

“XII Congreso Latinoamericano de Perforación”

RECUPERACION DE POZOS DE LA PLATAFORMA CHUC A EN LA BAHIA DE CAMPECHE, MEXICO.

Autores:

Ing. Arturo González Rodríguez,

Ing. Humberto Castro Martínez.

**Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, División
Marina.**

Pemex Exploración y Producción. PEMEX.

México.

XII CONGRESO LATINOAMERICANO DE PERFORACIÓN

RECUPERACION DE POZOS DE LA PLATAFORMA CHUC A EN LA BAHIA DE CAMPECHE, MEXICO.

Ing. Arturo González Rodríguez; Ing. Humberto Castro Martínez. Petróleos Mexicanos, Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, División Marina.

RESUMEN.

La plataforma de producción Chuc "A" producía un promedio de 59,200 BPD hasta el 24 de octubre de 1997, fecha en que ocurrió un incendio durante la instalación de un separador. Este volumen de aceite corresponde al 43% de la producción total del campo. Una vez controlado el incendio, personal de la Gerencia de Perforación y Mantenimiento de Pozos, procedió a inspeccionar el área con el objetivo de elaborar un plan para el control de los pozos.

En este trabajo se presenta el programa operativo y las actividades desarrolladas para reparar los pozos, incorporándolos a producción. Las actividades se han dividido en tres fases: a) control de pozos después del siniestro y cambio de válvulas a los árboles de producción dañados por el fuego, dejándolos en condiciones seguras b) control de pozos para la restauración de la plataforma Chuc "A" y c) recuperación de aparejos, corte y cambio de cabezales y árboles de producción, introducción de aparejos de producción y válvulas de tormenta nuevas, estimulación, toma de información y puesta en producción. Además, se incluye una relación de materiales, servicios, equipo de seguridad, logística y recursos humanos, necesarios para la recuperación de los pozos.

Para llevar a cabo las operaciones de reparación de todos los pozos, fue necesario un total de 387 días, con un costo total de 15.7 MMUSD, siendo el mayor porcentaje la renta del equipo equivalente al 54.8 %. Los costos asociados a servicios fueron del

orden de 4.6 MMUSD, y los costos por materiales ascendieron a 2.5 MMUSD. Al término de las operaciones se reincorporaron a producción los 8 pozos productores con gastos similares a los originales.

Entre la primera y la segunda fase, los pozos se pusieron en producción durante seis meses mientras se adquirieron los materiales y servicios necesarios para la reparación definitiva de los pozos.

INTRODUCCION.

El campo Chuc se encuentra localizado aproximadamente a 130 Km. al Noreste de la terminal marítima de Dos Bocas, Tabasco, en el área denominada de aceite ligero (Fig. 1). Fue descubierto en septiembre de 1982 con la perforación del pozo Chuc 1, que resultó productor de aceite ligero de 31 °API en la formación Cretácico Inferior con un gasto promedio de 7500 BPD y una presión de fondo de 399 kg/cm².

La estructura Chuc está definida por una trampa de tipo anticlinal con orientación NE-SW asociada a un acuífero que se estima se encuentra a la profundidad de 4014 mvbnm. Una característica fundamental del campo es la presencia de una intrusión salina que tiene la misma orientación de estructura y divide al campo en dos bloques, oriental y occidental.

El mecanismo de producción se relaciona con la expansión del sistema roca fluido y una regular entrada de agua. Actualmente el yacimiento se explota conjuntamente con los campos Abkatun y Pol mediante el sistema de recuperación secundaria (inyección de agua), cuyo objetivo es el mantenimiento de presión en los campos.

Los hidrocarburos del campo se encuentran en las formaciones carbonatadas, siendo la de mayor importancia la denominada Brecha Paleoceno - Cretácico Superior.

A la fecha se han perforado 28 pozos, de los cuales 13 son productores, 9 están temporalmente cerrados, 5 están taponados y uno está considerado como pozo testigo.

El día 24 de octubre de 1997, durante la instalación de un separador con capacidad de 150,000 BPD, se observó una fuga de aceite y gas y posteriormente un incendio de gran magnitud, el cual fue controlado el mismo día. La producción del campo antes del siniestro de la plataforma Chuc "A" era de 137,000 BPD y la presión promedio de 276 kg/cm².

1. CONTROL DE POZOS DESPUES DEL SINIESTRO.

Una vez controlado el incendio, se procedió a inspeccionar el área de los pozos para determinar el estado de los cabezales, medio árbol, tuberías expuestas y bajantes. De esta inspección se observó que los pozos más expuestos a la acción del fuego fueron el 4, 31, 16-A, 34-A, 14, 14-A, 201 y 22. Ver figura 2.

Se integró un grupo multidisciplinario que analizó las diferentes alternativas que podrían presentarse en cada pozo para determinar las herramientas y materiales necesarios, obteniéndose el diagrama de flujo que se muestra en la figura 3.

Para llevar a cabo el procedimiento de control de los pozos, fue necesario revisar los estados mecánicos, registros de presión de fondo estática, historia de producción y resúmenes de las últimas intervenciones. Con esta información se calculó la presión hidrostática necesaria para el control de cada pozo, considerando fluido Fapx de 0.85 gr/cc. y se determinaron las capacidades de cada pozo hasta el intervalo disparado para conocer el volumen máximo que podría requerirse para el control.

Con el propósito de evitar daño a la formación, se consideró utilizar fluido de control libre de sólidos y no sobre desplazar a menos que por cuestiones de seguridad fuera necesario.

Durante las operaciones de inspección del área de pozos, se observó que el fuego había afectado algunas tuberías expuestas, deformándolas; y al probar algunas válvulas de los árboles de navidad, presentaban fugas con presiones del orden de 500 psi. Por este motivo, el programa de control de los pozos se hizo considerando utilizar la herramienta conocida como protector de medio árbol para evitar el manejo de presiones a través de los cuerpos de las válvulas evitando riesgos de fugas y un eventual descontrol del pozo. Ver fig. 4.

DESARROLLO.

Para llevar a cabo el control de los pozos, se subió al octápodo una unidad de alta presión, una moto bomba de contra incendio y una grúa de 20 toneladas para el manejo de materiales abordo. Se utilizó un barco para preparar el fluido de control con densidad de 0.85 gr/cc y alta viscosidad para evitar la migración del gas a superficie. También se tuvo el apoyo de dos barcos grúa para recepción de materiales y para dar servicios de habitación al personal. Además, durante el tiempo requerido para el control de los pozos, se tuvo el apoyo del equipo de respiración autónomo, incluyendo el servicio de monitoreo de gases en el área de pozos para prevenir cualquier fuga de gas a través de las conexiones superficiales.

Resumen de las Operaciones de Control.

Se realizaron los siguientes trabajos, previos al control de los pozos:

- Se verificó que las válvulas mecánicas abrieran y cerraran libremente.
- Se engrasaron los cuerpos de válvulas.
- Se desfogaron las presiones a través de graseras en los pozos donde la válvula de tormenta operaba adecuadamente.

Se instaló protector del árbol de navidad y se controló cada pozo bombeando lodo de 7.08 lb/gal y viscosidad Marsh de 250 seg. Se utilizaron gastos de 3 a 5 bl/min con presiones entre 800 y 1200 psi. En todos los casos, al suspender el bombeo la presión

se abatió a cero psi. Posteriormente, se observaba el comportamiento del pozo para comprobar que éste no fluía y se procedía a instalar la válvula tipo “H”. La figura 4 muestra el esquema de un árbol de producción y la figura 5 el estado mecánico de un pozo típico con las columnas hidrostáticas al término del control y la diferencial de presión respecto a la presión de fondo estática. Este arreglo puede considerarse constante para los demás pozos, ya que en todos los casos se tuvo especial cuidado de no desplazar hasta el intervalo productor para evitar daño a la formación.

En el caso de pozos no fluyentes, durante el control no se observó incremento en la presión de bombeo, manejándose únicamente 50 psi con un gasto de 3 bpm. También al término de las operaciones se instaló la válvula tipo “H”.

Los trabajos de control de los 10 pozos de la plataforma Chuc “A se concluyeron el día 5 de noviembre de 1997, empleándose en total 12 días, incluyendo dos días de suspensión por malas condiciones climatológicas. Esto significa que se requirió un día neto en promedio para el control de cada pozo.

En la Tabla I se muestra un resumen de las presiones y gastos manejados durante el control de los pozos.

Una vez controlados los diez pozos de la plataforma, se procedió a cambiar los árboles de navidad de aquellos que resultaron menos dañados y de acuerdo al programa del Activo se indujeron los pozos Chuc 3, 11 y 23 con una producción aproximada de 31,400 BPD.

TABLA II. PRESIONES Y GASTOS MANEJADOS DURANTE EL CONTROL DE POZOS								
COND.	POZO	P.I. (psi)	P max (psi)	P.F. (psi)	Q (bl/min)	VOL. (bl)	VALV "H"	OBSERVACIONES
11	3	1300	1400	270	3.5 - 5.0	420	✓	
12	11	1400	1400	300	3.5 - 5.0	105	✓	
9	22	1200	1200	400	5.0	305	✓	
10	23	900	1400	450	4.0 - 5.0	223	✓	Utilizó lodo Bentonítico y Fapx.
7	201	800	1100	300	3.0-5.0	110	✓	Se utilizó agua de mar
6	14-A	700	1100	350	3.5-5.0	350	✓	Se utilizó agua de mar
2	31	50	50	0	3.0	70	✓	Se utilizó agua de mar. (Pozo testigo)
4	34-A	500	800	380	3.5	100	x	Se observó succión. (Pozo abatido)
3	16-A	380	150	0	3.0	120	x	Se observó succión
1	4	1050	1200	400	3.5-4.0	240	x	

✓ Válvula "H" instalada

x Sin instalar

2. RESTAURACION DE LA PLATAFORMA CHUC "A".

Para continuar con los trabajos de reparación de los pozos afectados, el activo de producción desarrollo trabajos para restaurarle a la plataforma las condiciones originales. Con barcos Grúa se desmantelaron las líneas y equipos dañados así como actividades de ingeniería civil para dejar a la plataforma lista para la instalación de una nueva estructura que incluyo un sistema de alivio para hacer desfuegos en forma segura. También se construyó un cabezal de 24 pulgadas de diámetro para manejar el represionamiento de los pozos y evitar los desfuegos atmosféricos.

La etapa final de rehabilitación de la plataforma terminó con el cambio del separador y la sustitución de válvulas de proceso.

3. RESTAURACION DE LOS POZOS.

Una vez acondicionado el octápodo, se instaló el equipo de perforación y se procedió a intervenir los pozos para efectuar el cambio de cabezales y árboles de navidad que fueron dañados por la acción del fuego. Para la reparación de los pozos se programaron 51.1 días/ pozo de intervención, sin embargo el tiempo promedio real por pozo fue de 43 días, consiguiendo un ahorro total de 73 días (15.9%), lo que

representa una producción anticipada de 4,015,000 barriles de aceite ligero (29-38° API).

La figura 6 muestra los tiempos programados por pozo comparándolos con los reales, se puede observar que la mayoría de los pozos se restauraron en menor tiempo al programado, destacan los pozos **Chuc 31** y **Chuc 23** que se repararon antes de la mitad del tiempo programado, realizando las intervenciones en 13 y 21 días respectivamente. El pozo **Chuc-31** se reparó sin sacar en su totalidad el aparejo de producción, este se levanto a 2884 m (extremo inferior) y se conectaron al aparejo escariador de 9 5/8" y empacador recuperable, se metió y ancló empacador recuperable a 140.3 m, recuperando Stinger a superficie. Permitiendo cortar y eliminar el cabezal de 20 3/4 x 13 5/8 5M e instalar el cabezal nuevo de 13 5/8 x 11 5M, posteriormente se recuperó el escariador y empacador recuperable a superficie, procediendo a instalar la válvula de tormenta nueva (Modelo TE-5M de charnela) y bajar el aparejo hasta 3081 m (Empacador 7"), probando hermeticidad por espacio anular con 2000 psi en forma satisfactoria.

En el caso del pozo **Chuc-23** la reparación se efectuó al igual que en el Chuc-31 sin sacar en su totalidad el aparejo, utilizando un empacador recuperable que se ancló a 87.04 m y después de realizar el cambio de cabezales y recuperar el empacador recuperable, se bajó el aparejo y probó el empacador de 9 5/8" anclado a 1799 m por espacio anular con 2000 psi, resultando positiva la prueba, se saco el aparejo a superficie, metió tubo aguja de 2 3/8" a 1815 m y circulo lavando el pozo, saco tubo aguja a superficie procediendo a bajar el aparejo de producción 4 1/2"-7"-4 1/2" con válvula de tormenta nueva (Modelo SP-1 de charnela).

Otros dos casos en los cuales se empleo empacador recuperable durante las reparaciones para efectuar el corte y eliminación del cabezal 20 3/4 x 13 5/8 5M (ver figura 7 y 8) e instalar cabezal nuevo, fueron los pozos Chuc-201 con 40 días de intervención y el Chuc-34A con 35 días (tiempos menores a los programados), en

ambos casos después de recuperar el empacador recuperable se cambió el aparejo de producción.

También se puede observar en la figura 6, que el único pozo que excedió el tiempo programado, fue el **Chuc – 11** en este caso durante la reparación se procedió a moler y recuperar restos del empacador de 7" deslizándolo de 3804 m a 4187.5 m, donde se operaron pescantes sin éxito, finalmente se procedió a intentar pescar con tarraja de 5 5/8", tensionando la sarta con 40 ton. sobre su peso, observando rompimiento de la tubería de perforación 3 1/2" a 868.49 m, quedando como pez: tarraja, drill collar, martillo y tubería de perforación de 3 1/2", con una longitud total de 3319.01 m, se efectuaron operaciones de pesca recuperando el 80%, continuando operando pescantes sin éxito y finalmente se metió molino 5 7/8" verificando la boca del pez a 4192.5 m, se opero el molino observando deslizamiento del pez a 4201 m y se rebajo a 4203.21 m suspendiendo por falta de avance. Metió molino 5 7/8" y rebajo pez a 4214 m, deslizándolo con rotación y bombeo a 4240 m, reanudando operaciones de terminación del pozo; resolver este problema tomó 28 días, razón por la cual la reparación de este pozo se extendió a 63 días.

El procedimiento general de reparación de los pozos fue el siguiente:

- ♦ Se regresaron fluidos a formación utilizando fluido de baja densidad y alta viscosidad.
- ♦ Se colocó y esperó reposo de tapón de sal.
- ♦ Se probó tapón de sal.
- ♦ Se recuperó aparejo de producción.
- ♦ Se colocó y probó tapón de cemento o empacador recuperable.
- ♦ Se desmantelaron preventores de 13 5/8" 5M.
- ♦ Se cortó y eliminó cabezal de 20 3/4" x 13 5/8" 5M.
- ♦ Se Instaló y probó cabezal de producción de 13 5/8" x 11" 5M
- ♦ Se instalaron y probaron preventores de 13 5/8" 5M
- ♦ Se molió tapón de cemento o recuperó empacador recuperable.
- ♦ Se molió y recuperaron restos de empacador.

- ◆ Se lavo pozo.
- ◆ Se escario la tubería de revestimiento.
- ◆ Se metió, ancló y probó empacador.
- ◆ Se metió, enchufó y probó aparejo de producción.
- ◆ Se indujo pozo con tubería flexible y nitrógeno.
- ◆ Se estimuló el pozo con sistema de ácido clorhídrico al 15%.
- ◆ Se efectuó toma de información y se entregó a producción.

El costo total de la reparación de los pozos ascendió a \$15,801,801.8 USD, correspondiendo de este total el 54% por renta de equipo, 30% a servicios y 16% a materiales (ver figura 9), del total de los costos por servicios (\$4,663,793.52 USD), el 26% correspondió al uso de tubería flexible, el 19% a la reparación, acondicionamiento, instalación y prueba de arboles de navidad, cabezales y conexiones superficiales, mientras que el 13% se empleo en la estimulación de los pozos; la distribución de los costos por materiales (\$2,478,642.93 USD) fue del 42% en la compra de arboles de navidad y el 30% en la compra de válvulas.

A través de la reparación de los 10 pozos siniestrados se reincorporaron a la producción 55,000 BPD de aceite ligero (29-38° API).

CONCLUSIONES.

1. Las operaciones se realizaron en estricto apego a las normas de seguridad por lo que no se presentó ningún accidente durante el control de los pozos, siendo el recurso humano el factor clave para el éxito de las operaciones, empleándose únicamente 12 días para asegurar los 10 pozos.
2. La herramienta conocida como protector de medio árbol jugó un papel muy importante en el control de los pozos si consideramos que el estado en que se encontraban las válvulas representaba un gran riesgo si se sometían a presión.
3. El accidente presentado en la plataforma Chuc-A, puso de manifiesto la importancia de disponer en los pozos de válvulas subsuperficiales de control, ya que éstas

garantizan la seguridad de las instalaciones y del medio ambiente en caso de accidentes como el citado.

4. Las operaciones realizadas en el octápodo Chuc-A para la recuperación de los pozos son únicas en México y en el ámbito mundial.
5. El costo total ejercido para la restauración de los pozos, equivale al 20% del presupuesto que se requeriría para perforar 10 nuevos pozos y recuperar la producción, además de que el tiempo empleado en su reparación fue de aproximadamente el 65% comparado con el tiempo que se hubiera empleado en perforar otros 10 pozos.
6. Mediante la reparación de los 10 pozos siniestrados se reincorporaron a la producción 55,000 BPD de aceite ligero (29-38°API), produciendo en forma anticipada 4,015,000 barriles de aceite, debido al éxito en los trabajos de restauración.

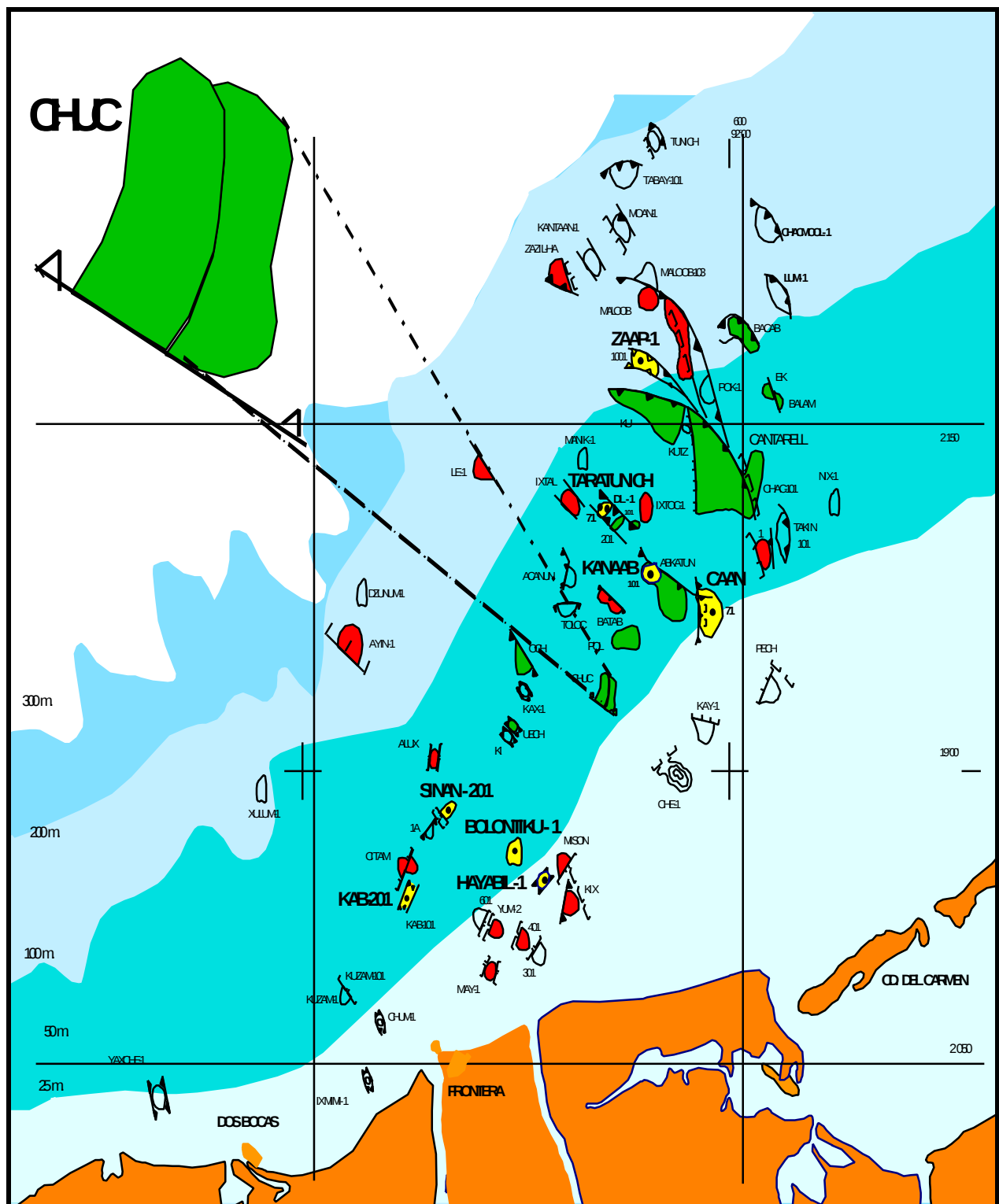


Fig. 1— Localización del Campo Chuc

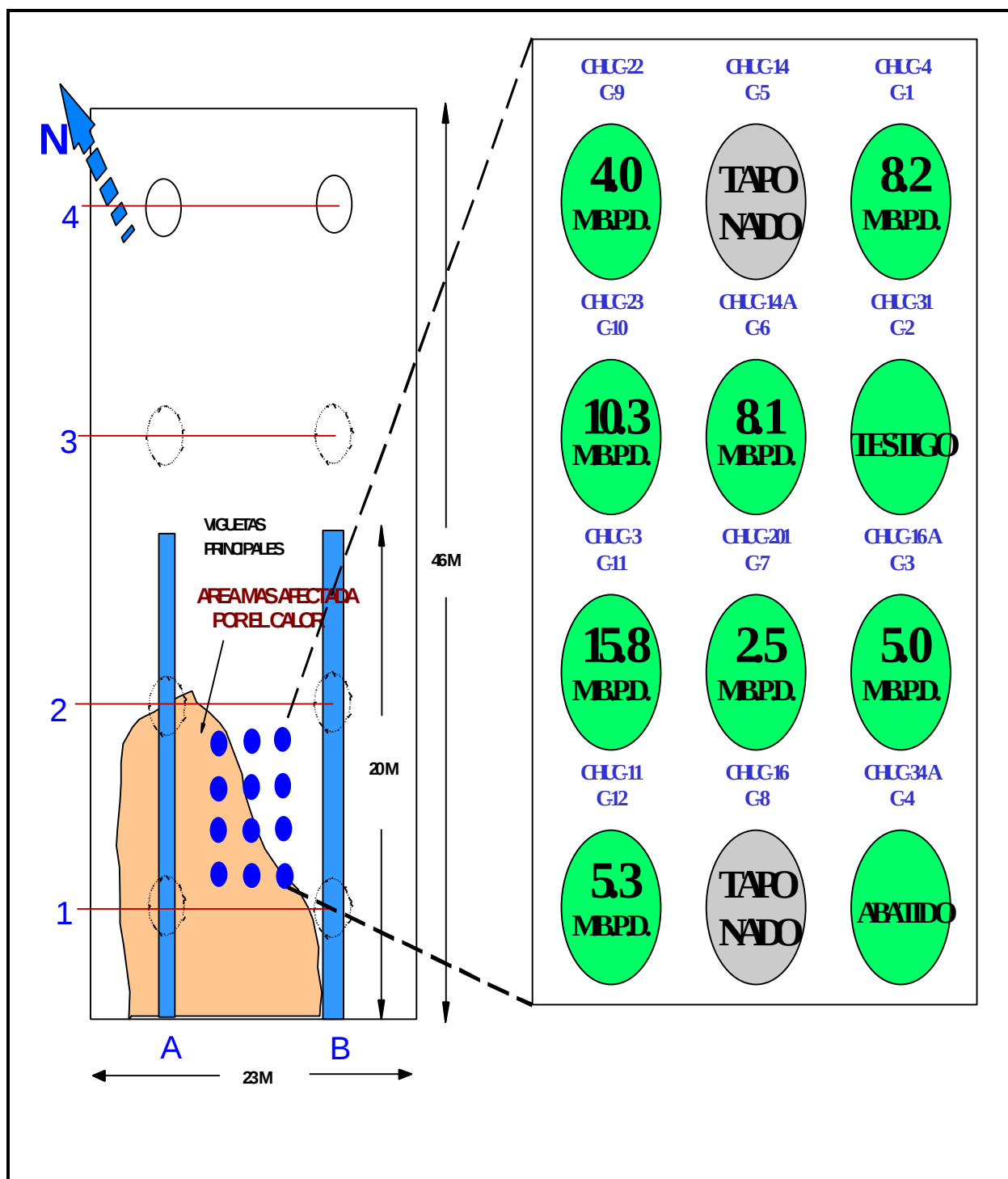


Fig. 2– Distribución de los Conductores

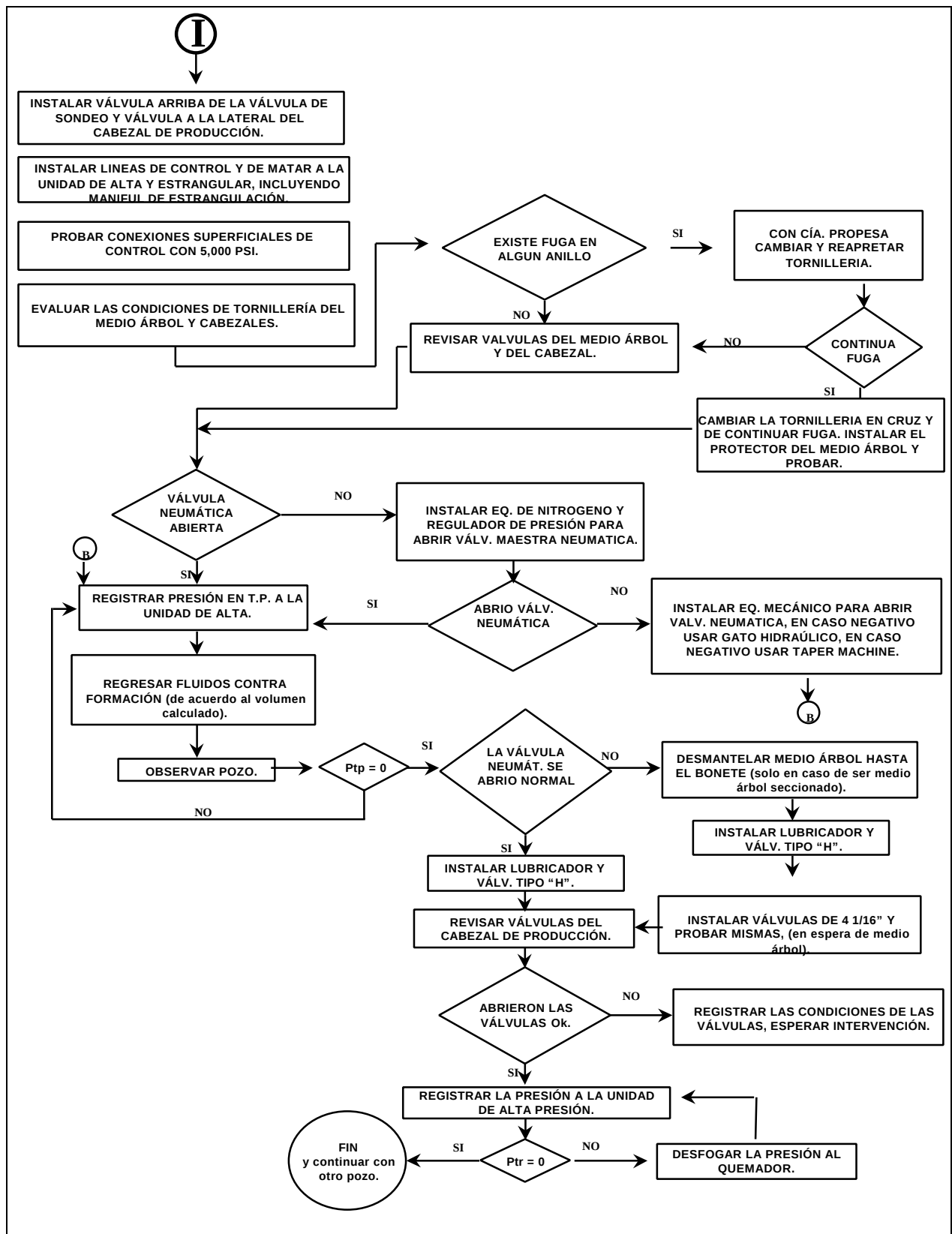


Fig. 3– Diagrama de Flujo del Programa de Control de Pozos

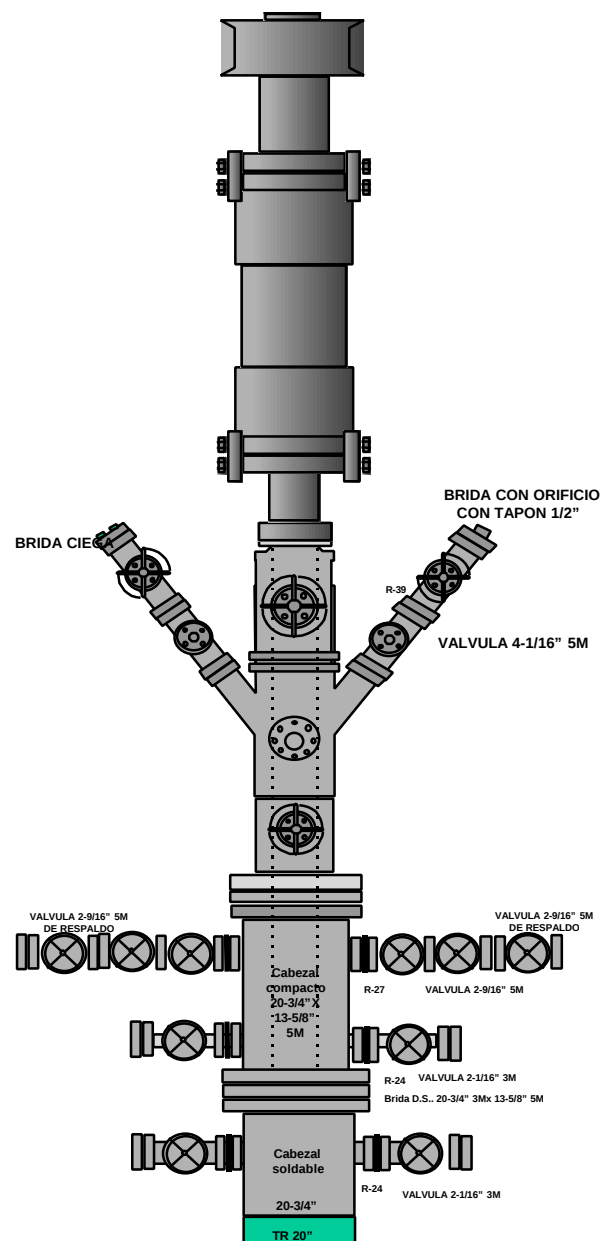


Fig. 4 - Esquema del protector del medio árbol instalado.

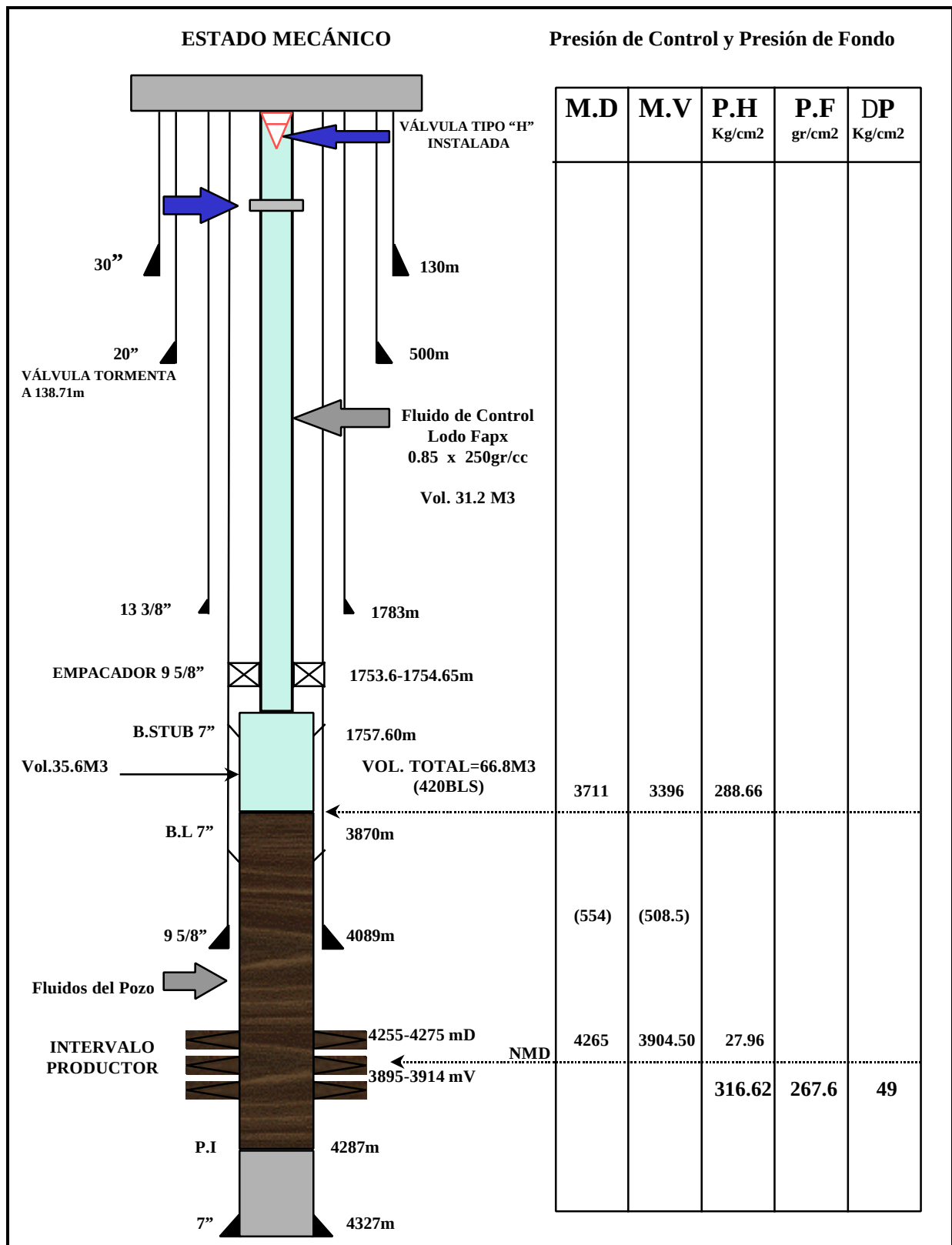


Fig. 5– Estado Mecánico y Columnas Hidrostáticas Finales del Pozo Chuc-3

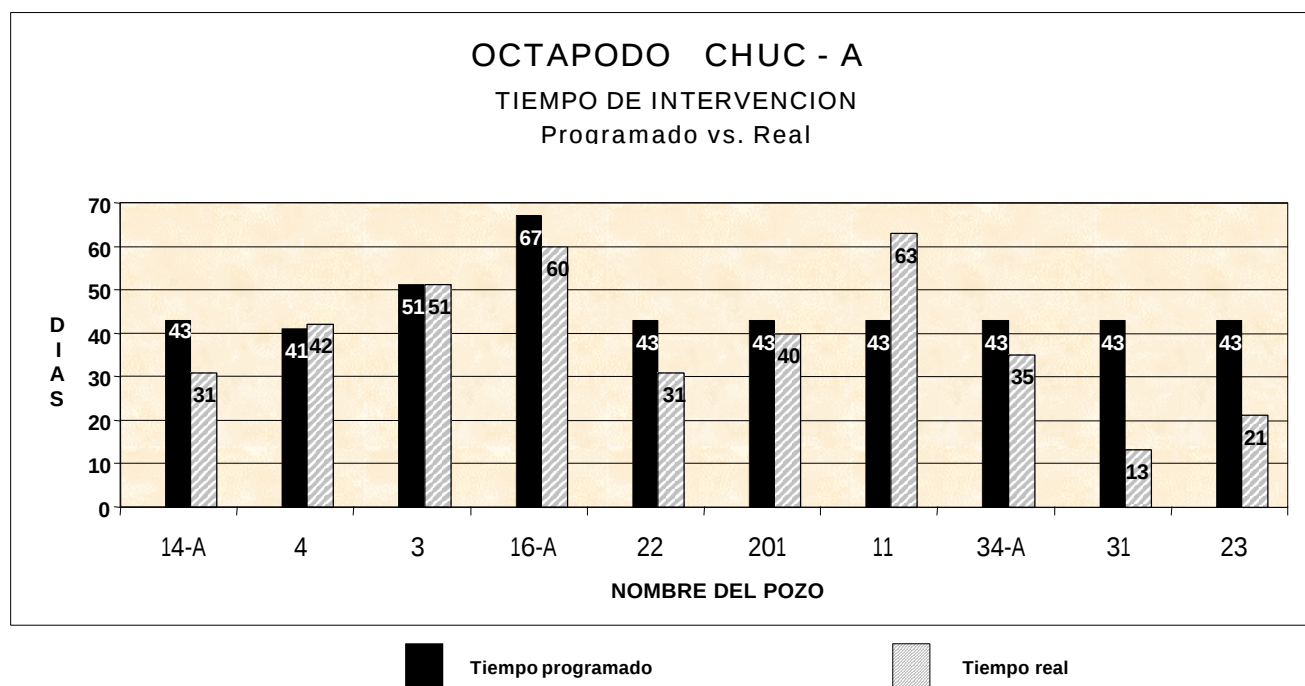


Fig. 6 – Tiempos de reparación Programados vs. Reales



Fig. 7 – Realizando corte a cabezal de 20 ¾ x 13 5/8 5M



Fig. 6 – Corte longitudinal a cabezal compacto de 20 ¾ x 13 5/8 5M

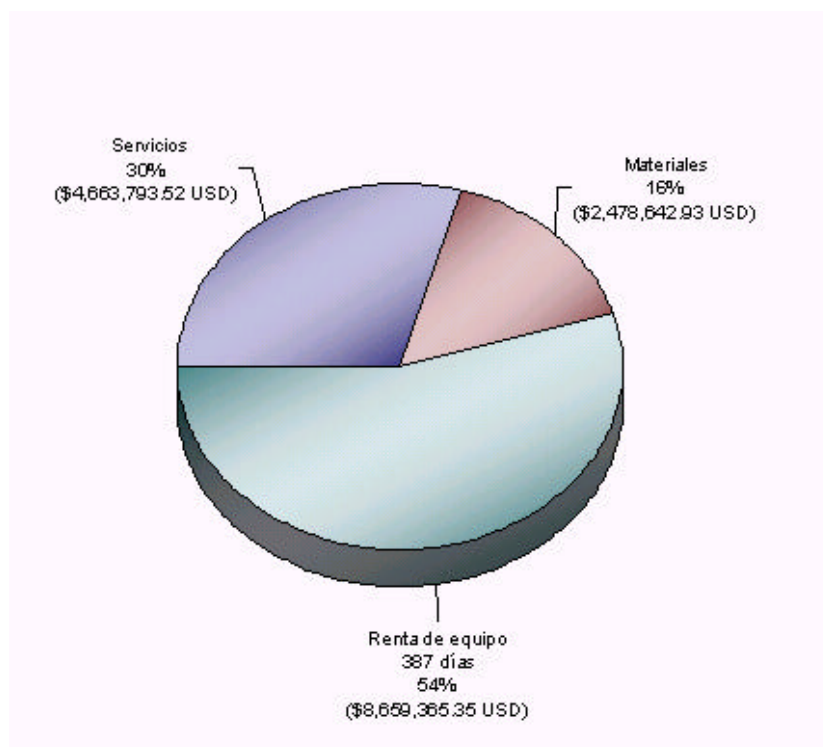


Fig. 9 – Distribución de costos totales de la reparación de los pozos.

RECONOCIMIENTOS

Los autores quisieran expresar su agradecimiento a PEMEX Exploración y Producción por permitir la publicación de este documento y a la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos y al Activo Pol-Chuc por el importante apoyo recibido para la realización de este documento.

REFERENCIAS

1. Sistemas Integrales de Información, PEMEX, Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, División Marina, 1997-1998.
2. Comunicaciones personales, Arturo González Rodríguez y Humberto Castro Martínez, 1997-1998-1999.

CURRICULUM VITAE.

ING. ARTURO GONZÁLEZ RODRÍGUEZ. Originario de México D.F. Estudió la licenciatura en Ingeniería Petrolera de 1964 a 1969 en la Universidad Autónoma De México. Ingreso a Petróleos Mexicanos en el año de 1970 como Inspector Técnico de Fluidos de Perforación en el distrito de Agua Dulce, Ver. Desarrollándose posteriormente en diversas actividades en Perforación, tales como Jefe de Sector, Coord. Perf. Zonas de alta presión, Villahermosa, Coord. Perfn. Zona Marina, Coord. Perfn. Ocosingo Chiap., Subgte. Desarrollo Tecnológico Mex. D.F., Suptte. de Perforación Dos Bocas, Tab entre otras.

Ha participado en la elaboración de diversos Proyectos de Perforación, Reparación y Terminación de Pozos, en la Perforación del primer pozo “Llave en Mano” en la Región Marina y como jefe de operacionesabordo de plataforma en el control de los pozos Abk-91. Yum-2, Kix-2, Kix-1, Pol-B, Pol-A, estos con presencia de fuego, Akal-N, Akal-I, Akal-C, Akal-J, 12 pozos en Chuc-A entre otros. En tierra, en los pozos Merced-1, Ogarrio-1247, La Venta-31D entre otros. En la República de Argentina, en el pozo “El Portón No.1”

Ha participado en Congresos tales como el COLAPER 1985 en Brasil con el tema “Conexiones Superficiales de Control en la Zona Marina” y en la A.I.P.M. Oaxaca 1989 con el tema “Reingeniería en control superficial y submarino de las conexiones de control”. Ha recibido reconocimientos de la AIPM, PEMEX, Schlumberger, entre otros. Está graduado en Ingeniería Subacuática en la UNAM.

Actualmente se encuentra al frente de la Unidad Operativa Suroeste de Pemex Perforación y Mantenimiento a Pozos, División Marina.

CURRICULUM VITAE.

ING. HUMBERTO CASTRO MARTÍNEZ. Egresado del Instituto Politécnico Nacional, donde obtuvo el título de Ingeniero Petrolero en 1980. Ingresó a Petróleos Mexicanos en 1978 al Distrito Villahermosa, Departamento de Perforación, Sección Tecnología, donde se desempeñó como Ingeniero de Diseño, Ingeniero de Operación y Supervisor del Sistema "Teledrill".

En 1983 fue movilizado al Distrito Cd. del Carmen donde se desempeñó como Inspector Técnico de Fluidos de Perforación, Ingeniero de Campo y como Representante de Pemex a bordo de plataformas autoelevables y semisumergibles. En el período 1990 – 1991, realizó estudios de posgrado en la Universidad Autónoma de México, en el área de perforación.

De 1992 a mayo de 1993 se desempeñó como Jefe de Ingeniería de Proyecto de Pozos del Departamento de Perforación en el Distrito Dos Bocas, Tabasco. En mayo de 1993 se incorporó al Proyecto denominado "Pemex Perforación Marina", como Coordinador de Ingenieros de Proyecto, ascendiendo a Superintendente de Ingeniería y Diseño en 1996.

A partir de octubre de 1997, se desempeña como Subgerente de Ingeniería en la Gerencia de Perforación y Mantenimiento de Pozos, División Marina. Ha presentado artículos técnicos en congresos de la AIPM, COLAPER y SPE. Es miembro del Colegio de Ingenieros Petroleros de México y de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México.