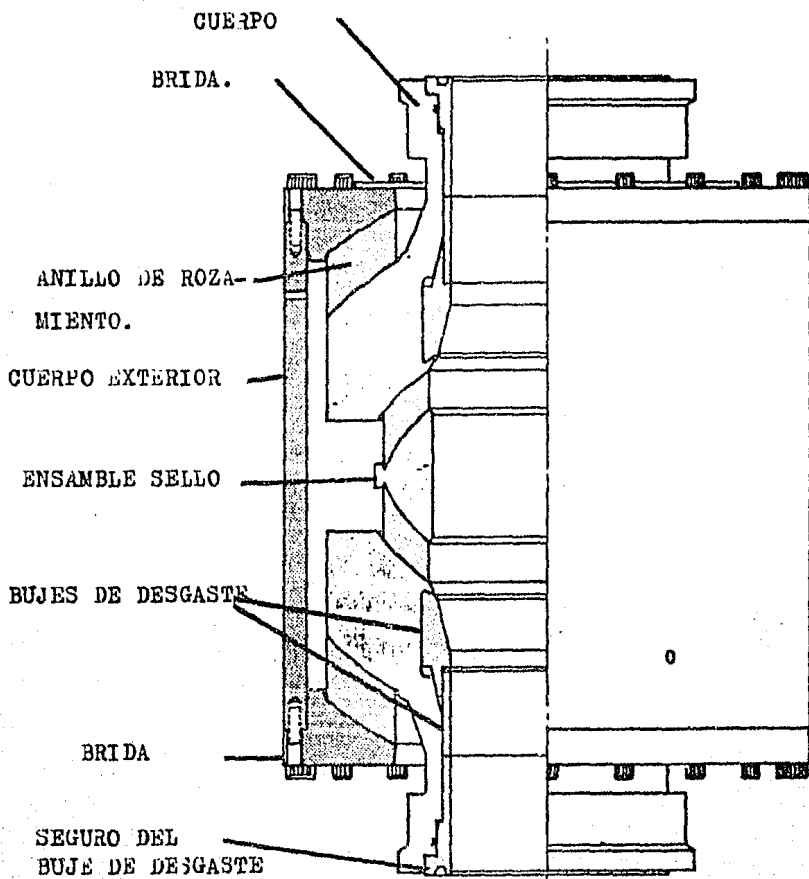


Fig. 11.- Junta esférica.

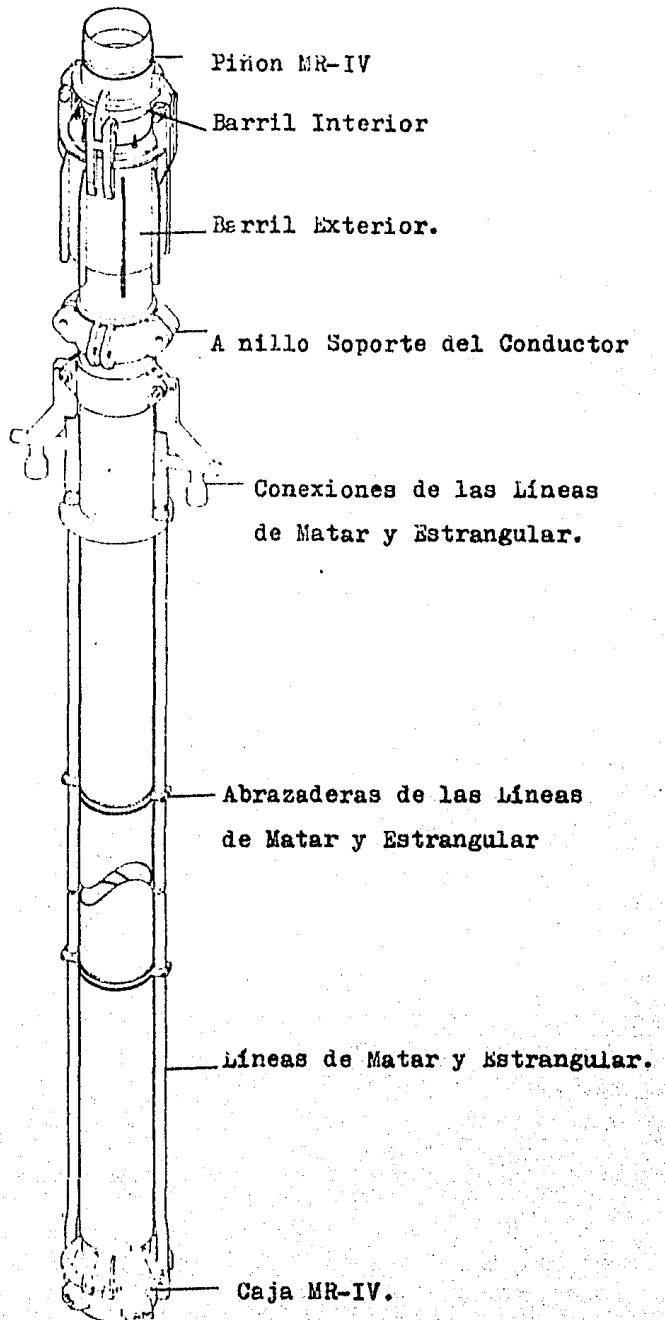


Fig. 12.- Junta Telescópica.

La junta telescópica compensa el movimiento provocado por la marea, sirve como conector entre el conductor marino y la campana; cuenta con las conexiones finales de las líneas de matar y estrangular; y une al conductor marino con el sistema de suspensión.

3.1.3.- EQUIPO DE TERMINACION Y PROCEDIMIENTO DE OPERACION.

3.1.3.1.- EQUIPO DE TERMINACION.

El equipo de terminación se puede dividir en dos secciones, tomando el piso marino como línea de referencia.

La parte superior está compuesta por los elementos siguientes:

a).- Arbol Submarino de Prueba.- El objetivo del árbol de prueba es proporcionar un conjunto de válvulas que aisle el aparejo de producción y permita la desconexión del equipo durante la terminación. Esto puede suceder debido a: Malas condiciones climatológicas, arrastre o pérdida de las anclas y falla del sistema de posicionamiento dinámico.

Se compone de:

Bola Colgadora Ranurada.- Soporta el peso del aparejo de producción, apoyándose sobre el cabezal submarino.

Tubo Madrina.- Coloca el conjunto de válvulas a la altura apropiada dentro del sistema de preventores. Los dos preventores anulares inferiores cierran alrededor del tubo madrina para aislar el espacio anular.

Conjunto Maestro de Válvulas.- Es un sistema de dos válvulas: la supe-

rior de charnela y la inferior de esfera. Ambas sellan metal a metal, y además tienen un sello secundario elástico. Mide aproximadamente 3.5 pies de largo, lo que permite cerrar el preventor ciego cuando se desconecta el conductor marino.

La operación del soltador se controla desde una consola ubicada en la superficie. Sin embargo, en caso necesario se puede desconectar aplicando rotación a la derecha.

La secuencia de desconexión es la siguiente:

- 1.- Se cierra el conjunto de válvulas.
- 2.- Se desconecta el conector hidráulico.
- 3.- Se levanta el soltador arriba del conjunto de preventores.
- 4.- Se cierra el preventor ciego.
- 5.- Se recupera el aparejo.

b).- Cabezal de Prueba.- Se instala en la parte superior del aparejo de prueba, dejando suficiente espacio sobre la mesa rotaria para compensar el movimiento vertical del equipo flotante. Consta de una válvula maestra, una válvula de sondéo operada manualmente, una válvula lateral operada hidráulicamente y usada como línea de flujo. y una válvula lateral manual que se utiliza como línea de matar.

c).- Válvula Lubricadora.- Durante las pruebas en pozos exploratorios es usual realizar operaciones con línea de acero. Para eso, se instala una válvula que evita usar un lubricador sobre el cabezal de prueba, sobre todo por su dificultad de manejo.

Se localiza aproximadamente a 15 m. abajo del cabezal de prueba.

Tiene un sistema de balanceo que fuerza la herramienta a permanecer en la posición en que se encuentre, en caso de que exista falla en el sistema de control.

La parte inferior está compuesta por los siguientes accesorios:

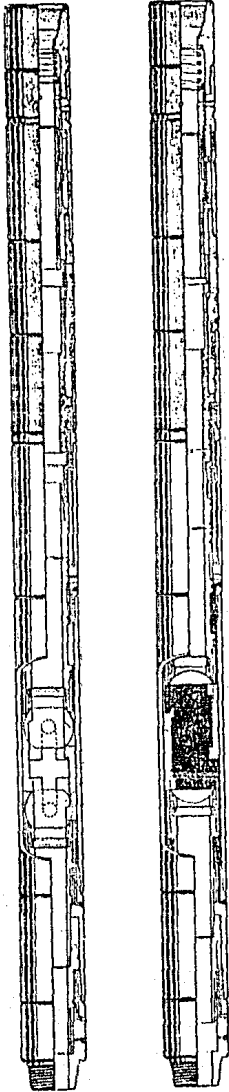
a).- Válvula de circulación.- Se usa para efectuar inducciones y para controlar el pozo antes de recuperar el aparejo de prueba.

Para operar la válvula represiona la TP. forzando el mandril hasta la posición inferior y comprimiendo, al mismo tiempo, un resorte. - Al descargar la presión, el resorte regresa el mandril a la posición inicial. La válvula se abre después de repetir esta operación varias veces (4, 9, 14 ó 19). No se abre mientras no se alcance el total de ciclos.

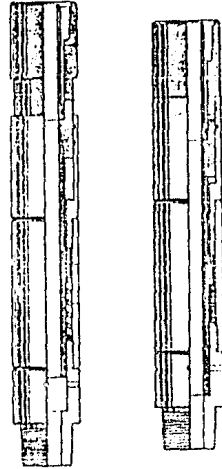
La herramienta se cierra bombeando fluido al espacio anular, a través de los orificios a un gasto determinado, que varía entre 1 1/2" y 6 bls.

b).- Válvula de Seguridad con Muestrero.- Es un equipo de seguridad compuesto de dos válvulas esféricas que al cerrarse, almacena 1800 c.c. de fluido de formación a condiciones de flujo. Se opera represionando el espacio anular a un valor dado (105 - 126 kg/cm².), rompiendo un diafragma. La presión desliza un pistón que cierra simultáneamente las dos esferas. Un seguro evita que giren nuevamente.

Sólo opera una vez. Por esto, es capaz de almacenar fluidos comprimidos hasta de 700 kg/cm². sin ningún riesgo. Puede cortar cable de registros de 7/32".



Válvula de Seguridad
con Muestrero.



Válvula de Circulación.

Válvula de
Medición.

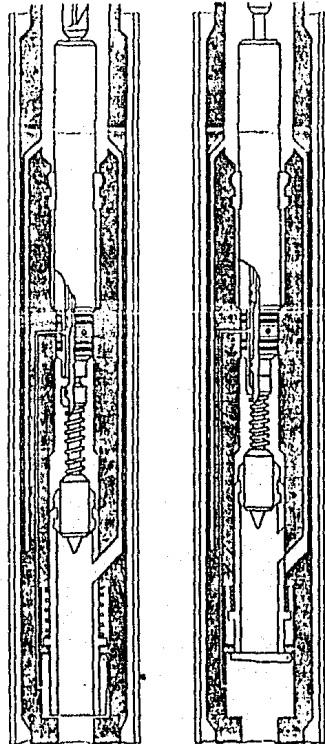


Fig. 13.- Accesorios para una
Terminación con Equipo Flotante.

ARBOL DE PRUEBA SUBMARINO
Y CONJUNTO DE PREVENTORES

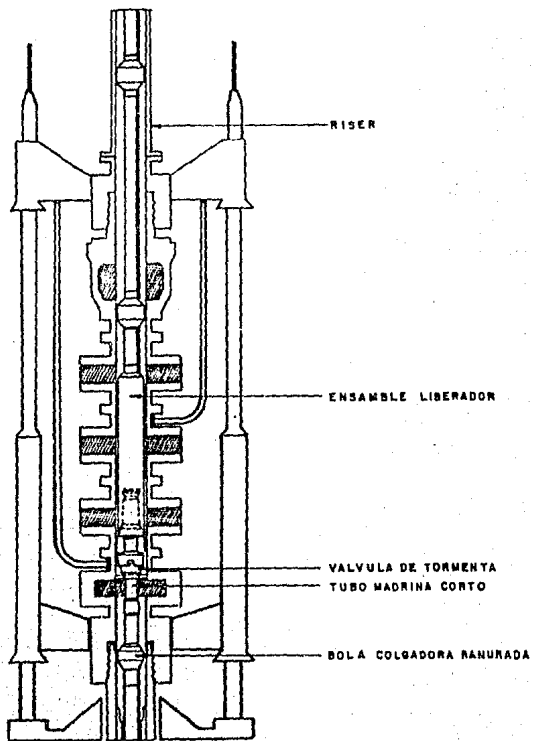
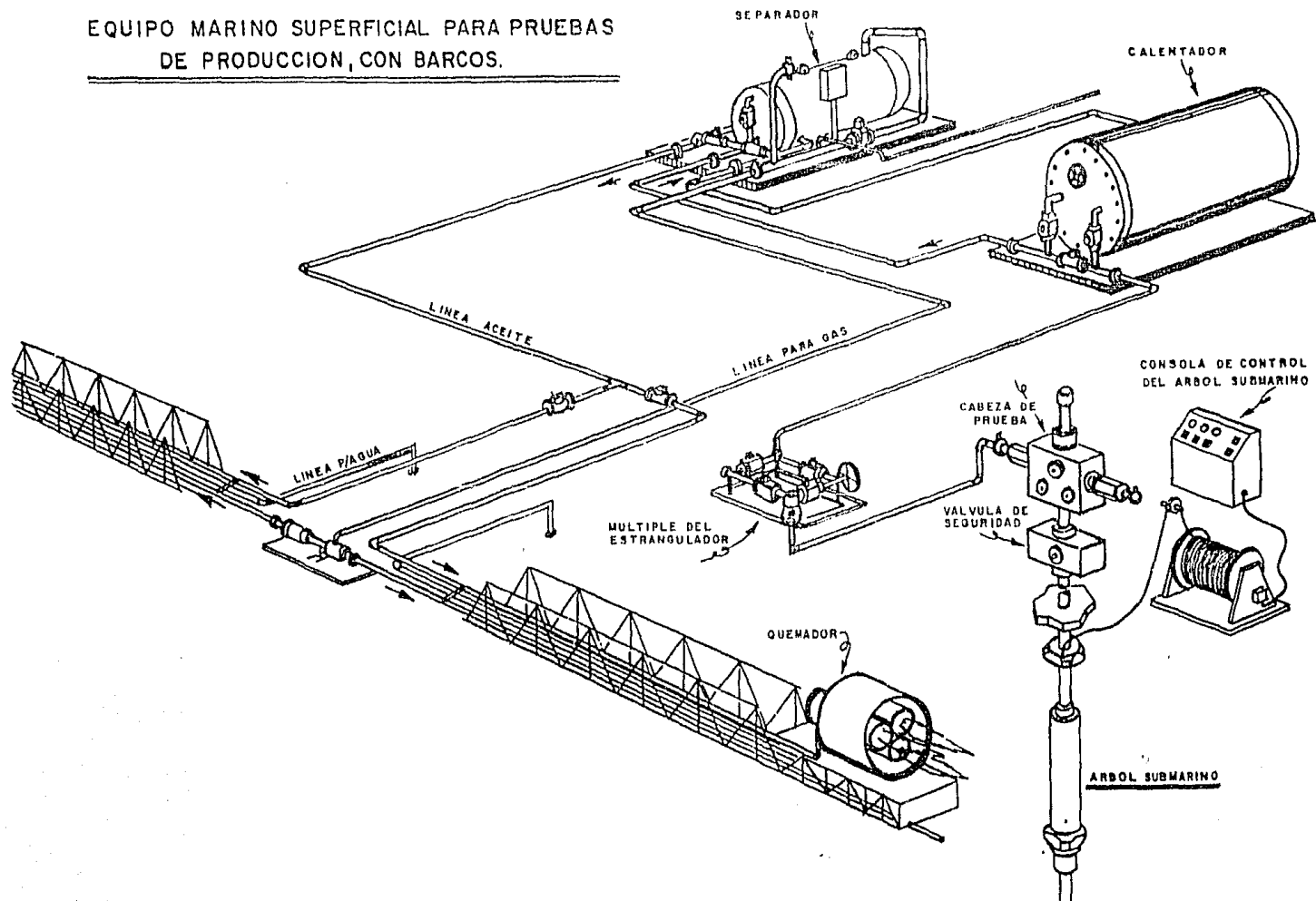


Fig. 16.- Arbol de Prueba Submarino.

EQUIPO MARINO SUPERFICIAL PARA PRUEBAS DE PRODUCCION, CON BARCOS.



Al cerrarse las esferas, el mandril superior activa la válvula de control, descargando la presión del espacio anular.

c).- Válvula de Control.- Su objetivo principal es controlar el pozo después de efectuar las pruebas de producción. Opera con dos ciclos alternos de presión, aplicados al espacio anular (100 kg/cm^2). - El primero mueve la válvula de seguridad con muestrero. El segundo activa la válvula de control. Sólo opera una vez.

d).- Válvula de Seguridad de Fondo.- La válvula de esfera trabaja aplicando presión al espacio anular ($50 - 70 \text{ kg/cm}^2$.) Abre al re presionar el E.A., y cierra al descargar la presión. Puede ser operado tantas veces como sea necesario.

e).- Herramienta para alojar instrumentos de medición.- Se utiliza para hacer mediciones de presión de fondo estático y fluyendo, eliminando el efecto de llerado en la prueba de incremento..

Consta de dos elementos: Un niple de anclaje que se instala en el aparejo de producción. Tiene una válvula de charnela, con su camisa operadora, que al cerrarse, permite medir la presión de fondo estática.

Y un medidor de presión que se corre con cable de registros. Se coloca en el niple de anclaje. La válvula de charnela se cierra al tensionar la herramienta. Posee medidores de presión y temperatura. Puede operar un máximo de 12 ocasiones.

3.1.3.2.- PROGRAMA OPERATIVO.

Para mostrar el programa operativo de la terminación de un pozo-exploratorio perforado con equipo flotante, se utiliza como modelo el-

programa diseñado para la terminación (prueba de producción) del pozo Acanun 101, efectuado con el Barco Perforador " Río Pánuco ".

I.- ESTADO MECANICO.

1.1.- Elevación mesa rotaria sobre el nivel del mar.	9.8 m.
1.2.- Tirante de agua.	76.5 m.
1.3.- Elevación mesa rotaria al lecho marino.	86.3 m.
1.4.- Profundidad Total.	3760.0 m.
1.5.- TR'S. Cementadas.	
1.5.a.- TR. 30".	186.0 m.
1.5.b.- TR. 20" K-55, 94 lb/p BCN.	496.7 m.
1.5.c.- TR. 13 3/8" N-80 68 lb/p BCN.	1649.8 m.
1.5.d.- TR. 9 5/8" Combinada N-80, P-110 y TAC-110, de 47 y 53 lb/p. HDSEU y HSDFJ-P.	3048.1 m.
1.5.e.- TR. 7" P-110 32 y 35 lb/p. HDSEU.	3614.0 m.
1.5.f.- TR. 4 1/2" P-110 15.1 lb/p. HDTS.	3702.0 m.
1.5.g.- B.L. 7".	2860.0 m.
1.5.h.- B.L. 4 1/2"	3494.5 m.
1.6.- Cabezal submarino FMC.: 30" (5M) x 18 3/4" (10M) con - colgadores para 13 3/8", 9 5/8" y 7".	

II.- COLUMNA GEOLOGICA.

Formacion	Profundidad Vertical
Paleoceno Superior	3575
Paleoceno Inferior	3625
Brecha Paleoceno	3750

III.- INTERVALO PROPUESTO.

3702 - 3760

Agujero Descubierto.

IV.- OBJETIVO.

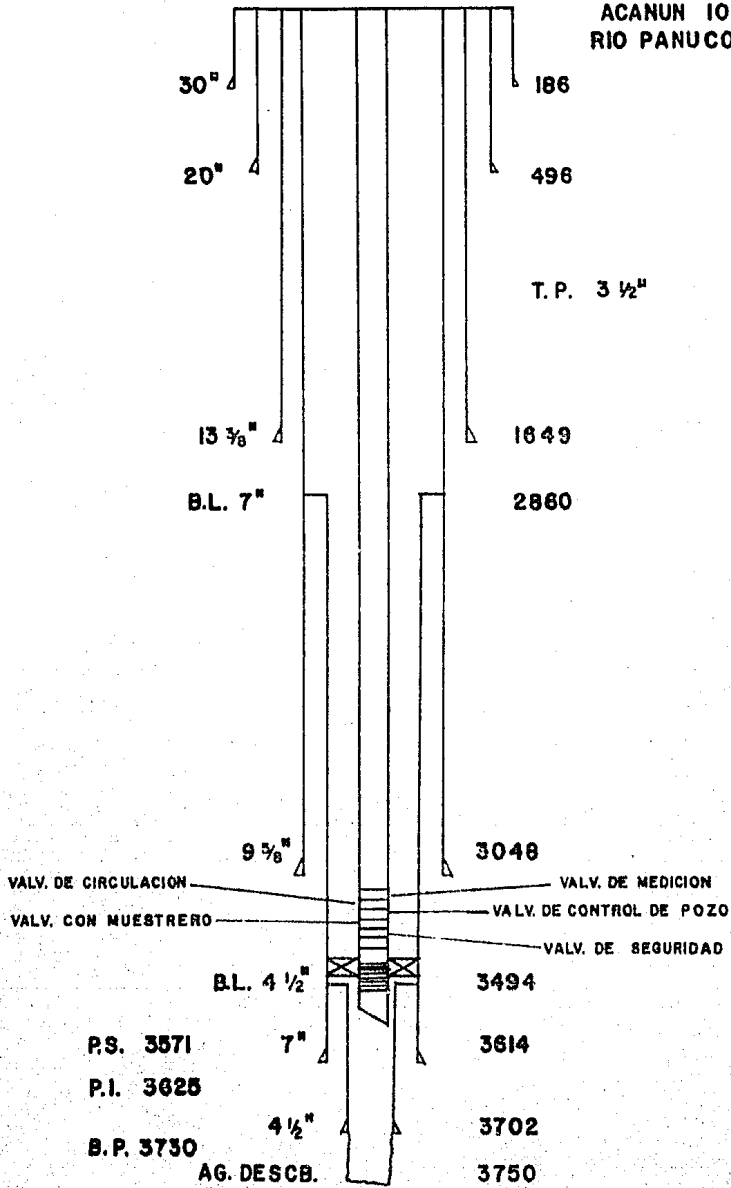
- 4.1.- Determinar el contenido de fluidos de la formación.
- 4.2.- Cuantificar el gasto.
- 4.3.- Determinar la presión de fondo estático y fluyendo.
- 4.4.- Determinar valores de permeabilidad del yacimiento, - movilidad de fluidos, índice de productividad y daño a la formación.
- 4.5.- Efectuar todas las operaciones bajo estrictas medidas de seguridad.

V.- PROGRAMA OPERATIVO.

- 5.1.- Escariar TR. 9 5/8" y 7".
- 5.2.- Correr canasta calibradora de 5.781". en TR. 7".
- 5.3.- Meter empacador de producción Baker de 7" modelo F-1 tamaño 83-40 y anclarlo a \pm 3500 m.
- 5.4.- Meter aparejo de producción de 3 1/2" de la siguiente manera:
 - a).- Zapata guía 80-40 Acme Baker.
 - b).- 10 m. de sellos " M-V. " tamaño 80-40 Acme.
 - c).- Tope localizador " 80-40 " 8 hrr.
 - d).- Válvula de Seguridad de fondo 8 hrr.
 - e).- Válvula de Seguridad con muestrero 8 hrr.
 - f).- Válvula de Control 8 hrr.
 - g).- Válvula de Circulación 8 hrr.
 - h).- Herramienta de Medición 8 hrr.
 - i).- Combinación 3 1/2" P. 8 hrr. x C. VAM.

- j).- Tubería de Producción 3 1/2" C-75 9.3 lb/p. VAM.
 - k).- Arbol de prueba EZ-Tree con colgador 18 3/4" integrado con rosca VAM.
 - l).- Tubería de Producción 3 1/2" C-75 9.3 lb/p. VAM.
 - m).- Cabeza de Prueba especial LT-20 10 M.
-
- 5.5.- Probar conexiones de control y equipo de superficie - 700 kg/cm².
 - 5.6.- Abrir válvula de seguridad de fondo, aplicando presión por E.A. (56 - 70 kg/cm².)
 - 5.7.- Inducir y limpiar pozo.
 - 5.8.- Tomar registros de presión de fondo estático y fluyen do con la herramienta de medición.
 - 5.9.- Estimular en caso necesario.
 - 5.10- Tomar muestras para análisis PVT. con la válvula de - seguridad con muestrero.
 - 5.11- Abrir válvula de control, y controlar pozo con lodo,- aplicando presión por E.A. (98 kg/cm².) . En caso de falla se represiona la TP. para abrir la válvula de - circulación.
 - 5.12- Recuperar el aparejo de producción.

ACANUN 101
RIO PANUCO



3.2.- TERMINACION DE POZOS EXPLORATORIOS PERFORADOS CON EQUIPOS FIJOS.

Esta sección se refiere a la terminación de los pozos exploratorios, perforados desde equipos fijos, y estos pueden ser: Plataformas - Autoelevables, Tetrápodos y Plataformas Fijas. Todos estos equipos tienen el conjunto de cabezales en la superficie.

Las instalaciones de control que se emplean en este tipo de terminación son similares a las de los pozos de desarrollo. La diferencia es triba en que son serie 10 M (Presión máxima de trabajo igual a 10000 - Psi.)

En esta parte del capítulo se explican las características de cada uno de los equipos fijos; se describen las conexiones superficiales de control, haciendo énfasis en el sistema de colgadores de fondo que se usa en las plataformas autoelevables y se presenta el programa operativo del pozo Caan 1 como ejemplo de la terminación de un pozo exploratorio.

3,2.1.- EQUIPOS FIJOS.

3.2.1.1.- PLATAFORMAS AUTOELEVABLES

Se emplean para perforar pozos exploratorios y reparar pozos en plataformas fijas y tetrápodos. Pueden operar en tirantes menores a 80 m. de profundidad, dependiendo de sus especificaciones y de las condiciones del lecho marino.

El transporte de estos equipos se hace abordo de chalanes-especiales cuando se trata de grandes distancias, y cuando son interva-

los cortos, se efectúa flotando en el mar, remolcándolos con barcos abastecedores.

A fin de determinar los obstáculos en el posicionamiento del equipo autoelevable, se deben realizar estudios geofísicos, geotécnicos, de batimetría y de información geológica para evaluar la resistencia y espesor de las formaciones someras.

Se sitúa en la localización con un sistema de posicionamiento radio métrico o con el auxilio de satélites y se mantiene en el lugar escogido con tres remolcadores colocados a 120° cada uno.

Cuando se ha determinado que las condiciones del suelo son adecuadas, se bajan las patas hasta descansar en el fondo marino y se continúa el movimiento levantando el casco aproximadamente 2 m. sobre el nivel del mar. En esta posición se efectúa la precarga de las patas, lastrando cada uno de los depósitos con agua de mar.

Si las formaciones del piso marino soportan el peso de la plataforma, se eleva el casco hasta colocarlo 15-20 m. sobre el nivel del mar, quedando el equipo listo para iniciar la perforación, terminación o reparación del pozo.

El conjunto de preventores y cabezales se localiza debajo del piso de perforación. Este tipo de plataformas utiliza el sistema de colgador de fondo, en el cual soporta el peso de las tuberías de revestimiento en el fondo marino, y además proporciona un medio mecánico muy sencillo para recuperar las tuberías cuando se abandona la localización.

De hecho, las plataformas autoelevables son el modelo marino móvil-

más popular debido a la facilidad de transporte y estabilidad. Sin embargo, la existencia de un suelo fangoso y tirantes mayores a 80 m. son condiciones desfavorables para su uso.

Los principales criterios para elegir el tipo de plataforma autoelevable a emplear son los siguientes:

- a).- Tirante de Agua.
- b).- Tipo de suelo marino.
- c).- Capacidad de perforación.
- d).- Limitaciones de remolque.

En la Zona Marina de la Sonda de Campeche, se encuentra actualmente en operación 7 plataformas autoelevables.

3.2.1.2.- PLATAFORMAS FIJAS.

En la actualidad, cerca del 90 % de la producción petrolera costafuera proviene de pozos perforados desde plataformas fijas. Tienen capacidad para perforar hasta 12 pozos, de los cuales uno es vertical y 11 son direccionales.

Aunque las plataformas con subestructura de acero son las más empleadas, en los últimos años han tenido gran impulso las que utilizan subestructura de concreto. Tienen la ventaja de adaptarse a cualquier tipo de fondo marino y ser recuperables. Se instalan en tirantes menores a 300 m.

La utilización de plataformas fijas en la Sonda de Campeche, se inició en el Campo Cantarell durante 1978, y desde entonces se han instalado más de 40 equipos con diferentes objetivos.

Los pozos se perforan a través de los conductores que se hincan en el fondo marino con un martillo hidráulico. Básicamente, se emplea el mismo y técnicas de perforación que se usan en los pozos terrestres. El árbol de producción y el conjunto de preventores se localizan en el piso de producción y el piso de preventores, respectivamente.

Hoy en día se tienen instaladas en el área marina 35 plataformas - fijas de perforación, 4 tetrápodos, 3 tripodos y 5 complejos de producción, que manejan aproximadamente 1'800,000 bl/d. de producción.

3.2.2.- CONEXIONES SUPERFICIALES DE CONTROL.

El sistema de control de reventones y el conjunto de cabezales de tuberías de revestimiento que se emplea en los equipos fijos es parecido al que se utiliza en los pozos terrestres. La única diferencia es -- que se usa un desviador de flujo cuando se perforan las formaciones someras poco consolidadas con posibles acumulaciones de gas. Sirve para -- desviar alguna manifestación de gas hacia el quemador, evitando que invada el piso de perforación. También previene que al cerrar otro dispositivo de control (preventores), la presión del gas rompa los estratos someros.

El conjunto de preventores se compone de varios preventores anulares, un ciego y un esférico. Cuenta con el carrete de trabajo para instalar las líneas de matar y estrangular, que permiten controlar el pozo cuando exista manifestación de fluidos.

El conjunto de cabezales que se utiliza en los pozos exploratorios de la Zona Marina es el siguiente:

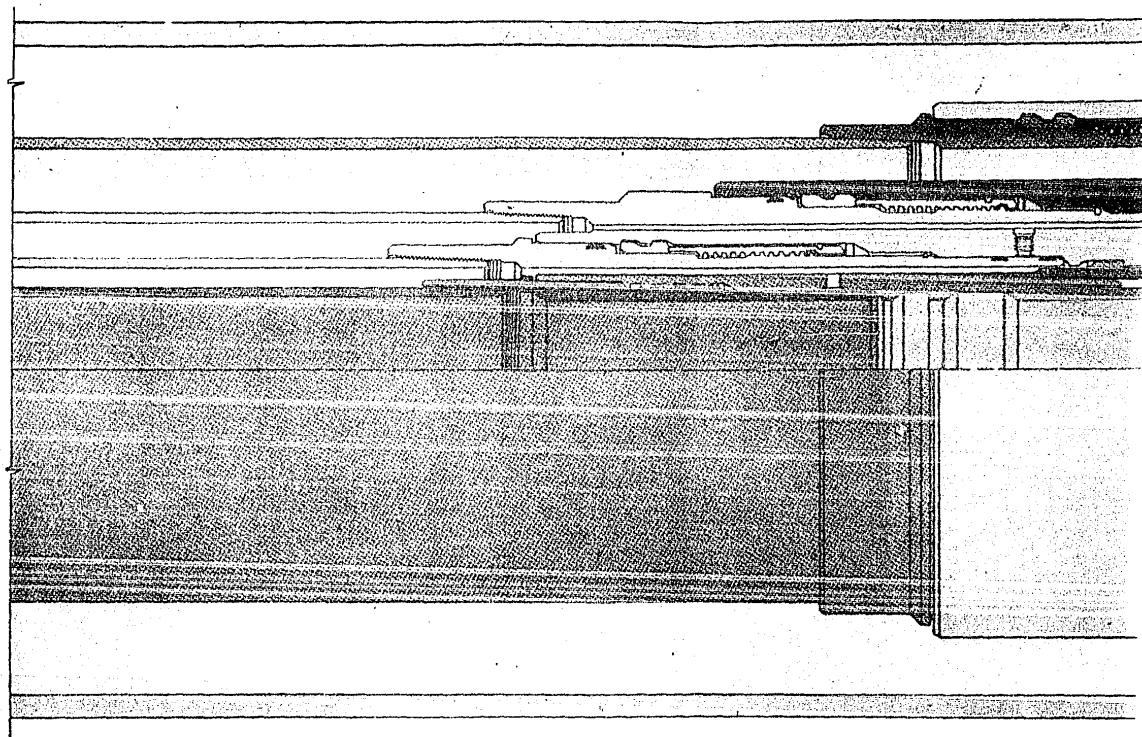
20"(3M) x 13 5/8" (5M) x 11" x 7 1/16" x 3 1/2" (10-M).

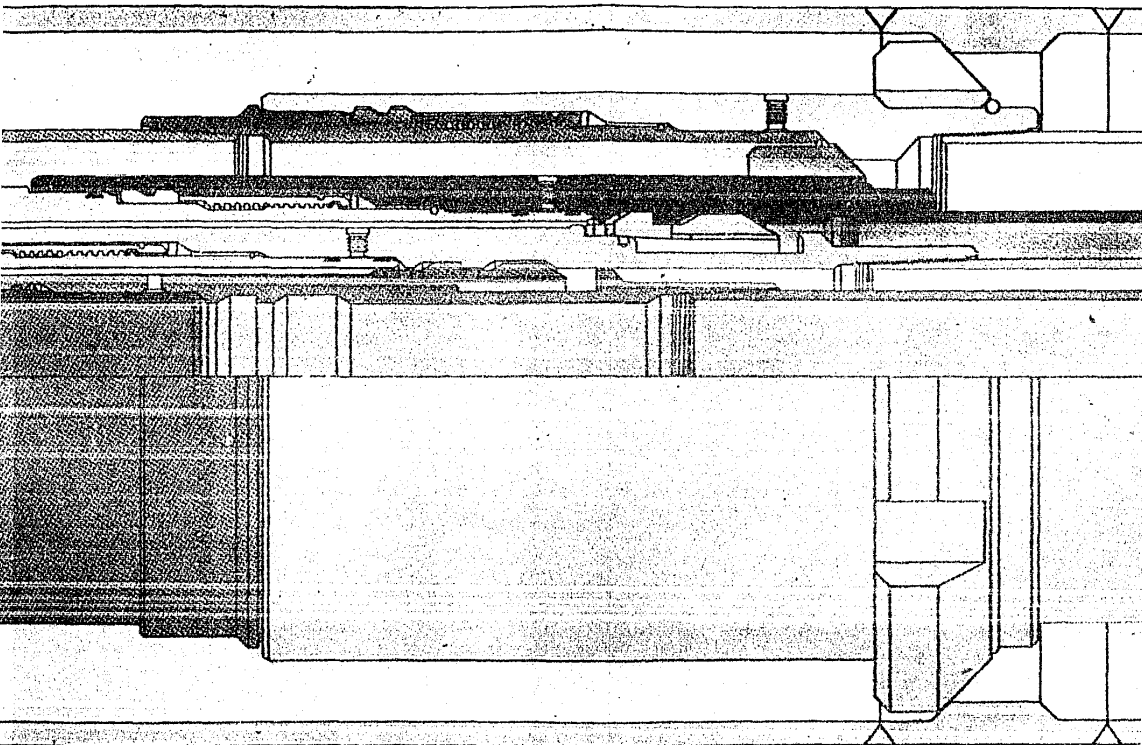
Cuenta con un cabezal de 20", soldado a la tubería de 20" y con preparación para colgar la TR. 13 3/8", 2 carretes cabezales de 13 5/8" y - 11", para colgar las tuberías de revestimiento de 9 5/8" y 7" empleando bridas doble sellos y sellos secundarios para aislar los espacios anulares; un carrete cabezal de producción para colgar el aparejo de produc--ción de 3 1/2"; y un medio árbol de producción con dos válvulas maestras (una mecánica y una neumática), una válvulas de sondeo mecánica, y dos ramas laterales con dos válvulas cada una (una mecánica y una neumáti--ca).

3.2.2.1.- SISTEMA DE COLGADORES DE FONDO.

Los equipos autoelevables fueron diseñados originalmente, para perforar en aguas someras, empleando las prácticas de perforación utiliza--das en tierra. Posteriormente se desarrollaron equipos mas grandes con - capacidad de operar en tirantes de agua mayores. Al incrementarse la profundidad la práctica que se seguía en los equipos autoelevables de asentar las tuberías de revestimiento suspendidas desde la superficie, origi--nó problemas causados por la acción de las olas y corrientes submarinas; provocando la inestabilidad del equipo. Una dificultad adicional apare--ció cuando los pozos tuvieron que ser terminados para mover la platafor--ma autoelevable. El dejar libre la tubería hasta la superficie sin pro--tección alguna, obligó a taponar los pozos y abandonarlos.

Para solucionar los problemas mencionados, se creó el sistema de -- colgadores de fondo, que permite soportar el peso de las tuberías de re--vestimiento en el fondo marino. con la ventaja de que en caso que la lo--calización exploratoria resulte productora, se podría abandonar temporalmente al retirar el equipo autoelevable, después de instalar la platafor--





ma fija para el desarrollo del campo, se extenderían las tuberías de revestimiento hasta la superficie. Para la terminación del pozo se esta--ría en condiciones de colocar los cabezales y el medio árbol de produc--ción para aprovechar el pozo exploratorio.

El sistema de colgadores debe cumplir con los siguientes requisi---tos:

- a).- Todas las sartas de tuberías deben quedar suspendidas del colgador de fondo que se instala 1 m. arriba del fondo marino.
- b).- No se deben efectuar viajes al pozo para activar algún meca--nismo de asentamiento de los colgadores.
- c).- No se requiera ningún auxilio de la TR. para suspenderla.
- d).- Debe contar con orificios de circulación para eliminar el ce--mento de los espacios anulares entre el fondo marino y la su--perficie.
- e).- Todas las tuberías de revestimiento podrán ser selladas y tem--poralmente abandonadas cerca del fondo marino.
- f).- El pozo debe ser fácilmente recuperado y terminado con una --plataforma fija.
- g).- El equipo debe ser adaptable para una terminación submarina.

Los elementos principales del sistema de colgadores de fondo son:

Aro Soporte de 30".- Es un accesorio que tiene en su interior un ani--llo de soporte para suspender el colgador de 20" y normalmente en sus - extremos lleva una junta ALT, la cual es una junta de conexión rápida.- Tiene la facilidad de desconectarse con auxilio de buzos con solo apre--tar 36 tornillos de 1/2" y tensionar la parte superior.

Colgador de 20".- Es un accesorio que consta de un sistema de desconec--ción rápida y posee un soporte tanto exterior como interior, el exterior para descansar en el aro de 30" y el interior para recibir el colgador-

de 13 3/8". Además cuenta con orificios de lavado para circular el exceso de cemento que se tenga durante la operación de cementación de la TR. de 20", y poder desconectarse cuando se abandone el pozo, temporal o definitivamente.

Los colgadores de 13 3/8", 9 5/8" y 7" son similares al colgador de 20", tanto en su operación, como en su preparación interior y exterior.

El sistema de desconexión de los colgadores es en base a una rosca cuadrada ACME con rotación a la derecha, con un total de 18 vueltas, 9 para abrir los orificios de lavado y 9 mas para desconectar la herramienta soltadora.

Colgador de 9 5/8" y 7".- La descripción básica de este colgador es muy similar a la del colgador de 20" y 13 3/8", en que tiene dos juegos de cuerdas y 8 orificios de lavado.

Además cuenta con un mecanismo de suspensión. El mecanismo consiste de los siguientes componentes:

a).- Debajo de los orificios de lavado se tiene una sección de topes de retención secundarios. Estos topes forzan al soporte expandible hacia afuera.

b).- Tiene un anillo de soporte expandible con perfil de doble hombro en su exterior para suspenderse del colgador de 13 3/8".

c).- El anillo de soporte expandible tiene dos pernos de corte que lo mantienen en su posición.

El otro extremo de los pernos está sujeto a una parte fija del col

gador, y están diseñados para romperse al incrementar el peso de la TR. contra el soporte, ya que cuenta con un punto débil donde siempre ocurre la rotura.

Tapones de Abandono.- Para la conexión inferior cuenta con un piñón de cuerdas cuadradas de rosca izquierda, sellos secundarios y válvula check. La conexión superior consiste de unos pernos y cuenta con centradores.

3.2.3.- PROGRAMA OPERATIVO.

Para ejemplificar el programa operativo de la terminación de un pozo exploratorio, perforado con equipo fijo, se utiliza como ejemplo el programa diseñado para la terminación del pozo Caan 1, con la plataforma autoelevable Holkan.

I.- ESTADO MECANICO.

1.1.- Profundidad Total.	5425.0 m.
1.2.- Profundidad Interior.	4806.0 m.
1.3.- TR's. Cementadas.	
1.3.a.- TR. 30" "B" x 1" Vetco tipo "R".	150.0 m.
1.3.b.- TR. 20" K-55, 94 lb/p. BCN.	500.0 m.
1.3.c.- TR. 13 3/8" N-80, 68 lb/p. BCN.	2000.0 m.
1.3.d.- TR. 9 5/8" N-80, 4 7 lb/p. VAM.	518.0 m.
N-80, 53.5 lb/p.HDTS..	1339.0 m.
P-110, 53.5 lb/p.HDSFJ-P.	2222.0 m.
TAC-110, 53.5 lb/p. - HDSFJ-P.	3552.0 m.
1.3.e.- TR. 7 5/8" N-80, 39 lb/p. HDTS.	1249.0 m.
Tie Back 7".	3357.0 m.
1.3.f.- TR. 7" V-150, 29 lb/p. HDSEU.	4363.0 m.

1.3.g.- TR. 4 1/2" P-110, 15.1 lb/p HDTS. 4824.0 m.

1.3.-h.- B.L. 4 1/2" 3499.0 m.

1.4.- Arbol de Válvulas: Cameron Marino: 20" (3M) x 13 5/8" (5M)
x 11" x 7 1/16" x 3 1/2" (10M).

II.- COLUMNA GEOLOGICA

Formación	Prof. Vertical
Paleoceno Superior.	3525
Paleoceno Inferior.	3606
Brecha Paleoceno.	3625
Cretácico Superior.	3825
Cretácico Medio.	3900
Cretácico Inferior.	3995
Jurásico Superior Tithoniano.	4315
Jurásico Superior Kimmeridgiano.	4385

III.- OBJETIVO.

Probar los intervalos propuestos de las formaciones del Paleoceno, - Cretácico y Jurásico, los cuales presentan buenas características de im---pregnación de hidrocarburos, de acuerdo con los registros geofísicos del - pozo.

3.1.- Intervalos Propuestos

Formación

4672 - 4775	Jurásico Kimmeridgiano
4732 - 4750	Jurásico Kimmeridgiano
4402 - 4422	Jurásico Kimmeridgiano
3995 - 4045	Cretácico Inferior
3840 - 3870	Brecha Paleoceno
3645 - 3675	Brecha Paleoceno

IV.- PROGRAMA OPERATIVO.

- 4.1.- Reconocer profundidad interior hasta el cople de retención - de 4 1/2" (4806 - 48 m.)
- 4.2.- Escariar TR. 7" y 4 1/2".
- 4.3.- Tomar registro CBL en TR. 4 1/2" y calibrar TR'S. 7" y 4 1/2".
- 4.4.- Recementar en caso necesario.
- 4.5.- Acondicionar lodo a 1.53 gr/cc.
- 4.6.- Disparar intervalos (4762 - 4775) y (4732 - 4750) con -- pistolas scallop 2 1/8" 13 cargas/m.
- 4.7.- Meter empacador de producción 4 1/2" Baker F-1 tam. 22-23 a- 4700 m.
- 4.8.- Meter aparejo de producción combinado de la siguiente manera:
 - a).- Zapata guía 2 3/8" 8 hrr.
 - b).- 15 Unidades selladoras tam. 20-23 8 hrr.
 - c).- Tope localizador 2 3/8" 8 hrr.
 - d).- 1 Tramo TP. 2 3/8" L-8 4.6 lb/p. 8 hrr.
 - e).- Camisa deslizable 2 3/8" abierta 8 hrr.
 - f).- 1240 m. TP. 2 3/8" L-80, 4.6 lb/p. 8 hrr.
 - g).- Combinación P. 2 3/8" x C. 3 1/2" HDCS.
 - h).- 2000 m. TP. 3 1/2" C-75, 9.3 lb/p. HDCS.
 - i).- 1300 m. TP. 3 1/2" L-80, 10.3 lb/p. HDCS.
 - j).- Válvula de tormenta 3 1/2" HDCS.
 - k).- 150 m. TP. 3 1/2" L-80 10.3 lb/p. HDCS.
 - l).- Doble piñón 3 1/2" HDCS.
 - m).- Bola colgadora 7 1/16" x 3 1/2" Cameron HDCS.
- 4.9.- Instalar medio árbol de válvulas y probar con 490 kg/cm².
- 4.10.- Lavar pozo con agua dulce y llenar TP. con diesel.

- 4.11.- Cerrar camisa y probar por espacio anular con 140 kg/cm^2 .
- 4.12.- Inducir y limpiar pozo.
- 4.13.- Estimular en caso necesario.
- 5.0.- Si la prueba de los intervalos anteriores no es satisfactoria:
- 5.1.- Abrir camisa y controlar pozo.
- 5.2.- Desmantelar medio árbol e instalar conjunto de preventores.
- 5.3.- Recuperar aparejo de producción.
- 5.4.- Meter retenedor de cemento de $4 \frac{1}{2}$ " y anclar a 4560, obturando el intervalo disparado con cemento y aditivos.
- 5.5.- Probar retenedor con 140 kg/cm^2 . y lavar pozo.
- 5.6.- Meter empacador de producción de 7" Baker " F-1 " tamaño - 85-40 y anclar a 3499 m. (B.L. $4 \frac{1}{2}$ ").
- 5.7.- Meter aparejo de producción de la siguiente manera:
- a).- Zapata gufa 80-40 Acme.
 - b).- 15 Unidades selladoras 80-40 Acme.
 - c).- Tope localizador 80-40 x $3 \frac{1}{2}$ " HDCS.
 - d).- 1 T. TP. $3 \frac{1}{2}$ " L-80 9.3 lb/p. HDCS.
 - e).- Camisa deslizante $3 \frac{1}{2}$ " tipo "X" HDCS OTIS.
 - f).- 2000 m. TP. $3 \frac{1}{2}$ " L-80, 9.3 lb/p. HDCS.
 - g).- 1340 m. TP. $3 \frac{1}{2}$ " L-80, 10.3 lb/p. HDCS.
 - h).- Válvula de tormenta $3 \frac{1}{2}$ " HDCS.
 - i).- 140 m. TP. $3 \frac{1}{2}$ " L-80, 10.3 lb/p. HDCS.
 - j).- Doble Pin. $3 \frac{1}{2}$ " HDCS.
 - k).- Bola colgadora Cameron $7 \frac{1}{16}$ " x $3 \frac{1}{2}$ " HDCS.
- 5.8.- Instalar medio árbol de válvulas.
- 5.9.- Probar con 700 kg/cm^2 .
- 5.10.- Disparar intervalo 4402-4422 con pistolas scallop $2 \frac{1}{8}$ " 13 c/m.

5.11.- Inducir pozo y limpiar pozo.

5.12.- Tomar registros de presiones de fondo.

5.13.- Estimular en casonecesario.

6.0.- Se probarán los intervalos 3, 4 y 5 con empacador de 7" y - en caso de no obtener resultados satisfactorios, serán aislados con tapones TBT.

Durante la terminación del pozo se probaron los intervalos (4762-4775), (4750 - 4732) y (4422 - 4402) sin obtener resultados positivos.

El intervalo (3645 - 3675) resultó productor de aceite y gas, en las siguientes condiciones:

Intervalo: 3645 - 3675 m.v.b.m.r.

Estrangulador: 1/4"

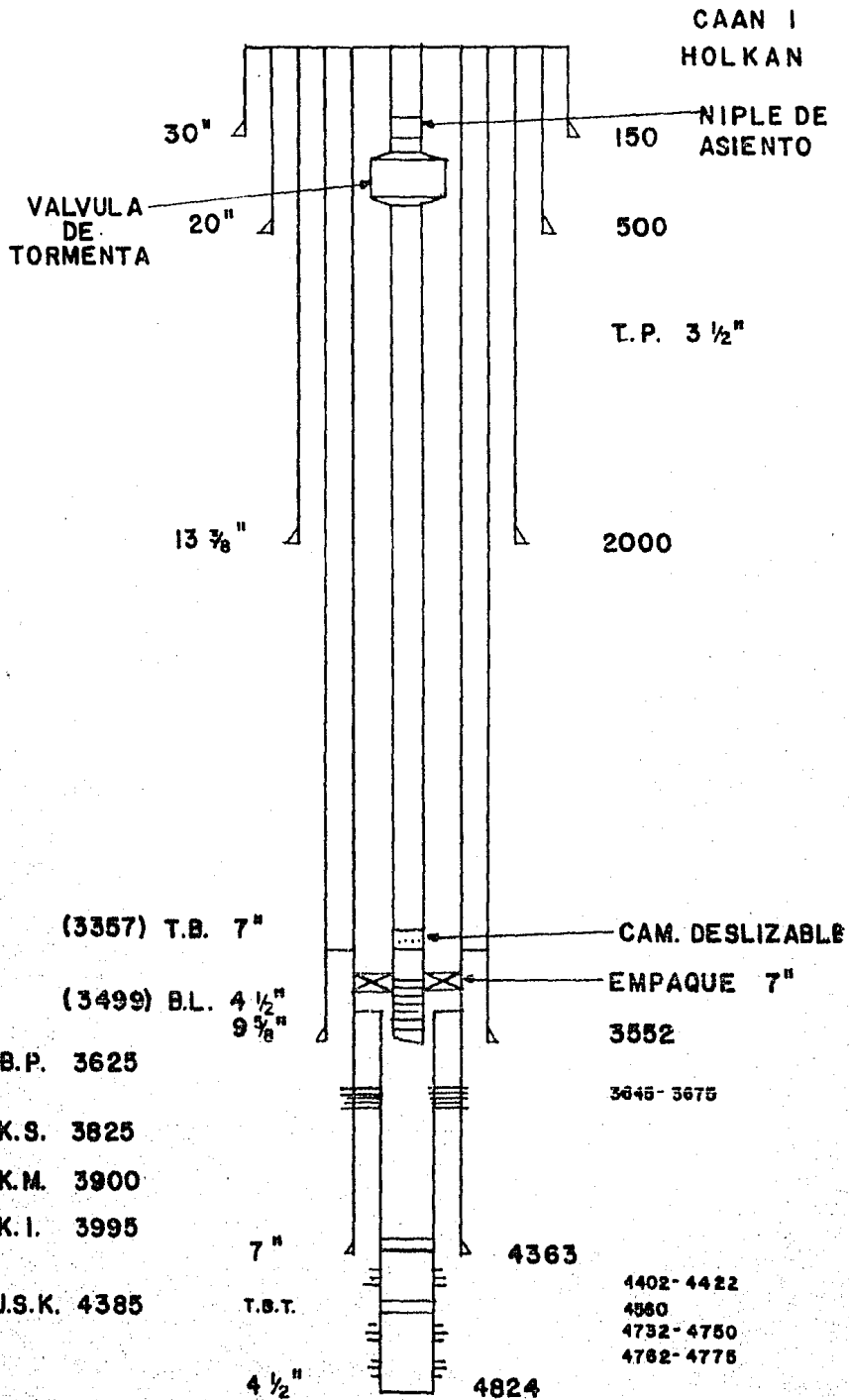
Qo.= 5439 bl/d. 865 m³/d.

Qg.= 35,898 m³/d.

RGA= 140 m³/m³.

PTP= 140 kg/cm².

Formación Geológica: Brecha Paleoceno.



CAPITULO IV

TERMINACION DE POZOS DE DESARROLLO

La terminación de un pozo es la secuencia de operaciones con las cuales queda el pozo en condiciones (estado mecánico) para producir.- Se considera que la terminación es óptima cuando resulta la mas económica posible para lograr que el pozo produzca con la máxima eficiencia.

El criterio que norma como se terminará un pozo se basa primordialmente en experiencias obtenidas en operaciones similares, en otros pozos del mismo campo, así como en ciertas limitantes económicas, capacidad del equipo de perforación, existencia de materiales, intervalos por explotar, gasto requerido, naturaleza de los fluidos esperados, datos recopilados durante la perforación del pozo etc. Una vez considerados, se determinará cual es el tipo de terminación adecuado.

Los pozos de desarrollo de la Zona Marina se terminan de dos formas, que son las siguientes: En agujero entubado y en agujero descubierto. - La terminación en agujero entubado es la que mas se usa actualmente por las ventajas que proporciona: Mejor control sobre los fluidos del yacimiento (tomando en cuenta las características de permeabilidad y porosidad secundaria que presentan los campos); la utilización mas efectiva de los tratamientos con ácido para mejorar la permeabilidad en la vecindad del pozo (estimulaciones y fracturamientos); y la seguridad -- que representa al personal y equipo de perforación antes de instalar el medio árbol.

La terminación en agujero descubierto sólo se realiza en situaciones especiales, cuando las condiciones del pozo así lo requiere, depen-

diendo de las características de la formación productora.

4.1.- TERMINACION EN AGUJERO ENTUBADO.

Esta terminación se lleva a cabo en aquellos pozos cuyas formaciones atravesadas no garantizan la estabilidad del agujero, por lo que se hace necesario cementar una tubería de revestimiento. Se puede efectuar la terminación sencilla que consiste básicamente de un empacador, tubería de producción, niple de asiento, válvula de circulación, válvula de tormenta, (en pozos marinos), y árbol de producción.

El tramo seleccionado se dispara en seno de agua o diesel (e incluso en seno de nitrógeno si el diseño de la tubería de producción lo permite), cuando las conexiones de control están definitivamente instaladas y probadas.

El manejo de herramientas dentro de la tubería de explotación es mas sencilla (respecto a pozos no ademados), pudiendo efectuar operaciones tales como: Estimulaciones , recementaciones, colocación de tapones mecánicos, etc., permitiendo un control adecuado del pozo, así como el aislamiento de horizontes con producción de fluidos no deseados.

Sin embargo, el tiempo que dura la terminación aumenta considerablemente, incrementándose el costo de operación. Además se reduce de manera importante el área de flujo de fluidos del yacimiento, limitándose al área de flujo de los disparos, por lo que la caída de presión en la vecindad del pozo es mayor. También, en caso de que la cementación de la tubería de explotación sea defectuosa, se requiere efectuar recementaciones.

Las consideraciones mas importantes en la terminación de un pozo -

de desarrollo son:

- a).- El registro sónico de cementación.
- b).- La selección de herramientas adecuadas.
- c).- El programa operativo.

4.1.1.- REGISTRO DE CEMENTACIONES CBL - VDL.

El registro de control de cementación CBL, asociado con el registro de densidad variable VDL, ha sido durante muchos años el único método para evaluar la calidad de la cementación.

Un pulso de energía acústica, con frecuencia aproximadamente de 20 Khz, es emitido periódicamente por un transmisor omnidireccional hacia la formación. La medición consiste en registrar la amplitud o atenuación de las ondas que se propagan axialmente a lo largo de la tubería, esto se logra mediante dos receptores ubicados en la sonda a una distancia de 3 y 5 pies, respectivamente, del transmisor. Dichas mediciones dependen del grado de acoplamiento mecánico entre el cemento y la tubería.

Se ha demostrado que la cantidad de energía acústica transmitida por la tubería depende de la velocidad de propagación de una onda plana a través de la misma, de su densidad y del espesor de cemento. La distribución del cemento alrededor de la tubería afecta considerablemente la transmisión de la energía.

El receptor ubicado a 3 pies de distancia del transmisor mide la amplitud de la primera cresta de la onda acústica recibida, así como su tiempo de tránsito. El receptor a 5 pies recibe los trenes completos de onda, para la presentación de la densidad variable VDL.

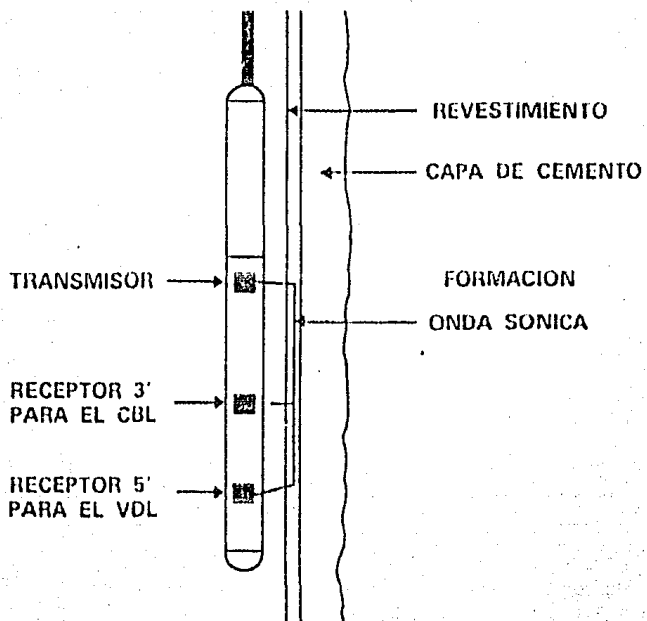


Fig. 19.- Registro Sónico de Cementación.

En el tren de ondas registrado por el receptor de 3 pies, el primer eco E1 corresponde generalmente a la onda transmitida por la tubería, -- puesto que la velocidad de propagación es comúnmente mucho mayor en el acero que en las formaciones o en los fluidos que llenan el pozo. La amplitud es máxima para una tubería sin adherencia de cemento y mínima -- cuando la cementación es buena. El análisis de amplitud constituye el -- principio fundamental de la medición.

A raíz de las características omnidireccionales del transmisor, se -- debe mantener una centralización perfecta de la sonda en la tubería para obtener la máxima amplitud de la señal. Una excentralización de la sonda reduce la amplitud, aproximadamente en un 30 %. La curva de tiempo de -- tránsito es útil para reconocer este efecto, así como las anomalías de -- detección que causan saltos de ciclo.

El registro de densidad variable VDL es un complemento muy útil del CBL. para reconocer las condiciones poco comunes donde la interpretación del CBL se vuelve difícil como las formaciones de alta velocidad, micro-anillos o canales y mala adherencia entre cemento y formación.

4.1.2.- REGISTRO DE EVALUACION DE CEMENTO CET.

La herramienta de evaluación del cemento CET, tiene ciertas caracte_rísticas que permiten mejorar considerablemente la calidad de la evalua_ción del cemento. No solamente es insensible a los diferentes factores -- que limitan la interpretación de los registros CBL-VDL, tales como micro-anillos y formaciones de alta velocidad, sino que ofrece también la venta_ja de poder detectar la presencia de canales, por medio de un análisis circular del medio ambiente que rodea la tubería.

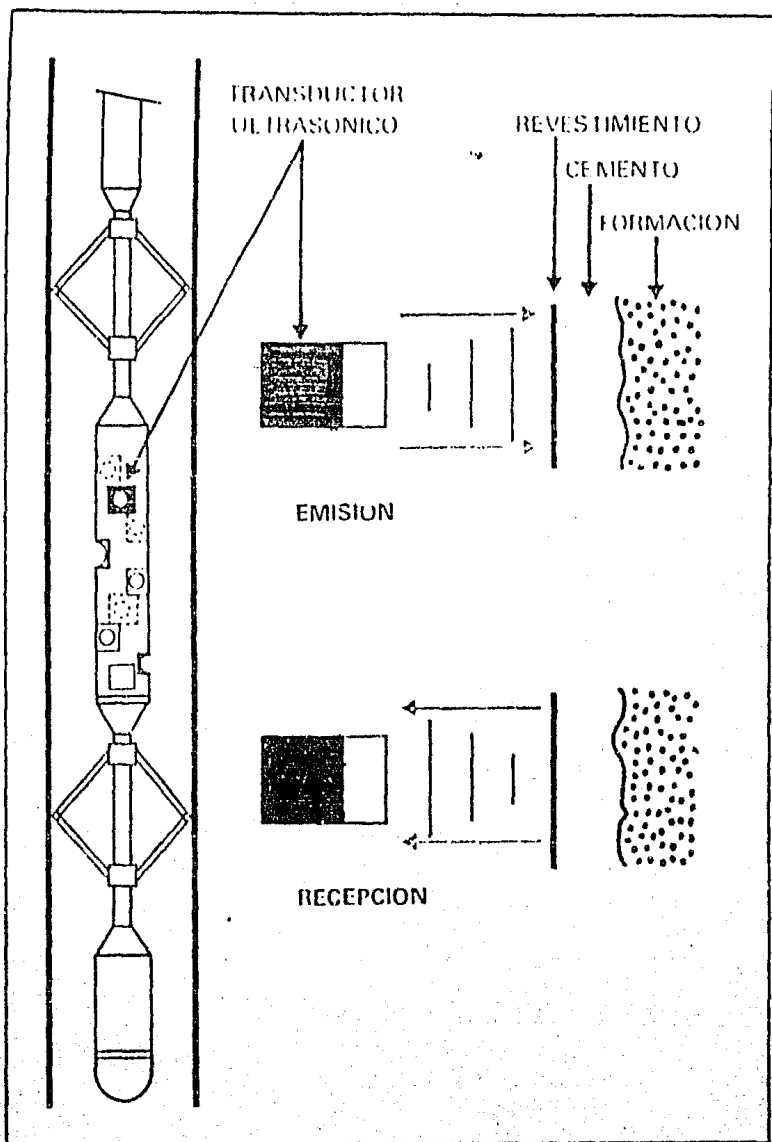


Fig. 20.- Registro de Evaluación del Cemento.

El registro permite obtener curvas de resistencia del cemento a la compresión y un análisis visual de la capa de cemento detrás de la tubería.

El concepto fundamental de la medición consiste en hacer resonar el espesor del revestimiento, mediante una excitación provocada por la emisión de pulsos ultrasónicos. La presencia de cemento detrás del revestimiento produce una rápida atenuación de la resonancia, mientras que la ausencia de cemento provoca un alargado período de atenuación.

Cuenta con ocho transductores, enfocados radialmente hacia un pequeño sector angular de la tubería. Están dispuestos en forma helicoidal sobre la sonda a 45° uno del otro. Ocupan un espacio vertical de 2 pies aproximadamente, y operan en el rango de frecuencia de resonancia de la mayoría de las tuberías en uso.

La distancia que separa el transductor de la pared de la tubería es del orden de 2 pulgadas y puede ser ajustada manualmente, según las condiciones de operación.

Los transductores actúan, a la vez, como transmisores de pulsos ultrasónicos y receptores del eco resultante. El eco se analiza en varios intervalos de tiempo, con el fin de definir la rapidez de la atenuación.

El factor principal de limitación de la herramienta se debe a las características atenuantes de los fluidos del pozo. Las ondas de alta frecuencia (ultrasonidos) que se atenúan con mayor rapidez en un medio ambiente determinado, que las ondas de baja frecuencia. Para una operación normal de la herramienta, el fluido debe tener una atenuación inferior a 2 db/cm.

La impedancia acústica depende de la naturaleza del fluido y de su densidad. Se ha observado que la atenuación aumenta cuando se incrementa la densidad del fluido, por su alto contenido de sólidos. Por lo tanto, se considera que fluidos con una densidad mayor de 1.4 gr/cm^3 . no son adecuados para la operación de la herramienta. Para los lodos base-agua, el rango donde se puede utilizar es de 1.4 g/cm^3 . Para los lodos base aceite, es de 0.8 g/cm^3 . a 1.2 gr/cm^3 .

4.1.3.- TECNICAS DE DISPAROS.

Después de verificar la calidad de la cementación, se procede a -- disparar el intervalo programado para establecer comunicación con la -- formación.

Las pistolas bajadas con cable garantizan simultáneamente, rapidez, seguridad de operación y control exacto de la profundidad.

El disparo de una tubería de revestimiento se logra mediante la detonación de cargas explosivas. Un chorro de alta energía, dirigido hacia una pequeña superficie de la tubería, genera una onda de choque que puede desarrollar presiones instantáneas hasta de 4,000,000 Psi. y velocidades hasta de 6 000 m/seg. Bajo estas condiciones la resistencia mecánica de la formación es insignificante, y el chorro penetra el medio ambiente por empuje lateral.

Los factores geométricos que, en condiciones reales del pozo, afectan la productividad de los disparos son:

La distancia entre la pistola y la pared del pozo.- Las mejores perforaciones (mayor penetración) se obtienen a una distancia menor de 1".

La distribución angular de los disparos (o fase de la pistola).- Ha quedado demostrado que mediante disparos en distintas direcciones -- (para una densidad determinada de agujeros por metros), se logra incrementar la relación de productividad. Sin embargo, el diámetro de pistolas disparadas simultáneamente en varias orientaciones, debe ser suficiente grande para limitar el efecto de distancia que podría reducir la penetración de algunas cargas. Se debe seleccionar el diámetro máximo compatible con el diámetro de la tubería, para aprovechar la ventaja de la fase múltiple.

Cuando las operaciones de disparo se hacen en un diámetro reducido (a través de la tubería de producción), es preferible usar pistolas con 0 grados de fase (tiros en línea), posicionadas con un sistema magnético o mecánico de orientación.

Densidad de disparos.- Un incremento en la cantidad de agujeros -- por metro produce, a su vez un incremento notable en la relación de productividad. Generalmente las pistolas están diseñadas para densidad de 4 disparos por pie; sin embargo, es posible obtener mayor densidad mediante pistolas especiales (12 agujeros/pie) o redisparos, siempre y cuando el estado de la tubería lo permita.

El procedimiento de disparos puede provocar daños al revestimiento. Los factores que determinan la magnitud del daño, son principalmente el tipo de pistola, la cantidad de explosivo y la calidad de cemento detrás de la tubería . La deformación de la tubería es proporcional a la cantidad de explosivo. Las pruebas de laboratorio han demostrado que el daño es muy leve cuando la tubería está bien soportada por el cemento y la formación, pero en el caso de tuberías libres, el daño puede ser ma-

yor.

Con el fin de obtener una máxima eficiencia en disparos, es necesario considerar lo siguiente: Disparar con pistolas de cargas orientadas de 90°. y tener diferencial de presión suficiente entre la formación y el pozo, para que cuando se dispare exista un flujo inmediato de la formación hacia el pozo.

Estas dos condiciones son difíciles de obtener tratándose de pistolas bajadas con cable, puesto que la diferencial de presión, requiere la presencia de un aparejo capaz de soportar presiones altas que no colapsen la tubería de producción. En el área marina se utilizan pistolas de diámetro reducido (1 11/16" y 2 1/8") con aparejo de producción -- y balance negativo de presión. Se practica con pistolas scallop o energy jet que proporcionen una eficiencia razonable de perforación.

La ubicación precisa del arreglo de pistolas se realiza mediante la correlación de un registro radioactivo y un detector de coples con los registros de pozo abierto.

Las pistolas scallop cuentan con un tubo portador de diámetro reducido que permite su paso en la tubería de producción. El rendimiento de las cargas es menor, en razón del tamaño inferior de las mismas.

Este diseño se usa generalmente con un diferencial de presión entre el pozo y la formación que permite hacer fluir el yacimiento inmediatamente, después del disparo. En el caso de que haya que perforar varias zonas en el pozo con diferentes presiones y permeabilidades, es recomendable disparar primero los cuerpos con menor permeabilidad de tal manera que la presión dentro del pozo resulte inferior a las presiones-

de formación.

Este tipo de pistolas ofrece una fase de 0° a 180°, y es particularmente recomendable en el caso de pozos profundos con altas presiones y temperaturas (470° F y 25,000 Psi.)

Las pistolas enerjet son del tipo semi-desechable o sea que las cápsulas están expuestas directamente a los efectos de presión y temperatura del pozo. Las cargas se encuentran colocadas sobre una lámina -- de metal semiflexible., que les permite el paso por tuberías flambeabas.

Siendo el tamaño de las cargas mayor que en el diseño scallop, se obtiene así mejor penetración. Sin embargo, este sistema ofrece actualmente una sola fase de disparos y su uso se limita a temperaturas menores a 340° F.

4.1.4.- TAPON PUENTE A TRAVES DE TUBERIA (TBT).

El tapón puente permite aislar dos intervalos de disparos en forma permanente, sin necesidad de sacar la tubería de producción.

El diámetro de la herramienta (1 11/16" y 2 1/8") se escoge en función del diámetro del aparejo con que cuente el pozo.

La herramienta consiste:

Herramienta cilíndrica para almacenar cemento.

Tubo de ventilación de 3-7 pies (dependiendo de las zonas que se quieran aislar).

Mandril soporte de la bolsa de goma.

Válvula de ventilación controlada por reloj.

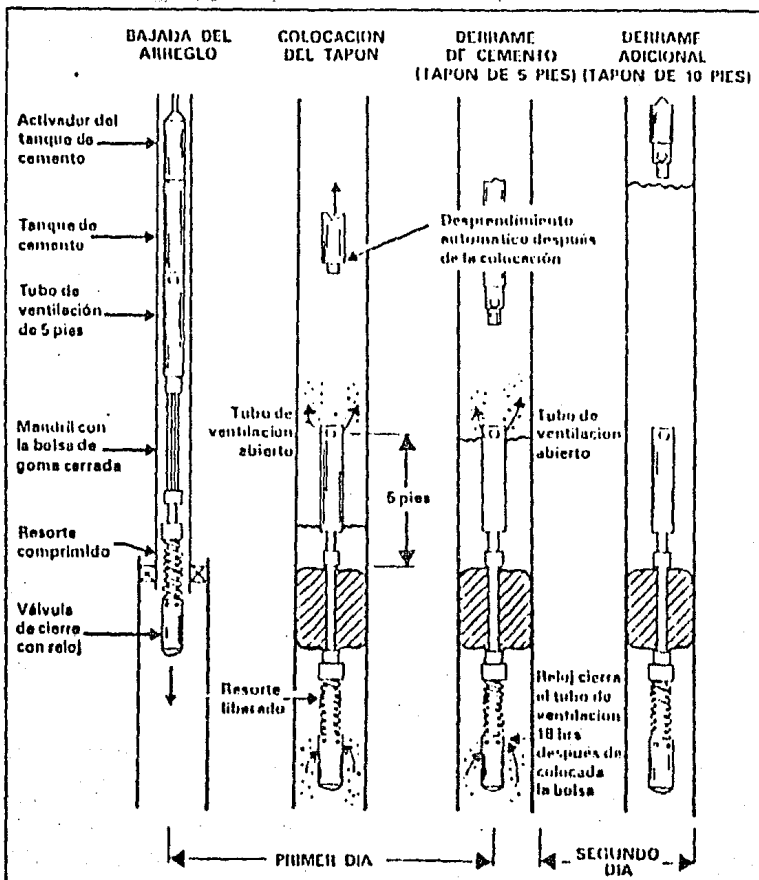


Fig. 21.- Tapón puente através de Tubería.

Detector de coples para correlación de profundidad.

La herramienta se baja a través de la tubería de producción utilizando el equipo de control de alta presión en superficie.

El pozo debe estar en condiciones estáticas: pozo cerrado y estabilizado.

Cuando el conjunto está posicionado, se pone en acción el sistema de activación del tanque eyector de cemento para forzarlo dentro de la bolsa. La bolsa se infla hasta ocupar todo el espacio interno de la tubería, derramándose el cemento excedente del mandril y el tubo de ventilación.

En ese momento se aplica una tensión adicional sobre el cable para desenganchar el tanque eyector del tubo de ventilación. En las bajadas siguientes se depositan cantidades adicionales de cemento sobre el tapón base hasta formar una altura máxima de 10 m.

El objetivo del tubo de ventilación es permitir el flujo de fluido a través del tapón durante el período de fraguado del cemento. El cemento contiene aditivos que permiten expandirlo mientras fragua, para preservar la buena adherencia entre el cemento y la tubería.

El mecanismo de reloj cierra la válvula después de 18 hrs. aislando las dos zonas de disparos. A partir de ese momento se empieza a cargar cantidades adicionales de cemento, a fin de incrementar la resistencia del tapón.

Se verifica la efectividad del tapón probando con presión y, en casos especiales, con un registro de molinete hidráulico.

Para determinar el espesor total del tapón de cemento se debe tomar en cuenta la presión diferencial máxima a la cual va a ser sometido el tapón.

4.1.5.- PROGRAMA OPERATIVO.

Se pone como ejemplo el programa operativo de la terminación del pozo Abkatún 96 de la plataforma fija Abkatún "D".

I.- ESTADO MECANICO.

1.1.- Profundidad Total.	4152.0 m.
1.2.- Profundidad Interior.	4108.0 m.
1.3.- TR'S. Cementadas.	
1.3.a.- TR. 20" K-55, 94 lb/p. BCN.	547.0 m.
1.3.b.- TR. 13 3/8" N-80, 68 lb/p. BCN.	779.0 m.
N-80, 72 lb/p. BCN.	1597.0 m.
1.3.c.- TR. 9 5/8" N-80, 47 lb/p. HDSEU.	664.0 m.
P-110, 47 lb/p. HDSEU.	1351.0 m.
P-110, 53.5 lb/p. HDSEU-P	2761.0 m.
TAC-110, 53.5 lb/p. HDSEU-P	3797.0 m.
1.3.d.- TR. 7" P-110, 32 lb/p. HDSEU	4150.0 m.
1.3.e.- B.L. 7".	1800.0 M.
1.4.- Arbol de Válvulas: Cameron Compacto 20" (3M) x 13 3/8" x 9 5/8" x 4 1/2" (5M).	

II.- COLUMNA GEOLOGICA.

Formación	Prof. Vert.	Prof. Des.
Paleoceno Superior	3347	3642

Formación	Prof. Vert.	Prof. Des.
Paleoceno Inferior	3404	3797
Brecha Paleoceno	3535	3855
Cretácico Superior	3606	3931
Cretácico Medio	3696	4036
Cretácico Inferior	3771	4120

III. OBJETIVO.

Explotar la formación Brecha Paleoceno, productora de hidrocarburos en el campo Abkatón.

IV.- INTERVALO PROBADO.	Porosidad	Saturación de Agua
3865 - 3895 m.	10 %	9 %

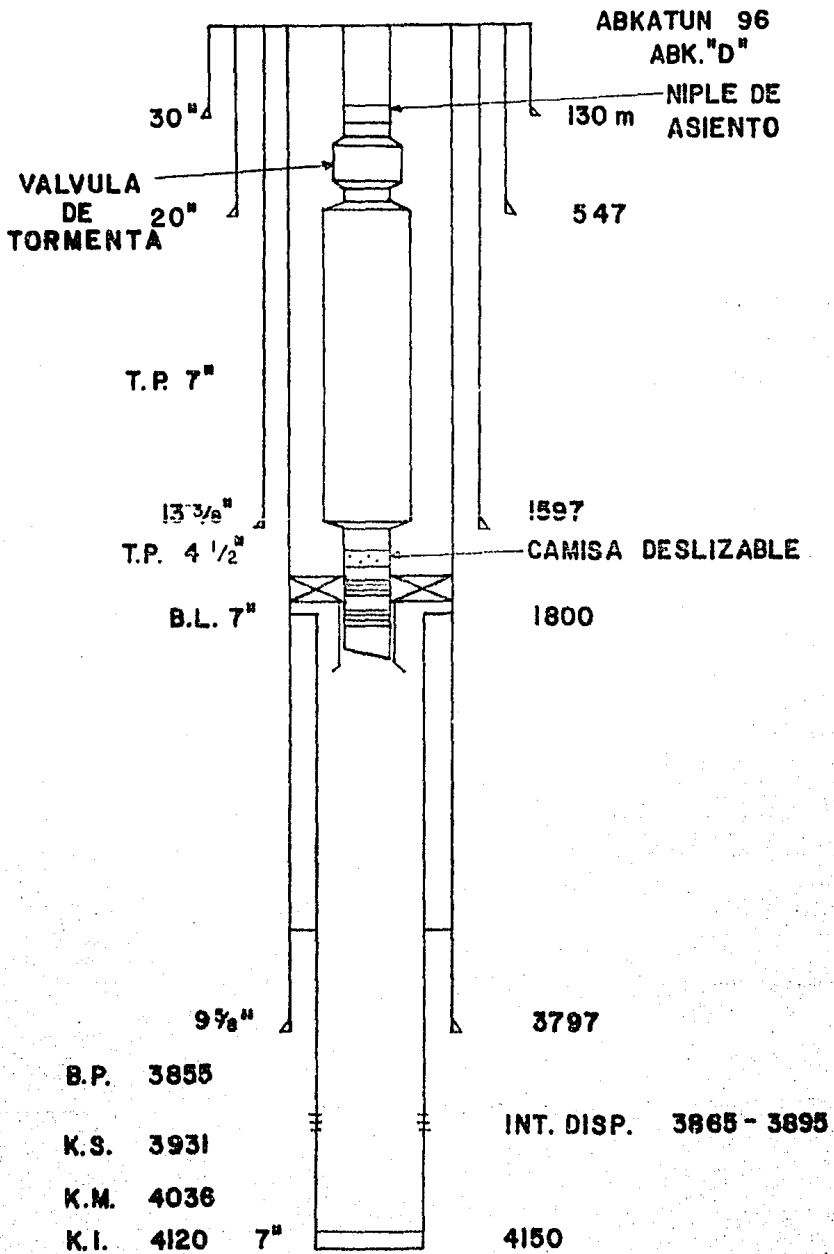
V.- PROGRAMA OPERATIVO.

- 1.- Reconocer boca de liner 7" y probar con 140 kg/cm².
- 2.- Reconocer profundidad interior₂ (Cople de Retención tipo II) a 4108 m. y probar con 140 kg/cm².
- 3.- Escariar TR'S. 9 5/8" y 7".
- 4.- Tomar registro sónico de cementación en TR. 7" y canasta calibradora 8 1/4" en TR. 9 5/8".
- 5.- Recementar en caso necesario.
- 6.- Lavar pozo con agua dulce.
- 7.- Meter empacador de producción de 9 5/8" con extensión pulida y niple campana sin tapón desprendible y anclarlo en la boca de liner 7", traslapando la cola del empacador.
- 8.- Meter aparejo de producción de la siguiente manera:
 - a).- Zapata guía 4 31/32"
 - b).- 5 Unidades selladoras 4 31/32"

- c).- Tubo espaciador 4 31/32".
- d).- Tope localizador 4 31/32" x 4 1/2" HDCS.
- e).- 1 Tramo TP. 4 1/2" C-75, 12.75 lb/p. HDCS.
- f).- Camisa deslizante 4 1/2" HDCS Cerrada.
- g).- 1 Tramo TP. 4 1/2" C-75, 12.75 lb/p. HDCS.
- h).- Combinación P. 4 1/2" HDCS x C. 7" HDSEU.
- i).- N Tramos TP. 7" L-80 26 lb/p. HDSEU.
- j).- Combinación P. 7" HDSEU x C. 4 1/2" HDCS.
- k).- 1 Tramo TP. 4 1/2" C-75, 12.75 lb/p. HDCS.
- l).- Válvula de tormenta 4 1/2" "DL" HDCS Otis.
- m).- 3 Tramos TP. 4 1/2" C-75 12.75 lb/p. HDCS.
- n).- Niple de Asiento 4 1/2" tipo "X" HDCS Otis.
- ñ).- N Tramos TP. 4 1/2" C-75 12.75 lb/p. HDCS.
- o).- Doble pin. 4 1/2" HDCS x FGDSS.
- p).- Bola Colgadora 12" x 4 1/2" FGDSS Cuello largo.

- 9.- Efectuar ajuste , llenar capacidad del aparejo con diesel, sen tar bola colgadora y probar espacio anular con 140 kg/cm².
- 10.- Desmantelar preventores.
- 11.- Instalar medio árbol de válvulas y probar con 350 kg/cm².
- 12.- Disparar intervalo 3865 - 3895 con pistolas scallop 2 1/8" -- 13 c/m.
- 13.- Inducir y limpiar pozo.
- 14.- Tomar registro estático y curvas de decremento e incremento.
- 15.- Estimular en caso necesario.

El pozo Abkatún 96 quedó terminado el día 22 de abril de 1985, como productor de aceite y gas con los siguientes datos.



Intervalo: 3865 - 3895 m.d. 3545 - 3571 m.v.

Estrangulador: 2".

Qo. = 26 240 bl/d. 4172 m³/d.

Qg. = 584 080 m³/d.

RGA= 140 m³/m³.

PTP= 60 kg/cm².

Formación: Brecha Paleocero.

4.2.- TERMINACION EN AGUJERO DESCUBIERTO.

Esta terminación se realiza cuando la longitud del agujero perforado después de la zapata, es corta; siempre y cuando la formación sea -- compacta o bien consolidada, y no presente derrumbes.

Generalmente, esta terminación se efectúa con empacador anclado en la última tubería de revestimiento cementada.

Las ventajas que presenta este tipo de terminación es que el tiempo que lleva es muy corto, además es el costo de la misma es menor y la capacidad productora del pozo es mayor.

Normalmente, se terminan pozos en el área marina en agujero descu-- bierto con una longitud de 100 m. dentro del yacimiento, pues no se tiene control en operaciones subsucuentes, tales como: Tratamientos de limpieza y toma de registros de presiones de fondo.; y no se tiene control sobre los flúidos de la formación productora, en el supuesto caso que el intervalo se invada de agua y gas, haciéndose mas difícil su reparación. También existe el riesgo de que las paredes del agujero se derrumben durante la producción del pozo, originándose taponamientos en el aparejo - de producción.

En el área marina se efectúa la terminación en agujero descubierto, sobre todo en algunas áreas de los campos Cantarell y Ku. Esto se debe a la existencia de un cuerpo calcáreo perteneciente al Eoceno Medio, - fenómeno geológico regional que se presenta en varios pozos.

Para aislar la zona de presión anormal se cementa la TR. 9 5/8" -- aproximadamente 20 m. arriba de la cima del Eoceno Medio. Posteriormente se atraviesa este cuerpo con lodo de baja densidad 1.10 - 1.15 gr/cc. y se cementa la TR. 7" en la cima de la Brecha del Paleoceno. Después - se perfora 100 m. dentro del yacimiento (Brecha Paleoceno) y se efectúa la terminación en agujero descubierto. Se ha intentado atravesar -- el Eoceno Medio en varios pozos con lodo de emulsión inversa sin éxito, por las continuas pérdidas de circulación. atrapamiento de sarta y pescados de tuberías.

Existe la alternativa de cementar la TR. 4 1/2" para proteger el ya cimiento. Sin embargo, la experiencia ha mostrado que debido a la des--viación de los pozos, se presentan problemas en la toma de registros -- geofísicos, en los disparos de las zonas seleccionadas, en la toma del registro estático y curvas de decremento e incremento, y en el muestreo de fluidos para análisis PVT. Además se presentan dificultades para cementar la TR. corta de 4 1/2".

En la parte central del Campo Cantarell, en los primeros pozos del área, era práctica común terminar los pozos en agujero descubierto. Al continuar con el desarrollo del campo, se creó el casquete secundario - de gas, producido por la segregación gravitacional que ocurre en el yacimiento. Esto ha originado que en época reciente se estén profundizando esos pozos para alejarse del casquete, adecuando el agujero con tube

ría de 4 1/2".

Los empacadores de producción que se usan en esta terminación son de 9 5/8", con accesorios de " ccla ". Llevan un tapón desprendible, -- alojado en el niple campana, para proteger la zona productora, y así -- introducir el aparejo de producción sin riesgo alguno durante la eliminación de los preventores e instalación del medio árbol de válvulas.

4.2.1.- PROGRAMA OPERATIVO.

Para ejemplificar el programa operativo que se utiliza en la terminación en agujero descubierto se muestra el programa del pozo Cantarell 283 de la plataforma fija Akal "P".

I.- ESTADO MECANICO.

1.1.- Profundidad Total	2799.0
1.2.- Profundidad Interior	2557.0
1.3.- TR'S. Cementadas.	
1.3.a.- TR. 30" hincada.	130.0
1.3.b.- TR. 20" K-55, 94 lb/p. BCN.	497.0
1.3.c.- TR. 13 3/8" K-55,68 lb/p. VAM.	1308.0
1.3.d.- TR. 9 5/8" C-75, 47 lb/p. HDSEU.	1323.0
P-110, 53.5 lb/p. HDSFJ-P	2512.0
1.3.e.- TR. 7" P-110, 3 21b/p. HDTS.	2797.0
1.3.f.- B.L. 7".	1601.0
1.4.- Arbol de Válvulas: Cameron Compacto 20" (3M) x 13 3/8" x 9 5/8" x 4 1/2" (5M).	

II.- COLUMNA GEOLOGICA.

Formación	Prof. Vert.	Prof. Des.
Eoceno Medio	2210	2465
Eoceno Inferior	2285	2514
Paleoceno Superior	2440	2688

III.- OBJETIVO

Explotar la cima de la Brecha Paleoceno.

IV.- INTERVALO PROPUESTO.

(2797 - 2950) m.d. Aguj. Descubierta.

V.- PROGRAMA OPERATIVO

- 1.- Perforar hasta 2950 m. con barrena de 5 7/8".
- 2.- Tomar registros Doble laterolog, Densidad Compensado, Neutron Compensado, Sónico de Porosidad y Sónico de Cementación en -- TR.7".
- 3.- Correr canasta calibradora de 8 5/16" en TR. 9 5/8" .
- 4.- Meter empacador de producción Otis de 9 5/8" "WD" con extensión rugosa, traslapando el niple campana con la boca del liner. (Ni ple campana con tapón desprendible.
- 5.- Introducir el aparejo de producción de la siguiente manera:
 - a).- Zapata guía 4 31/32" 8 hrr. Otis.
 - b).- 5 Unidades selladora 4 31/32" 8 hrr. Otis.
 - c).- Tubo espaciador 4 31/32" 8 hrr. Otis.
 - d).- Tope localizador 4 31/32" 8 hrr. x 4 1/2" HDCS Otis.
 - e).- 1 T. TP. 4 1/2" C-75, 12.75 lb/p. HDCS.
 - f).- Camisa deslizable 4 1/2" tipo "X" HDCS Otis (Cerrada).

- g).- 1 T. TP. 4 1/2" C-75, 12.75 lb/p. HDCS.
 - h).- Combinación P. 4 1/2" HDCS x C. 7" HDSEU.
 - i).- N Tramos TP. 7" L-80 26 lb/p. HDSEU.
 - j).- Combinación P. 7" HDSEU x C. 4 1/2" HDCS.
 - k).- 1 Tramo TP. 4 1/2" C-75 12.75 lb/p. HDCS.
 - l).- Válvula de Tormenta 4 1/2" "DL" HDCS Otis.
 - n).- 3 T. TP. 4 1/2" C-75 12.75 lb/p. HDCS.
 - m).- N tramos TP. 4 1/2" C-75 12.75 lb/p. HDCS.
 - ñ).- Doble pin. 4 1/2" HDCS.
 - o).- Bola colgadora 12" x 4 1/2" HDCS Cameron cuello largo.
- 6.- Efectuar ajuste, lavar pozo con agua dulce, llenar aparejo con diesel, sentar bola colgadora y probar espacio anular con 140 kg/cm².
 - 7.- Desmantelar preventores e instalar medio árbol, probar con 350 kg/cm².
 - 8.- Desprender tapón desechable y efectuar prueba de admisión.
 - 9.- Inducir y limpiar pozo.
 - 10.- Tomar registro de presiones de fondo (Estático y curvas de decremento e incremento).
 - 11.- Estimular en caso.

El pozo Cantarell 283, terminó el día 10 de julio de 1985, como productor de aceite y gas, en las siguientes condiciones:

Intervalo: 2797 - 2950 m.d. (Agujero Descubierto).

2538 - 2673 m.v.

Estrangulador: 2"

Qo. = 13 500 bl/d. 2145 m³/d.

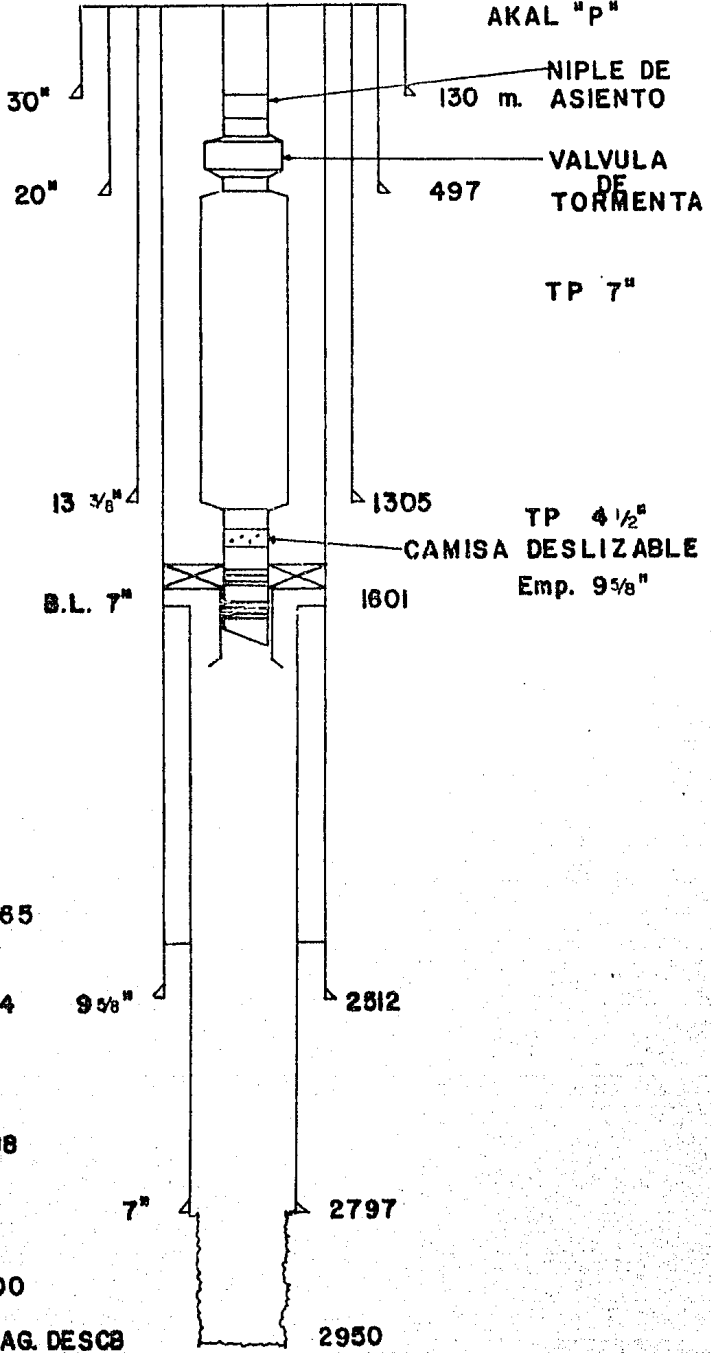
Qg. = 171,600 m³/d.

RCA = 80 m³/m³.

Formación: Brecha Paleocenc.

CANTARELL 283

AKAL "P"



CAPITULO V

EQUIPO EMPLEADO EN AMBAS TERMINACIONES

La Selección del equipo a emplear es una parte muy importante del proceso de terminación de un pozo, pues dependiendo de las características de la misma se escogerán las herramientas adecuadas.

Hay que tomar en cuenta si la terminación es en un:

- a).- Pozo exploratorio o de desarrollo.
- b).- Pozo inyector o productor.
- c).- En agujero entubado o descubierto.
- d).- Diámetro del aparejo de producción.
- e).- Tipo de empacador y profundidad de anclaje.
- f).- Características de los fluidos por producir.
- g).- Si el pozo producirá por la energía natural del yacimiento o necesitará de medios artificiales de producción.
- h).- Características de la tubería de producción respecto a la presión de colapso, presión interna, resistencia a la tensión.

En este capítulo se describen las herramientas que se utilizan en las terminaciones de los pozos del Area Marina. Se explican cuales son sus funciones, procedimiento de operación y modelos empleados.

5.1.- ESCARIADOR.

Esta herramienta se emplea para remover partículas de cemento, enjarre de lodo y óxido que están adheridos a la tubería de revestimiento; antes de correr canastas calibradoras, empacadores de producción, retenedores de cemento o herramientas recuperables.

Su selección se programa de acuerdo al diámetro y peso de la tubería de revestimiento. Como las cuchillas del escariador son expulsadas.

por un resorte, si no se toman en cuenta los datos mencionados, podría suceder que no se alcance el objetivo.

5.2.- CANASTA CALIBRADORA.

Se utiliza para calibrar el diámetro interior de la tubería de revestimiento antes de correr retenedores de cemento, empacadores permanentes o recuperables, o para desvío.

El objetivo es asegurarse que las herramientas lleguen a la profundidad programada sin anclarse prematuramente, y pueden ser introducidos con tubería de perforación.

5.3.- ARBOL DE VALVULAS.

Es el conjunto de cabezales y válvulas instaladas en la parte superior del pozo

Su función principal es manejar con seguridad la presión del flujo del pozo durante la perforación, terminación y producción del mismo.

Para seleccionar las características del árbol de válvulas se toman en cuenta:

- 1).- Columna Geológica.
- 2).- Programa de tubería de revestimiento.
- 3).- Profundidad del objetivo.
- 4).- Medios para su instalación.
- 5).- FLUIDOS que se esperan manejar.
- 6).- Presión Máxima de trabajo.

Contando con los datos anteriores, se puede elaborar el diseño óp-

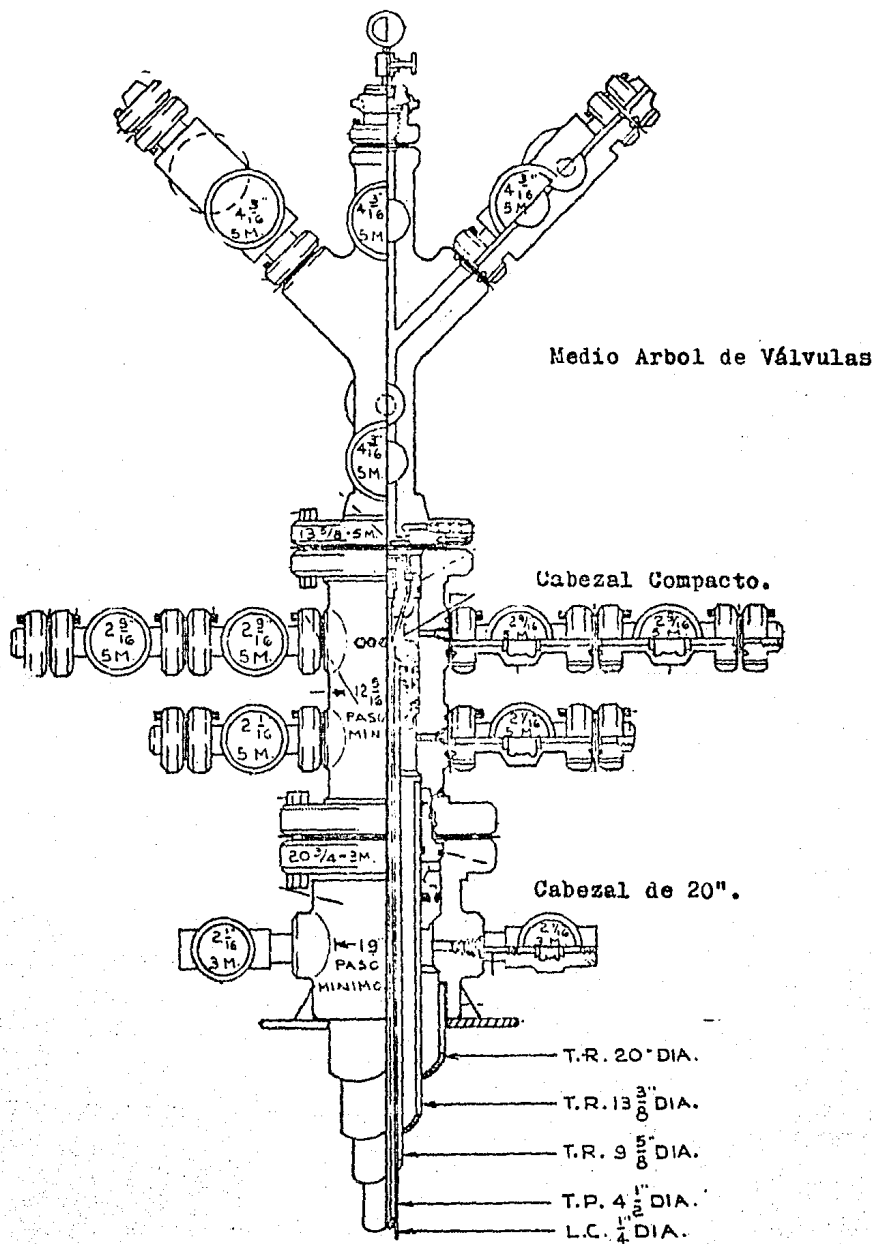


Fig. 24.- Arbol de Válvulas Marino.

timo del conjunto de válvulas, para contrarrestar cualquier presión anormal esperada en la columna geológica.

La serie de un árbol significa la presión máxima de trabajo a la que se someterá durante la perforación.

Las series empleadas en la Zona Marina son:

- a).- S-1500 con $PMT = 350 \text{ kg/cm}^2$. (pozos de desarrollo en plataforma fija).
- b).- S-2900 con $PMT = 700 \text{ kg/cm}^2$. (pozos exploratorios y de desarrollo en plataformas Fijas, Autoelevables y Tetrápodos).
- c).- Series Especiales (Pozos exploratorios con Barcos Perforadores y Plataformas Semisumergibles).

S-1500 cabezales 30" y 20" con $PMT = 350 \text{ kg/cm}^2$.

S-2900 cabezales de 18 3/4" y 16 3/4" con $PMT = 700 \text{ kg/cm}^2$. para 2 y 3 colgadores de tuberías.

Las series especiales corresponden a pozos que se perforan con barcos o plataformas semisumergibles. Se instalan en el fondo marino. Los cabezales de 30" y 20" pertenecen a la serie S-1500. Están reforzadas para soportar la carga del conjunto de preventores, conectores hidráulicos y conductor marino que pesan aproximadamente 70 tons. Los cabezales de 18 3/8" y 16 3/4" son serie S-2900. Se apoyan sobre los cabezales de 30" y 20" respectivamente. Tienen preparación para 2 o 3 colgadores dependiendo del programa de tuberías de revestimiento.

De acuerdo con las series mencionadas, los árboles que se manejen en el área son:

- a).- S-1500

20" (3M) x 13 5/8" Compacto x 4 1/2" (5M).

20" (2M) x 13 5/8" x 9 5/8" x 7 1/16" x 3 1/2" (5M)

20" (2M) x 13 5/8" x 8 7/16" x 4 1/2" (5M).

b).- S-2900

20" (3M) x 13 5/8" x 9 5/8" (5M) x 7 1/16" x 3 1/2" (10M).

c).- Series Especiales.

30" (5M) x 18 3/4" (10M) con colgadores para 13 5/8", 9 5/8" y 7" de paso completo o para TP.

20" (5M) x 16 3/4" (10M) con colgadores para 10 3/4" y 7 5/8" de paso completo o para TP.

20" (5M) x 16 3/4" (10M) con colgadores para 10 3/4" y 7 5/8" de paso completo.

Las marcas utilizadas son:

- 1.- Cameron
- 2.- FIP
- 3.- EPN
- 4.- FMC (barcos)
- 5.- Vetco (barcos)
- 6.- National (barcos)
- 7.- Cameron (barcos)

Enseguida se explicará el proceso de instalación de un árbol de -- válvulas superficial. El sistema submarino de cabezales ya se ha des-- crito anteriormente.

El primer cabezal se instala sobre la TR. 20". Puede ser soldable o roscable. De acuerdo con la experiencia adquirida en el área, se usa mas frecuentemente el cabezal soldable eliminando los problemas de --

ajuste que origina el roscable.

Para instalar el cabezal de 20" después de cortar y biselar el tubo, se precalienta la zona a soldar aproximadamente a 150° C; se puntea con soldadura a 180° por dentro y por fuera; posteriormente se aplican de 3 a 4 cordones de soldadura y se deja enfriar lentamente. Se prueba la soldadura con 80 % de la presión de colapso (generalmente - con 35 kg/cm².)

La siguiente etapa corresponde a los diámetros de 13 3/8" o 16". Se ancla la tubería con las cuñas respectivas, cargando 2/3 partes del paso de la TR. libre , para energizar la sección de sellos. El peso restante queda como reserva para tensionar cuando se necesite recuperar - las cuñas. Sin embargo, en muchas ocasiones no es posible activar el - empaque de las cuñas, pues la TR. se cementa hasta superficie.

Posteriormente se instale la brida doble sello c el bonete soldable dependiendo de la marca del árbol , cuyo objetivo es reforzar la seguridad del espacio anular 20" - 13 3/8".

Después, en los pozos de desarrollo, se coloca el cabezal compacto. Sustituye al carrete de la tubería intermedia y al de producción. Esto ahorra tiempo de operación , pues el conjunto de preventores de 13 5/8" se instala una sola vez. Además, el espacio que ocupa es menor; está - diseñado así por la limitación de altura que existe en el piso de producción.

En la parte intermedia del cabezal compacto existen dos válvulas - laterales para el acceso al espacio anular 13 5/8" - 9 5/8". Algunos - modelos poseen también, cuatro opresores que activan el ensamble sello.

Por dentro tiene el perfil necesario para asentar el colgador y ensamble sello de 9 5/8".

La brida superior de 13 5/8" cuenta con 12 opresores que energizan el empaque del colgador de producción.

La siguiente etapa corresponde el diámetro de 9 5/8". La tubería de revestimiento se ancla con el colgador ranurado que se asienta dentro del cabezal compacto. Se enrosca en la junta superior de la TR. -- En la parte superior, dependiendo de la marca, tiene caja o piñón conrosca listón para conectar la herramienta soltadora. El exterior se encuentra ranurado con objeto de prevenir una contra presión en superficie al cementar.

Después de sentar el colgador, se cementa la TR., se lava el exceso de cemento en el espacio anular y se recupera la herramienta soltadora.

Enseguida se baja el ensamble sello. Sirve para aislar el espacio anular 13 3/8" - 9 5/8". Se instala sobre el colgador y se energiza -- aplicando un par de apriete de 15,000 lbs-pie. Otro tipo de ensamble -- sólo se asienta sobre el colgador. Para activarlos, primero se aprietan los opresores, y luego se inyecta grasa plástica. La presión de -- prueba es 350 kg/cm².

Cuando por algún motivo la T.R. no llega al fondo, se instalan los accesorios de emergencia (cuñas y ensamble sello).

Para anclar el aparejo se usa el colgador de producción. Se instala dentro del cabezal compacto, sobre el ensamble sello. Posee el orificio para instalar la línea de control de la válvula de tormenta. En

el interior tiene la rosca donde se coloca la válvula de contra presión tipo "H". En el exterior tiene el empaque que aísla el espacio anular - 9 5/8" aparejo de producción. Arriba del empaque se coloca el anillo de activación. Este aro cuenta con un chafan cuyo ángulo es igual al de la punta del opresor. El yugo al apretarse, desliza hacia abajo el anillo, energizando el sello de la bola colgadora.

El medio árbol de producción tiene dos válvulas maestras (una mecánica y otra neumática), la válvula de sondeo y dos ramas de producción. Cada rama lateral cuenta con una válvula mecánica y otra con accionador. Las ramas no están diseñadas del modo tradicional es decir 90° respecto al cuerpo del medio árbol; sino que forman un ángulo de 120°, para reducir la pérdida por fricción y el desgaste producidos por el cambio de dirección que sufren los fluidos.

5.4.- NIPLE DE ASIENTO.

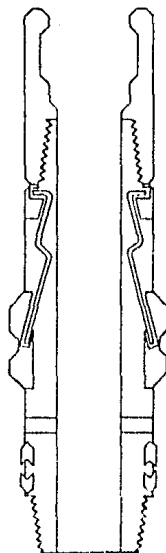
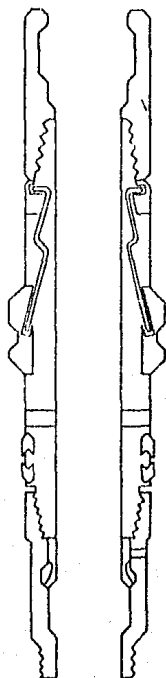
Es una herramienta que sirve para alojar tapones ciegos y registradores de fondo, que se instalan y recuperan con línea de acero.

Su objetivo principal es efectuar reparaciones menores en el árbol de producción o en las líneas superficiales, sin la necesidad de controlar el pozo.

Consta de dos secciones: Un perfil donde anclan las cuñas, y un área de sello donde trabaja el empaque.

Se clasifican en: Niples de paso completo, y de paso reducido.

El niple de paso completo se llama así porque pueden colocarse varias unidades en el mismo aparejo, siempre y cuando sus diámetros in-



Niple de Paso Completo.

Niple de Paso Reducido.

Fig. 25.- Niples de Asiento.

teriores sean compatibles. Pueden alojar tapones ciegos, registradores de presión de fondo y válvulas de seguridad.

La herramienta soltadora localiza el niple y ancla las cuñas en el perfil respectivo, empacando el elemento de sello.

El último niple que se instala en el aparejo es generalmente, el niple de paso reducido. Esto se debe a que tiene una reducción en la parte inferior.

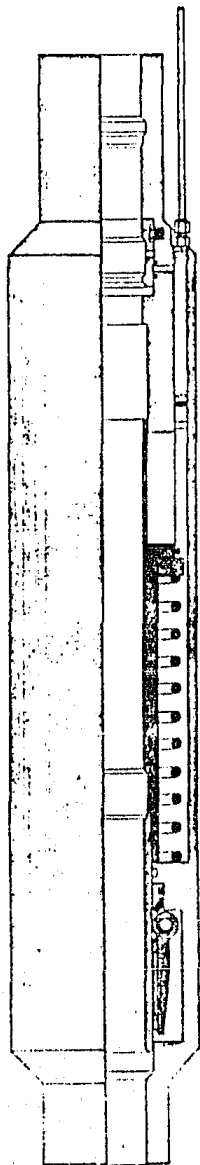
La herramienta soltadora es similar a la del tipo selectivo. Existen dos diferencias: la primera consiste en que los candados del tapón poseen un chaflán que les permite pasar a través de los niples selectivos sin activarse. La segunda es que tienen un tope que asienta en la reducción del diámetro interior. Se usan para probar el aparejo de producción, anclar empacadores y aislar horizontes productores en terminaciones selectivas.

El modelo que más se utiliza en el área marina es el niple de paso completo tipo "X" Otis.

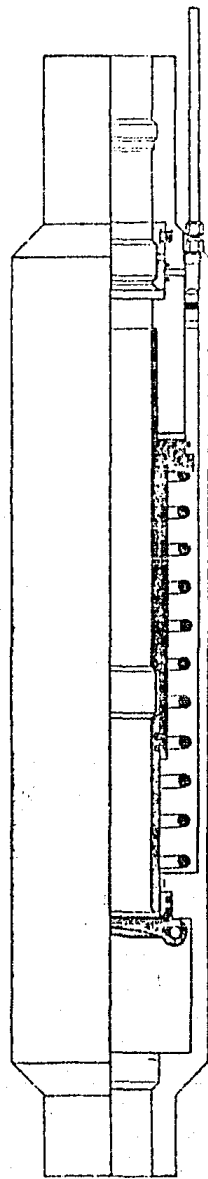
5.5. VALVULA DE TORMENTA.

Este accesorio de terminación es una herramienta diseñada para cerrar el pozo cuando ocurra un accidente en la plataforma. Se instala aproximadamente a 150 m. de profundidad. Se encuentra cerrada en condiciones normales. Para abrirla, es necesario suministrar presión hidráulica con el panel de control ubicado en superficie.

Se compone de cuatro partes principales: el pistón actuador, un resorte, la camisa deslizante y el elemento obturador.



Abierta.



Cerrada.

Fig. 26.- Válvula de Tormenta.

El pistón, activado por la presión, desliza la camisa hacia abajo. Al moverse hacia abajo, la camisa gira el obturador permitiendo el flujo. Cuando se releva la presión, el resorte impulsa la camisa hacia arriba y el obturador regresa a su posición, obstruyendo el flujo.

El elemento obturador puede ser una esfera o una charnela.

La presión normal de trabajo es de 140 kg/cm^2 . arriba de la presión del pozo. La máxima presión diferencial que soporta es de 420 kg/cm^2 .

La presión hidráulica se suministra a través de una línea de $1/4$ " de diámetro que va sujeta a la tubería de producción con unos hules protectores.

Un accesorio adicional que posee la válvula es el seguro de bloqueo permanente. Es una camisa que acciona un seguro, el cual impide que el elemento obturador regrese a su posición original, manteniéndola abierta. Esta operación se realiza antes de instalar una válvula de tormenta recuperable con línea de acero.

Los modelos que se usan en la Zona Marina son:

1.- Baker.

Modelo "UL" (de esfera).

Modelo "FVL" (de charnela)..

Modelo "FVLE" (de charnela con sistema de igualación de presiones).

2.- Otis.

Modelo "DL" (de esfera).

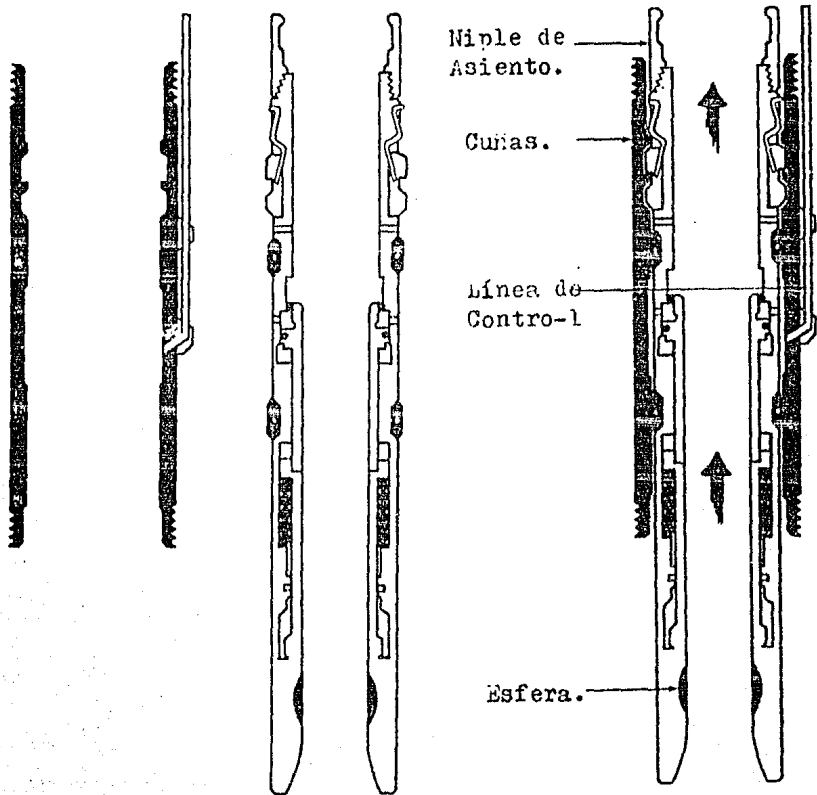


Fig. 27.- Válvula de Tormenta instalada con línea de acero.

Modelo " Serie 10 " (de esfera o charnela).

Modelo "DK" (de esfera y recuperable con línea de acero.)

3.- Camco.

Modelo " TRDP 1-A " (de charnela).

Modelo " WRDP-1 " (de charnela y recuperable con línea de ace
ro).

5.6.- VALVULA DE CIRCULACION.

Es una herramienta que establece la comunicación entre el espacio anular y el aparejo de producción, en la zona ubicada arriba del empa
dor.

Se emplea para controlar el pozo antes de recuperar el aparejo, --
efectuar inducciones con nitrógeno, etc.

Consta de un niple externo y una camisa deslizable interior. El sello entre ambos se produce con dos juegos de empaques colocados arriba y abajo de los orificios de circulación.

En la sección superior posee un perfil de niple de paso completo.--
El objetivo es el de instalar un tapón ciego cuando se quiere probar el
aparejo de producción.

Los modelos que se utilizan en la Zona Marina son:

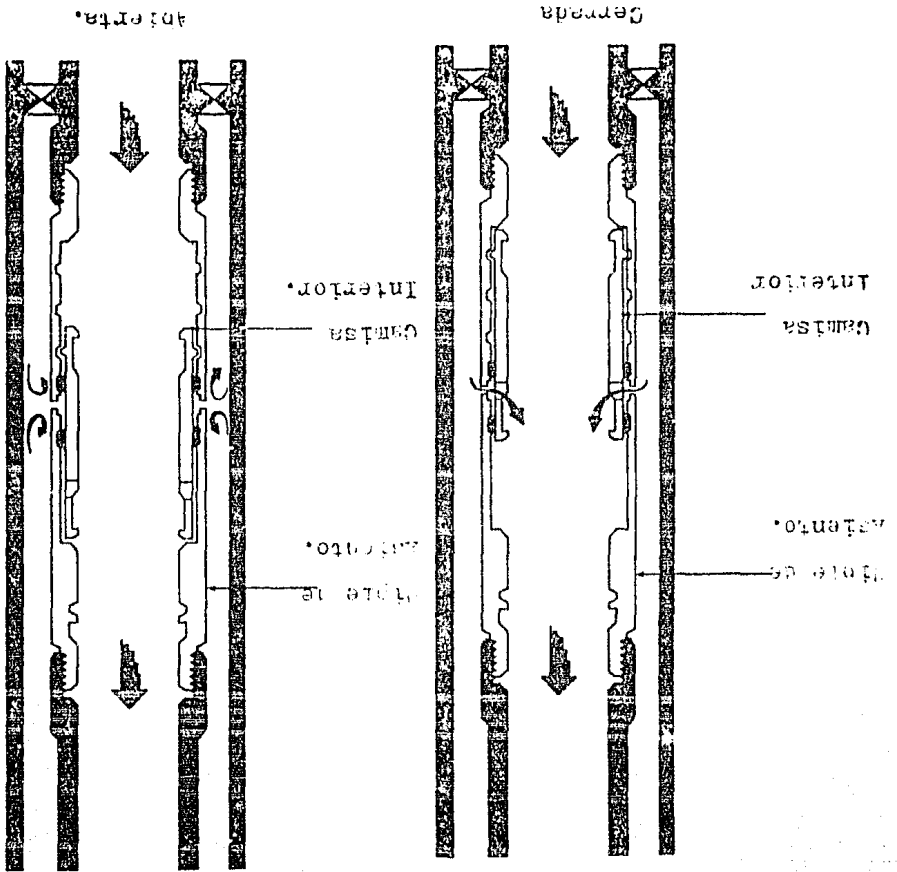
1.- Baker Modelo "L".

2.- Otis Modelo "XA".

5.7.- EMPACADOR DE PRODUCCION.

Es una herramienta que colocada apropiadamente, crea un sello entre

Fig. 20. - VALVULA DE CONTROL



el aparejo de producción y la tubería de explotación, protegiéndola -
contra la acción corrosiva y presión de los fluidos del yacimiento, -
al desviar el flujo al interior de la T.P.

Sus principales funciones son:

Proporcionar un control efectivo en pozos de aceite y gas; prote-
ger la tubería de revestimiento cuando existan altas presiones de pro-
ducción o inyección de fluidos; proteger la tubería de revestimiento-
contra agentes corrosivo que la dañen; permite colocar fluidos de con-
trol en el espacio anular, reduciendo la presión diferencial a la que
está sujeto el aparejo de producción; y permitir la mezcla de agentes
anticorrosivos en el fluido de control para preservar las tuberías.

Normalmente está constituido por una zona pulida, dos secciones -
de cuñas y un elemento de sello.

La zona pulida proporciona un área de trabajo para las unidades -
multi "V", con objeto de formar un sello entre el empacador y el apa-
rejo de producción.

La sección de cuñas adhiere el empacador a las paredes de la tube-
ría de revestimiento y permite que se energize el empaque.

El elemento de sello aísla las zonas superior e interior del empa-
cador. Está elaborando con hule especial, cuyas características depen-
den de las condiciones de trabajo (350 kg/cm².y 90° C; 560 kg/cm². y
175° C; 700 kg/cm². y 200° C.)

Algunos de los parámetros que deben considerarse al elegir el em-
pacador adecuado durante la terminación del pozo son:

- 1.- Presión del pozo.
- 2.- Cambios de presión durante operaciones de inyección, estimulación, inducción, con nitrógeno, etc.
- 3.- Temperatura del pozo.
- 4.- Existencia de agentes corrosivos.
- 5.- Reparaciones futuras.
- 6.- Gasto de fluidos esperado.

Los empacadores de producción se clasifican en: Permanentes, Semi permanentes y Recuperables.

El empacador permanente es aquel que una vez anclado no se puede recuperar. Está fabricado con material perforable. Puede anclarse por medios hidráulicos, mecánicos o con cable de registros.

El empacador semipermanente posee características similares al -- del tipo permanente. Adhiere a las paredes de la tubería de revestimiento con dos juegos de cuñas que tienen los dientes opuestos y empa ca independientemente del peso del aparejo de producción. Se ancla -- por medios hidráulicos, mecánicos o con cable de registros, sin embar go, no está construido con material perforable, por ello, puede recu perarse sin dañarlo.

El empacador recuperable es una herramienta que se introduce al - pozo y puede anclarse a diferentes profundidades. Únicamente se corre con tubería de perforación o producción.

Se utiliza para localizar roturas en la tubería de revestimiento- pruebas de alijo, recementaciones y pruebas de producción.

Los empacadores permanentes que se emplean en el área marina son:

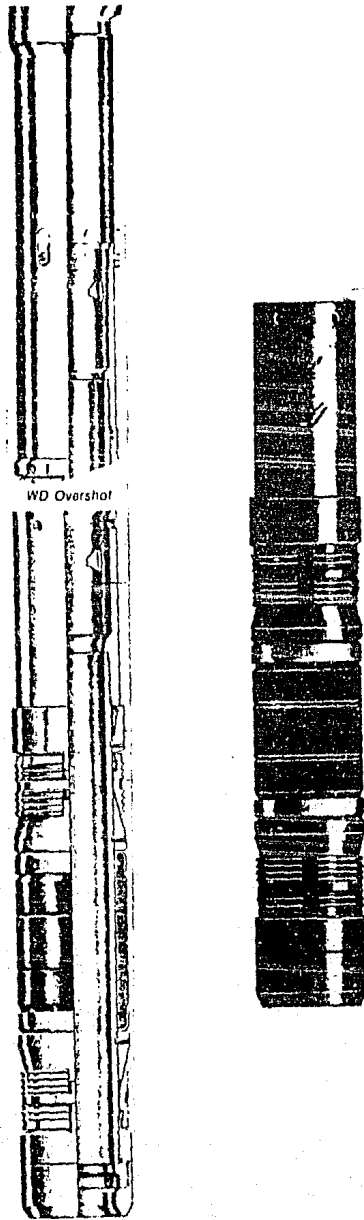


Fig. 29.- Manacador de produccion.

1.- Baker.

Modelo "D" (7" y 4 1/2").

Modelo " F-1 " (7" y 4 1/2" con mayor D.I. para usar pistolas mas grandes).

Modelo "DB" (9 5/8" con cola).

Modelo " FB-1 " (7" con cola para pozos inyectoros).

Modelo " DW-1 " (9 5/8" y 7" para anclar cucharas de desvío).

2.- Otis.

Modelo "WD" (9 5/8" con cola).

5.8.- ACCESORIOS DEL EMPACADOR PERMANENTE.

Los empacadores permanentes de mayor uso en el área son:

- a).- Empacador " DB ".
- b).- Empacador " FB-1 ".
- c).- Empacador Permadril W-D.

Todos son de anclaje hidráulico y requieren $\pm 225 \text{ kg/cm}^2$. de presión para activar el sistema de cuñas que los adhiere a la tubería de revestimiento. Su grado de confiabilidad es aceptable.

Los accesorios que llevan como cola son los siguientes:

a).- Sección Pulida.- Amplía la sección de sello donde empacan -- las unidades multi "V" . Esto permite compensar la elongación o contracción del aparejo de producción que ocurre durante las operaciones de inducción, estimulación, fracturamiento, etc.

b).- Sección rugosa.- Sirve para pescar la ccla del empacador con

el dispositivo de pesca que posee el milling tool.

c).- Niple de Asiento.- Es un accesorio que se instala en la parte inferior de la sección rugosa. Ahí se puede alojar el tapón ciego cuando se repare el medio árbol o se necesite recuperar el aparejo de producción.

d).- Niple campana con tapón desprendible.- Se coloca en la parte final de la cola del empacador sirviéndole como guía al introducirlo en el pozo. En su interior posee un bisel para prevenir que se atoren las pistolas durante la etapa de disparos, o los medidores de presión de fondo con los cuales se toman el registro estático y las curvas de decrecimiento e incremento.

En ocasiones, cuenta con un tapón expulsable ciego sujeto con varios pernos de corte que permiten ajustar la presión de desprendimiento. Se usa cuando el pozo ha sido disparado previamente, o la terminación es en agujero descubierto.

5.9.- EMPACADOR RECUPERABLE.

Recibe el nombre de empacador recuperable porque puede anclarse varias veces en la misma corrida.

Está fabricado con material no molible, razón que limita su uso. Las principales operaciones en las que se utiliza son: Localización de roturas de tuberías de revestimiento, pruebas de alijo en bocas de tuberías cortas, recementaciones, pruebas de producción y estimulaciones.

Para correr un empacador recuperable es necesario escariar la tu-

bería de revestimiento y conocer el diámetro y peso de la sección de tubería donde se anclará.

Está compuesto de tres secciones:

La junta de circulación, la junta de seguridad y el cuerpo del empacador.

La junta de circulación permite meter el empacador, sin crear una contra presión en el fondo, al dejar pasar el fluido que hay en el poso a través del cuerpo y salir por los orificios de la junta hacia el espacio anular. Está controlada por un candado tipo "J", por lo cual se puede correr abierta, y cerrarla cuando se carga peso al anclar el empacador.

La junta de seguridad sirve para desconectar el empacador de la -tubería de perforación, en caso que el empacador se queda atorado.

El cuerpo del empacador está constituido por: las cuñas mecánicas, las cuñas hidráulicas, el elemento de sello y los flejes.

Las cuñas mecánicas se activan al girar la sarta. Están orientadas hacia abajo, impidiendo que la herramienta se deslice. Sin embarco, no evitan que se levante, por lo que es necesario, cargar peso al efectuar cualquier operación.

Las cuñas hidráulicas sólo se activan cuando se represiona la tubería. Y se contraen al relevar la presión. Están orientadas hacia arriba, impidiendo que el empacador suba por efecto de la contra presión.

El elemento de sello es un empaque que aísla la presión en el espa

cio anular.

Los flejes están colocados en la parte inferior del cuerpo del empacador, evitan que gire al rotar la tubería durante el anclaje.

El proceso de anclaje es el siguiente.

- 1.- Se acondiciona el lodo perfectamente antes de meter el empacador.
- 2.- Se corre el empacador hasta la profundidad programada a una velocidad promedio de 60 seg. por linga.
- 3.- Se verifica el peso de la sarta subiendo y bajando.
- 4.- Se gira la tubería 15 vueltas a la derecha, en etapas de cinco. El número de vueltas se ajusta de acuerdo a la relación - de 3 por cada 1000 m. de profundidad.
- 5.- Se cargan 10 tons. de peso para energizar el empaque y efectuar el sello con la tubería de revestimiento.
- 6.- Se efectúa la operación.
- 7.- Para desanclar se elimina el peso cargado sobre el empacador - hasta alcanzar el peso subiendo.
- 8.- Se giran 15 vueltas a la izquierda para contraer las cuñas.

5.10.- TAPONES DE ABANDONO TEMPORAL O PERMANENTE.

Se Utilizan durante las etapas de perforación, terminación, reparación o en el abandono del pozo. Sus funciones principales son: Aislar zonas de gas, de agua salada, con pérdida de circulación e improductivas para cambiar las conexiones superficiales de control o reparar el árbol de válvulas.

Se corren en el pozo con tubería de perforación, cable de registros y en la cola del empacador de producción.

Los tapones que se usan en el área son:

- a).- Retenedor de cemento.
- b).- Tapón D.R.
- c).- Tapón desprendible.
- d).- Tapón desechable tipo "B".
- e).- Tapones de cemento.

a).- Retenedor de cemento.

Sus funciones principales son:

Recementar zonas de pérdida de circulación, intervalos disparados, intervalos improductivos y roturas en tuberías de revestimiento.

Se clasifican en dos categorías:

Tipo válvula de contra presión (aísla la presión que proviene de la parte inferior del retenedor) y tipo válvula balanceada (aísla la presión que proviene tanto de la parte superior como de la inferior). En la Zona Marina se utiliza sólo el segundo tipo.

Están contruidos de acero perforable, aluminio o bronce. Por ello son fácilmente molibles. Los de acero son los más usados por su mayor-resistencia contra la corrosión.

Se ancla por medio hidráulicos, mecánicos o cable de registros. En el área marina se usa el medio mecánico, es decir, corridas con tubería de perforación. Se debe a que los pozos son desviados.

Por sus características, el retenedor ofrece la ventaja de probar

la T.P. antes de efectuar la recementación. Además, permite probar el espacio anular.

Los modelos que se emplean en el área marina son:

1.- Baker Mercury "K" (13 3/8", 9 5/8", 7" y 4 1/2").

2.- Howco Ez Drill (13 3/8", 9 5/8", 7" y 4 1/2").

b).- Tapón D.R.- Es una herramienta mecánica que se aloja en la parte superior de un empacador permanente mod. "D". Se sujeta al empacador con un candado, cargándole de 3 - 4 tons. de peso . Después de cargar peso, se rompen los pernos de corte que lo conectan al soldador. Puede probarse con 350 kg/cm^2 . en ambos sentidos.

c).- Tapón desprendible.- Se coloca en la parte inferior del empacador de producción de 9 5/8", que se emplea en la terminación de los pozos de desarrollo del área. Se sujeta al niple campana con pernos de bronce, calibrados a 35 kg/cm^2 . cada uno. Esto permite ajustar la presión a la que se desprende.

Se emplea cuando el empacador se corre después de haber efectuado los disparos o en la terminación en agujero descubierto. El objetivo es tener protección del pozo durante la introducción del aparejo, el desmantelamiento de preventores e instalación del medio árbol.

d).- Tapón desechable tipo "B".- Se aloja en la parte inferior del empacador permanente 9 5/8" Mod. "D". Se instala desenroscando el aro que sujeta las cuñas inferiores, luego se introduce el tapón tipo "B" en la sección pulida y posteriormente rosca nuevamente el aro sujetador. Soporta hasta 350 kg/cm^2 . de presión en el sentido de abajo hacia

arriba.

También se usa cuando ya se han efectuado los disparos o se termina el pozo en agujero descubierto.

Se desprende cargando 1 - 2 tons. de peso con el extremo inferior del aparejo de producción.

e).- tapón de cemento.- Son tapones colocados a través de tubería de perforación con cemento.

Se coloca muy fácilmente, cuidando únicamente el tiempo bombeable en base a la profundidad.

5.11.- ACTUADOR NEUMATICO.

Es un dispositivo que se instala en tres válvulas del medio árbol: una maestra y dos laterales. Opera cada válvula automáticamente y a -- control remoto. La finalidad es cerrar el pozo cuando suceda un abatimiento repentino de presión o un siniestro que provoque el abandono -- de la plataforma.

Se conecta al panel de control general a través de una línea de -- alimentación de 1/4". El panel está unido a un sensor ensamblado en el oleoducto. Cuando existe una caída de presión debida, por ejemplo, a -- la rotura del ducto, el sensor envía una señal al control general. Este cierra la válvula maestra y las laterales en aproximadamente 10 segundos. Si la caída de presión se mantiene se cierra también la válvula de tormenta.

Para abrir la válvula se inyectan 120 lb/pg². de presión, al actua

dor. El diafragma activado por la presión, impulsa el vástago hacia -- adentro, deslizando la compuerta.

Para cerrar, se descarga la presión, regresando el diafragma y el vástago a su posición original, debidc al empuje del resorte.

5.12.- PROTECTOR DEL ARBOL DE VALVULAS.

Es una herramienta que se emplea cuando se efectúan operaciones, - como pruebas de admisión muy altas, estimulaciones o fracturamientos, - con presiones superiores a la serie del árbol de válvulas. Además, lo preserva contra la acción de fluidos corrosivos.

Para utilizar el protector, se necesita saber: el diámetro de la - brida superior del medio árbol, el diámetro y peso nominal del último- tramo del aparejo, y la longitud existente entre la válvula maestra su- perior y el primer tramo de T.P.

La máxima presión de trabajo es $10,000 \text{ kg/cm}^2$. y opera en aparejos - desde 2 3/8" hasta 7" de diámetro nominal .

El procedimiento de instalación y operación del protector es el si guiente:

- 1.- Se instala sobre la brida superior del medio árbol .
- 2.- Se cierra la válvula maestra, se abre la válvula de sondeo y se introduce el pistón con el empaque en la sección inferior, cui- dado que no golpee contra la compuerta de la válvula maestra.
- 3.- Se cierran las válvulas laterales.
- 4.- Se abre la válvula maestra.

- 5.- Se introduce el pistón accionado por la bomba hidráulica de alimentación con presión de trabajo entre 140 y 280 kg/cm².
- 6.- Al llegar el empaque a la tubería de producción, se colocan las grapas de seguridad.
- 7.- Se instala la línea de inyección del aislador.
- 8.- Se abre la válvula de control de la herramienta.
- 9.- Se inicia la inyección de fluidos; al incrementar la presión se abren las válvulas laterales para crear una presión diferencial, empacando el elemento de sello.
- 10.- Al término de la operación, se cierran las válvulas laterales y la válvula de control del aislador.
- 11.- Se inyecta presión a través de una válvula lateral para igualar presiones, desactivando el elemento sello.
- 12.- Se releva la presión continuada en la herramienta y en el medio árbol.
- 13.- Se desmantela el equipo.

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las conclusiones y recomendaciones que se obtuvieron en el desarrollo de este trabajo son las siguientes:

1.- Después de concluir la etapa de perforación de un pozo debe analizarse, cuidadosamente toda la información disponible, con objeto de programar la terminación mas adecuada, económica y con menor tiempo de operación.

Se requiere obtener datos sobre núcleos, registros geofísicos, registros de hidrocarburos, información geológica y problemas ocurridos durante la perforación, como son las pérdidas de circulación, gasificaciones, manifestación de hidrocarburos. Dicha información servirá para escoger los intervalos que se probarán, elaborar el programa operativo y decidir cuantos intervalos se probarán.

2.- Se debe estudiar con mucha atención el estado mecánico del pozo. Es decir: el arreglo de las tuberías de revestimiento, el diámetro, grado y peso de la tubería de explotación, profundidades de las bocas de TR's. cortas, complementos, roturas de tuberías, disparos para recementaciones. Lo anterior es con el fin de escoger los accesorios para la terminación: Escariador, canastas calibradores, empacador de producción, tuberías de producción, accesorios del aparejo (unidades selladoras, válvulas de circulación, válvula de tormenta y niple de asiento), herramientas para las pruebas de presión, conexiones superficiales (medio árbol de producción, manómetro, válvula de aguja), pistolas (tipo y diámetro) y registradores de presión de fondo.

3.- Dada la situación económica que atraviesa el país, se recomienda efectuar las pruebas necesarias en los pozos exploratorios, y así - poder obtener la mayor cantidad de información sobre los intervalos a probar.

Deben programarse pruebas de presión (tales como decremento, incremento, gasto variable), registros de producción (molinete, gradío manómetro, temperatura), muestras para análisis PVT y aforos al separador de prueba a través de diferentes estranguladores.

4.- Se recomienda efectuar la terminación de los pozos exploratorios perforados con equipos flotantes, en épocas en que no existan Nor^{tes} en el área marina, pues es muy riesgoso terminar el pozo en la época mencionada.

En la actualidad ya se cuenta con las herramientas necesarias para realizar dicha terminación, obteniéndose la mayor cantidad de información, que sirva para programar el desarrollo del campo.

5.- Después de tomar la decisión de efectuar la terminación de un pozo exploratorio perforado con equipo flotante, se procede a elaborar el programa operativo. Es necesario recalcar que deben escoger las herramientas que proporcionen la máxima seguridad durante las pruebas. - Además, se debe realizar una reunión con el personal que intervendrá - en la terminación, para establecer un " Plan de Emergencia " en caso - que se presente: comportamiento anormal, deterioro de las condiciones climatológicas, pérdida de anclas o desanclaje accidental, problemas en el manejo superficial de fluidos, presencia de ácido sulfhídrico.

6.- Si los resultados obtenidos de las pruebas de producción son -

satisfactorios, debe buscarse la manera de recuperar el pozo. En el pasado, era práctica común abandonarlo, con tapones de cemento, ya que no había manera de reconectarse al conductor, después de retirar el -- equipo flotante.

Actualmente en otros países ya se están aprovechando los pozos perforados con equipos flotantes. Por lo cual es necesario investigar las nuevas técnicas que emplean la instalación del árbol de válvulas en el fondo marino, y que envían la producción de hidrocarburos a plataformas semisumergibles o fijas.

7.- La limitación del uso del sistema de colgadores de fondo instalados en el lecho marino se debe principalmente al alto gasto de producción de los pozos de la Zona Marina, que hace que la temperatura de flujo en superficie sea de $\pm 115^{\circ}$ C. Esto provoca la carbonización de los empaques de hule del colgador formando una comunicación al espacio anular.

Hasta el momento, en los equipos instalados en los pozos de la Zona Marina, no se ha detectado ninguna anomalía. Pero en otros países -- si se han presentado fallas, lo que causó la decisión de suspender su -- uso.

Por este motivo, se recomienda continuar la investigación para mejorar el diseño del sistema de colgadores, así como aprovechar las experiencias obtenidas en los demás países donde se utiliza el equipo, -- con objeto de reiniciar su empleo en los pozos del área.

8.- Se recomienda continuar con la instalación de tetrápodos para recuperar los pozos exploratorios que resulten productores.

La perforación de un pozo exploratorio representa una inversión - del orden de los cinco mil millones de pesos, que se podrán aprovechar al ponerlo a producir desde un tetrápodo.

9.- Para los pozos de desarrollo, se recomienda efectuar la terminación en agujero entubado, pues este tipo proporciona mayores ventajas para la explotación del yacimiento.

10.- Se recomienda investigar sobre las técnicas que permitan perforar el cuerpo calcáreo del Eoceno Medio, para estar en condiciones -- de asentar la TR. 9 5/8" en la cima del Paleoceno Inferior.

Las técnicas sobre los que se puede investigar son: el uso de tapones de gelatina o cemento para controlar la pérdida de circulación .

Y la realización de un estudio minucioso acerca de los gradientes de formación y fractura para reducir la densidad del fluido de perforación al mínimo permisible para perforar la zona de presión anormal.

BIBLIOGRAFIA

- 1.- " Pruebas de Producción con Equipos de Perforación Flotantes ". - Ing. J. Moisés Beltrán. Suptcia. de Ingría. Petrolera, Pemex. - 1980. México.
- 2.- " Herramientas de Terminación de Pozos ".- Ing. Genaro Pérez Mejía. Suptcia. de Ingría. Petrolera, Pemex. 1984. México.
- 3.- " Estudios Geológico para el Desarrollo de los Campos de la Sonda de Campeche ". Suptcia. de Ingría. Petrolera, Pemex. 1985. México.
- 4.- " Training Manual ". Vetco Offshore, Inc. 1977. USA.
- 5.- " Evaluación de formaciones ". Schlumberger. 1984. Francia.
- 6.- " O.C.T. Subsea Drilling and Completion Systems ". F.M.C. 1981.- U.S.A.
- 7.- " Sistema de Cabezales de Pozos Serie S-6. Vetco. 1982. U.S.A.
- 8.- " Aprovechamiento de Pozos Exploratorios Marinos Productores ". Tesis Profesional. Fernando López López. ESIA. 1985. México.
- 9.- " Well Performance Testing Services ". Flopetrol Johnston. 1984.- U.S.A.
- 10.- " Ez-Tree ". Flopetrol Johnston. 1984. U.S.A.
- 11.- " Full Bore PCT Strings ". Flopetrol Johnston. 1984. U.S.A.
- 12.- " Offshore Testing Services ". Flopetrol Johnstone. 1984. U.S.A.
- 13.- " The Technology of Drilling, Completion and Production". ETA. -- Offshore Seminars, Inco 1978. U.S.A.
- 14.- " Cementing " Dwight K. Smith. SPE-AIME. 1976. U.S.A.
- 15.- " Modern Completion Practice ". Halliburton. 1976. U.S.A.
- 16.- " Arbol Marino Pemex ". FIPSA. 1982. México.
- 17.- " Arbol de Válvulas ". EPN - Gray. 1980. México.