



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“Trabajos de reparación y mantenimiento
de pozos para los activos de la región
norte.”

INFORME DE TRABAJO PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
PRESENTA

JONATHAN EMMANUEL SEGURA FLORES

AVAL ANTE EL COMITÉ DE TITULACIÓN
Ing. Cristina Avilés Alcántara



MÉXICO, D.F. 2010

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN.....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
2	REPARACIÓN DE POZOS.....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
2.1	RAZONES QUE JUSTIFICAN LA REPARACIÓN DE POZOS. ...	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
2.1.1	<i>Reparar o sustituir equipos dañados.....</i>	¡Error! Marcador no definido.
2.1.2	<i>reparar daños naturales dentro del pozo.....</i>	¡Error! Marcador no definido.
2.1.3	<i>Daño a la formación cercana al pozo.</i>	¡Error! Marcador no definido.
2.1.4	<i>producción de arena.....</i>	¡Error! Marcador no definido.
2.1.5	<i>producción excesiva de gas.....</i>	¡Error! Marcador no definido.
2.1.6	<i>producción excesiva de agua (conificación).</i>	¡Error! Marcador no definido.
2.2	TIPOS DE REPARACIÓN DE POZOS.....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
2.2.1	<i>Reparación Mayor disparar para poner otra zona en producción.¡Error! Marcador no definido.</i>	
2.2.2	<i>Reparación mayor para Aumentar la producción de una zona existente. ... ¡Error! Marcador no definido.</i>	
2.2.2.1	<i>estimulación con ácido o solvente.....</i>	¡Error! Marcador no definido.
2.2.2.2	<i>Fracturamiento Hidráulico.....</i>	¡Error! Marcador no definido.
2.2.3	<i>Reparación Menor (Conversión de un pozo fluyente a sistema artificial). .. ¡Error! Marcador no definido.</i>	
2.2.4	<i>Reparación menor (Conversión de un pozo productor a inyector)¡Error! Marcador no definido.</i>	
2.3	VENTAJAS DE LAS REPARACIONES A POZOS.	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
3	FLUIDOS UTILIZADOS DURANTE LA TERMINACIÓN Y LA REPARACIÓN DE POZOS.	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
3.1	TIPOS DE FLUIDOS DE TERMINACIÓN Y REPARACIÓN.....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
3.2	FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE TERMINACIÓN Y REPARACIÓN.¡Error! Marcador no definido.	
3.2.1	<i>Funciones activas de los fluidos.....</i>	¡Error! Marcador no definido.
3.2.2	<i>Funciones DE PREVENCIÓN.....</i>	¡Error! Marcador no definido.
3.2.3	<i>Propiedades de los fluido de terminación y reparación¡Error! Marcador no definido.</i>	
4	HERRAMIENTAS UTILIZADAS DURANTE LA OPERACIÓN DE REPARACIÓN DE POZOS.	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
4.1	HERRAMIENTAS DE RECONOCIMIENTO	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
4.1.1	<i>Niple de aguja.</i>	¡Error! Marcador no definido.
4.1.2	<i>Molino de aletas.</i>	¡Error! Marcador no definido.
4.1.3	<i>Molino de concavo.....</i>	¡Error! Marcador no definido.
4.1.4	<i>Sellos de impresión.</i>	¡Error! Marcador no definido.
4.1.5	<i>Canasta Colectora.....</i>	¡Error! Marcador no definido.
4.1.6	<i>Escariador.....</i>	¡Error! Marcador no definido.

4.2	HERRAMIENTAS DE PESCA.....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
4.2.1	<i>Pescante bowen serie-150.....</i>	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
4.2.2	<i>Pescante bowen serie 70.....</i>	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
4.2.3	<i>Tarrajás derechas e izquierdas.....</i>	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
4.2.4	<i>machuelos derechos e izquierdos.....</i>	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
4.3	ZAPATAS LAVADORAS	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
4.3.1	<i>zapatas lavadora DENTADA.....</i>	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
4.3.1	<i>zapatas lavadora plana.....</i>	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
5	.SECUENCIA PARA LA REALIZACION DE PROGRAMA OPERATIVO	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
5.1	PROGRAMA OPERATIVO PARA LA REPARACIÓN MENOR (CONVERSIÓN A BOMBEO MECÁNICO	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
5.2	INFORME FINAL DE OPERACIONES.....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
6	CONCLUSIONES.....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
7	BIBLIOGRAFÍA.....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.

1 INTRODUCCIÓN

A partir de Noviembre del 2008 participo activamente como Ingeniero de Diseño para el proyecto llamado “Trabajos de Reparación y mantenimiento de pozos de los activos de la Región Norte” para la compañía Key Energy Services de México trabajando principalmente en los pozos del área del Activo Aceite Terciario del Golfo y del Activo Poza Rica Altamira, buscando optimizar la producción de estos y lograr las metas de producción.



Fig. 1.1 Ubicación de los activos de la Región Norte

Este reporte explica en qué consisten los trabajos que se han realizado por esta compañía en los activos de la Región Norte en los cuales he colaborado bajo las órdenes del Ing. Oscar Márquez González. El proyecto que se menciona es uno de los más importantes para la región debido a la búsqueda del incremento en la producción.

2 REPARACIÓN DE POZOS

El termino reparación (también conocido como rehabilitación, reacondicionamiento o workover) se refiere a una variedad de operaciones correctivas realizadas en un pozo a fin de mantener, restaurar o mejorar su productividad. Las operaciones de reparación pueden incluir trabajos como la sustitución de tuberías de producción dañadas, disparar otro intervalo para poner en producción una zona más alta, acidificación por daño en el área cercana al pozo, taponamiento y abandono de una zona, entre otras.

El termino servicios de mantenimiento a pozos se refiere a las operaciones de reacondicionamiento realizadas a través del árbol de válvulas, con la tubería de producción en su lugar. Estas operaciones también se conocen como "intervención de pozo". Se puede utilizar tubería flexible ("coiled tubing"), tubería de producción de pozo diámetro, cable de acero y sartas de trabajo. Muchas de las operaciones son similares a las realizadas durante un reacondicionamiento, pero se encuentran limitadas por el diámetro interno (ID) de la terminación existente.

La reparación de pozos es un proceso llevado a cabo después de la perforación y de la terminación que en conjunto son las operaciones que tienen como fin comunicar a la formación productora con la superficie teniendo como objetivo optimizar, rehabilitar o mejorar la productividad de un pozo y de esta manera obtener hidrocarburos al menor costo. Para esto deben emplearse técnicas y equipos adecuados a las características del yacimiento (Tipo de formación, mecanismo de empuje, etc.). En la planeación no solo se debe considerar los costos iniciales y la producción en la etapa de fluyente, si no las condiciones del pozo a largo plazo que es donde entra la etapa de reparación del pozo, tomando en cuenta las futuras reparaciones y la instalación de sistemas de producción artificial.

Para la reparación de pozos un factor que afecta comúnmente a la producción es el daño a la formación (disminución de la permeabilidad) causado por el filtrado de lodo durante la perforación, terminación y más aun al disparar al intervalo productor. Por lo que esto ha llevado a tomar en cuenta los efectos perjudiciales que pueden ocasionar los diversos fluidos de control sobre las formaciones, debido a lo cual es necesario seleccionar cuidadosamente los fluidos utilizados durante las intervenciones.

Existen dos tipos de reparación de pozos los cuales serán mencionados más adelante:

1. Reparación Mayor.

2. Reparación Menor.

Para tomar la decisión de llevar a cabo la reparación de un pozo se debe de tomar en cuenta alguno de los siguientes parámetros:

1. Disminución de la producción.
2. Deterioro del aparejo de producción.
3. Arenamiento o limpieza de pozo.
4. Incorporación de un intervalo productor.
5. Cambio de Intervalo productor.

Tomando en cuenta la reparación que se realizara es muy importante contar con la historia del pozo la cual contiene: las operaciones realizadas durante la perforación y terminación de este, así como las intervenciones realizadas durante la vida fluyente del mismo, para realizar un buen programa operativo y realizar las operaciones correctas en el pozo.

2.1 RAZONES QUE JUSTIFICAN LA REPARACIÓN DE POZOS.

Existen diversas razones que justifican un trabajo de reparación de pozos, pero la mayor parte de ellas se puede agrupar en seis categorías básicas:

- Reparar o sustituir equipos dañados.
- Reparar daños naturales dentro del pozo.
- Disparar para poner otra zona en producción.
- Aumentar la producción de una zona existente.
- Convertir el pozo de productor a inyector y viceversa.
- Sustituir el equipo de levantamiento artificial.

2.1.1 REPARAR O SUSTITUIR EQUIPOS DAÑADOS

Los ambientes de fondo adversos (ej. Erosión, reacciones químicas, temperaturas extremas) pueden dañar los equipos durante la vida útil de un pozo. Los siguientes tipos de equipos pueden requerir de reparación:

- Empacadores de la tubería de producción.
- Mandriles y válvulas de levantamiento artificial por gas.
- Tuberías de producción.
- Bombas electrosumergibles (ESP)
- Bombas de mecánicas con varillas de succión (bombas de vástago).

2.1.2 REPARAR DAÑOS NATURALES DENTRO DEL POZO

El término daño natural se refiere al daño en la roca del yacimiento o los fluidos dentro de ella. Este daño se dio como resultado de la reducción en la permeabilidad del yacimiento en las cercanías del pozo, causado en la perforación debido a la filtración de los lodos de perforación y los sólidos contenidos en este. Algunos ejemplos de este daño natural incluyen la producción de arena, excesiva producción de gas o de agua.

2.1.3 DAÑO A LA FORMACIÓN CERCANA AL POZO.

Los alrededores del pozo que han sido perjudicados por el proceso de perforación, generalmente como resultado de barro o cemento-filtrado invasión. El daño puede afectar significativamente la productividad y por lo general más fácil prevenir que es para curar. Aunque casi se siempre presente una zona ligeramente dañada alrededor del pozo, esta puede ser superada mediante la perforación de túneles para crear la conexión de las tuberías del pozo a la formación del yacimiento en buen estado. Los casos más graves de daño pueden requerir una matriz-acidificación, tratamiento con el cual se puede restaurar la permeabilidad natural, o un tratamiento de fracturamiento hidráulico para crear un nuevo camino de gran flujo de conductividad para el depósito. Algunos de estos ejemplos de daño a la formación incluyen:

- Expansión de las arcillas finas de la formación, dentro del espacio poroso de la roca del yacimiento.
- Gargantas de poro obstruidas debido a la migración de partículas finas a través de la formación y hacia el pozo.
- Obstrucción por acción de la emulsión que se forma debido a la mezcla de dos fluidos que usualmente permanecen separados (inmiscibles), tales como una salmuera de terminación y crudo. El resultado es una mezcla sumamente viscosa que reduce la permeabilidad relativa de la formación productora.
- Reducción del tamaño de la garganta de poro debido a la precipitación de escamas, tales como carbonatos de calcio o sulfatos de calcio, provenientes de los fluidos del yacimiento, como resultado de la reducción de temperatura o presión.

2.1.4 PRODUCCIÓN DE ARENA

Debido a que muchos yacimientos se ubican en lechos de arena, la producción de arena es un problema que usualmente se presenta en yacimientos poco profundos con arenas poco consolidadas. A medida que la arena se mueve a través del yacimiento, la sarta de producción puede taponar los orificios disparados así como las válvulas de seguridad y los equipos superficiales; además, puede erosionar los componentes del árbol de válvulas.

La tasa de producción de arena puede aumentar debido a la fractura de la formación, prácticas de producción deficientes, terminaciones inadecuadas y fallas de los equipos.

Una técnica común en la industria, a fin de controlar la producción de arena, se denomina empaque de grava y consiste en empaquetar, en el espacio anular, partículas de grava dimensionadas, por fuera de una rejilla especialmente diseñada para empaque de grava. De esta manera se evita que la arena de formación entre en la terminación. El empaque con grava se puede realizar en pozo revestido o en agujero descubierto figura 2.1. Para estos procedimientos se utilizan diferentes tipos de rejillas: pre-empacadas, de empaque de grava o simplemente juegos de varias rejillas.

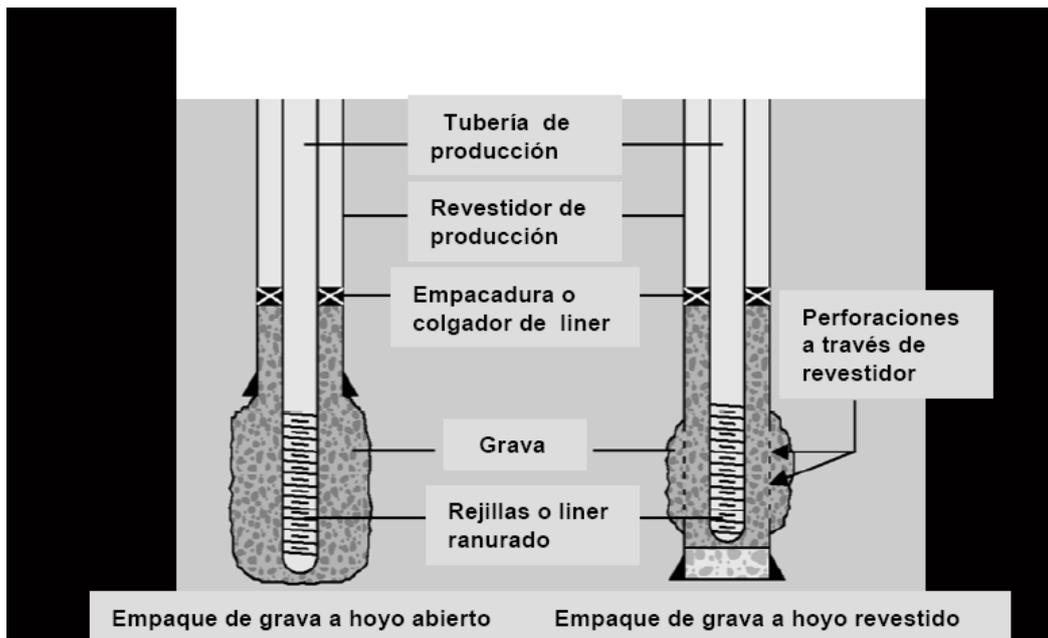


Figura 2.1 Empaques de grava.

2.1.5 PRODUCCIÓN EXCESIVA DE GAS

En algunos yacimientos, el gas asociado con el petróleo actúa como una fuerza motriz fundamental para la producción del crudo. Los tipos más comunes de empujes de gas son: empuje por gas disuelto y empuje por gas libre. En el primer tipo, el gas disuelto en el petróleo contribuye a empujarlo hacia la superficie. En algún momento, parte de este gas sale de la solución y queda atrapado por encima del petróleo, formando un "casquete de gas". La energía en dicho casquete ya se encuentra presente cuando se realiza la terminación. En cualquiera de estos casos, el gas del casquete puede formar un "cono" hacia abajo, es decir, hacia los orificios disparados y producirse junto con el petróleo. La conificación quita al yacimiento parte de su energía de empuje y así se reducen las tasas reproducción Figura 2.2.

A fin de controlar esta separación durante las etapas tempranas de la producción, se debe controlar la presión a la cual los fluidos de pozo se producen en el

yacimiento. Mantener una cierta presión en el pozo contribuirá a retener el gas disuelto con el petróleo. A medida que se producen los fluidos del pozo, esta separación se hace cada vez más difícil de mantener y, por lo tanto, se requiere un trabajo de reparación correctivo. Este tipo de reparación involucra la cementación de los intervalos disparados existentes y disparar una zona diferente a fin de permitir que el petróleo que se encuentra por debajo del punto de contacto petróleo-gas pueda fluir hacia la superficie.

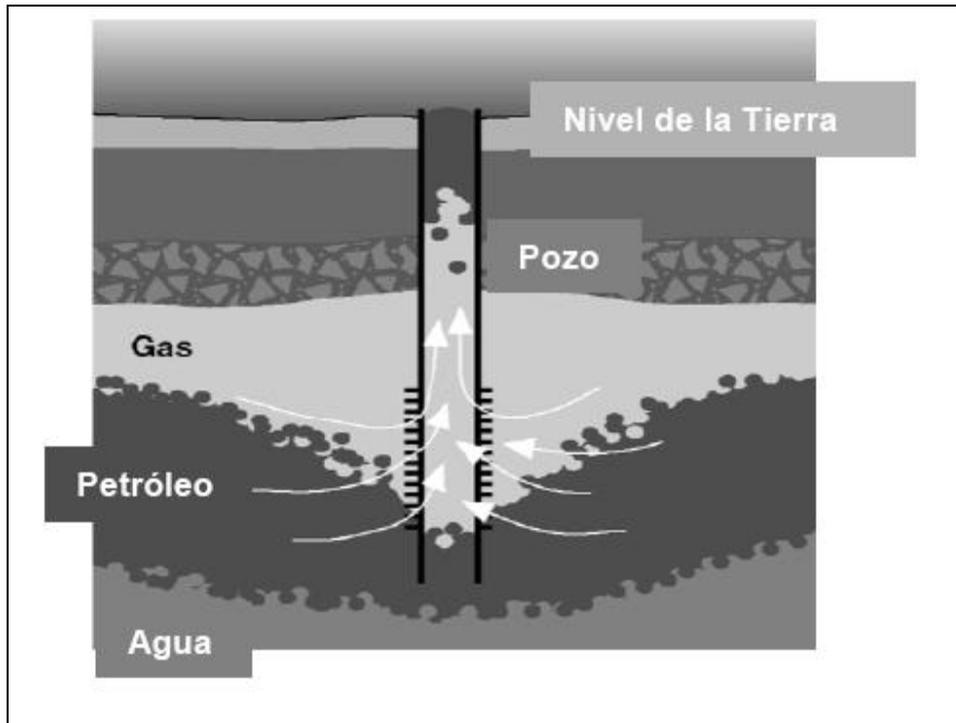


Figura 2.2. Producción excesiva de gas en pozos de petróleo.

2.1.6 PRODUCCIÓN EXCESIVA DE AGUA (CONIFICACIÓN).

En yacimientos con empuje por agua, la energía que empuja el petróleo o el gas, proviene de la expansión de grandes cantidades de agua, la cual generalmente, se considera incompresible, pero realmente se expande y comprime en cierta medida. Considerando las enormes cantidades de agua presente en una formación productora, esta pequeña expansión representa una cantidad importante de energía, la cual facilita el empuje de los fluidos a través del yacimiento y hacia la superficie. En este tipo de empuje, el agua tiende a ser llevada arriba, en forma de cono y, tarde o temprano, alcanzará los orificios disparados Figura 2.3.

Como resultado de ello se produce agua, y se deja atrás una porción de las reservas de petróleo. Usualmente, el primer esfuerzo para controlar la

conificación implica reducir la tasa de producción; sin embargo, cuando esto falla, puede ser necesario una operación de reparación mayor para taponar los orificios disparados por debajo de la zona de contacto petróleo-agua y producir desde la parte superior de la zona inundada. Sin embargo en muchos casos, el agua termina cubriendo todo el intervalo productor y se debe realizar un reacondicionamiento para abandonar totalmente esa zona y de ser posible, producir de otra.

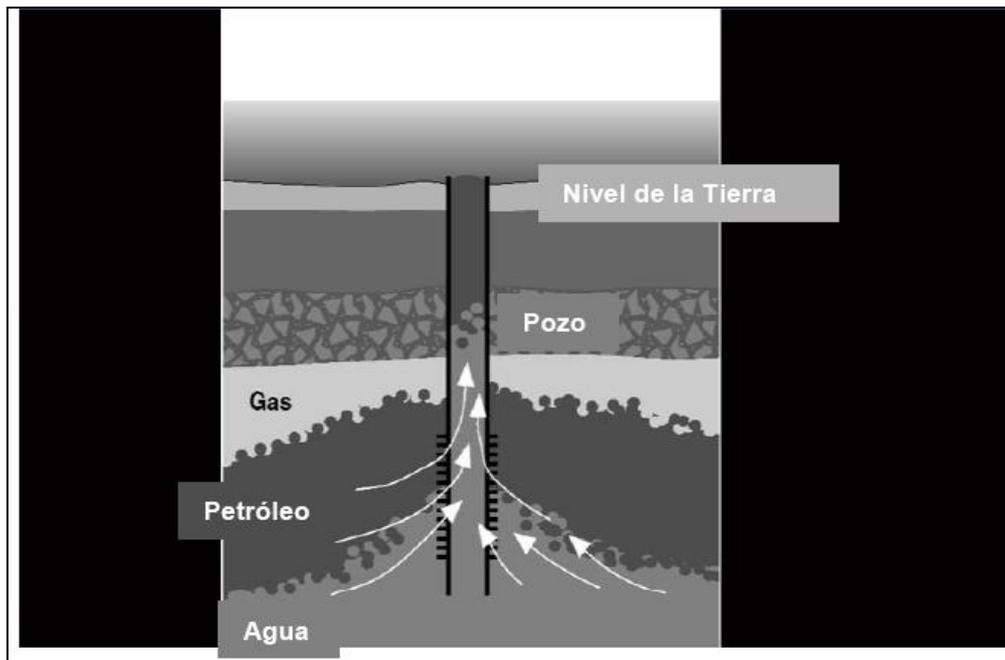


Figura 2.3 Conificación de agua.

2.2 TIPOS DE REPARACIÓN DE POZOS

Existen dos tipos de reparación de pozos:

1. Reparación mayor

Es el conjunto de actividades que tienen la finalidad de mantener al pozo en constante producción mediante la alteración de las condiciones de flujo de los yacimientos productores o mediante el aislamiento y apertura de intervalos.

2. Reparación menor.

Es el conjunto de actividades que tienen la finalidad de corregir fallas en los aparejos de producción que impiden el flujo hacia la superficie. Dichas actividades son

- a. Cambio de aparejo fluyente.
- b. Conversión a bombeo mecánico.
- c. Conversión a neumático.
- d. Conversión a inyector.

2.2.1 REPARACIÓN MAYOR DISPARAR PARA PONER OTRA ZONA EN PRODUCCIÓN.

Una de las razones más comunes para realizar una reparación es la terminación de ciertas zonas. La terminación de otras zonas implica cambiar de zona desde la cual se producen los hidrocarburos, este tipo de reacondicionamiento también se le llama reparación mayor. Muchos pozos se perforan de manera tal que penetran muchas zonas pero solamente una de ellas a la vez se pone en producción. En algunos pozos, las zonas más bajas se ponen a producir primero. Una vez agotadas éstas, se someten a cambiar de zona productora (aislamiento) de manera tal que sea posible poner en producción otra zona más arriba Figura 2.4.

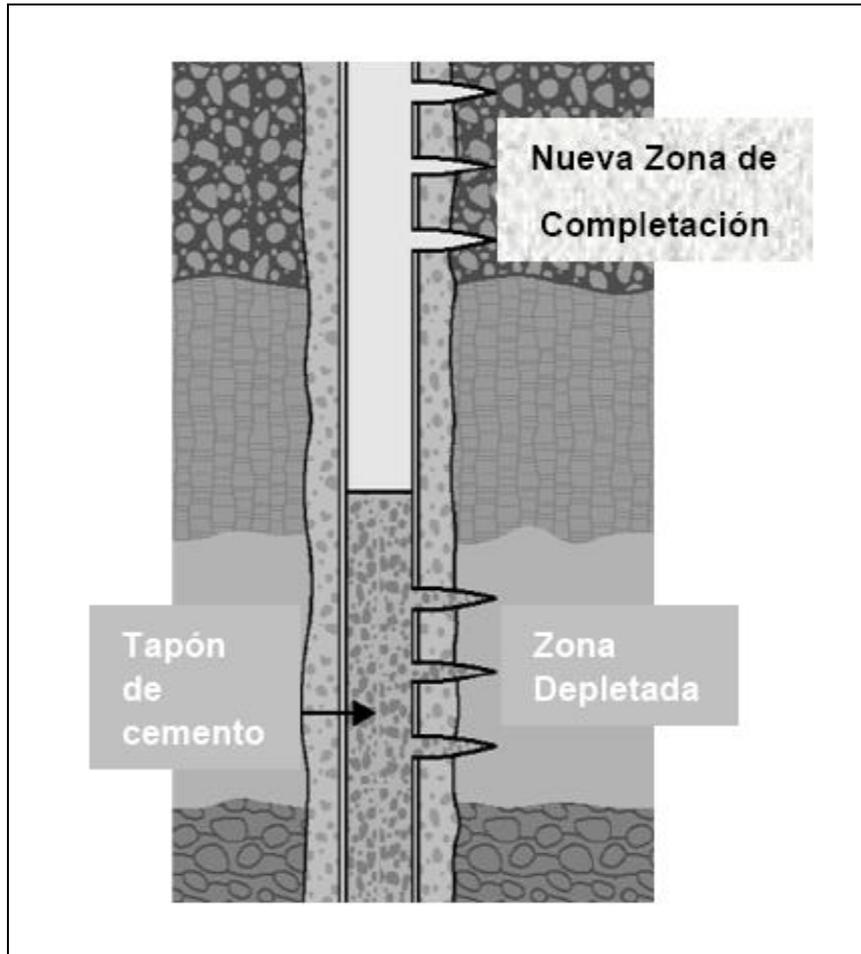


Figura 2.4 Reparación Mayor para poner en producción una zona más alta.

En algunos casos, las zonas más altas se ponen a producir primero y luego se cambia de zona productora para llevar la producción hacia zonas más bajas Figura 2.5. Durante estas intervenciones se tiene que aislar la zona productora efectuando una cementación forzada al intervalo, posteriormente se muele el cemento y el retenedor cemento buscando dejar descubierta la nueva zona de interés donde se encuentra el nuevo intervalo productor.

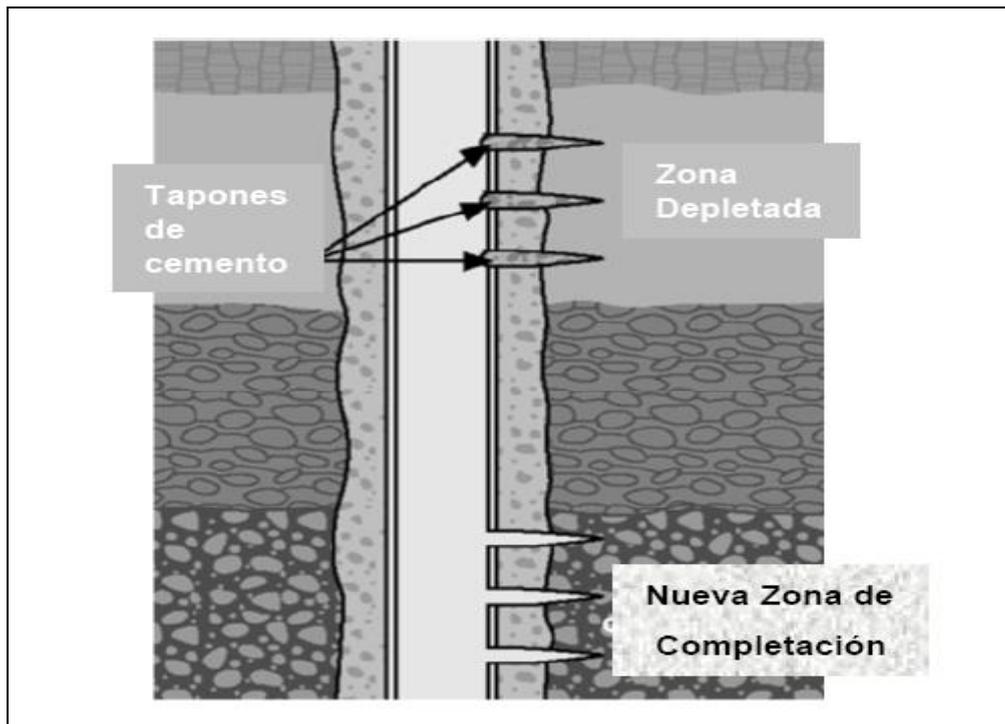


Figura 2.5. Reparación mayor para poner en producción una zona más baja.

En algunas reparaciones mayores para pasar de una zona más baja a otra más alta, se coloca un tapón de cemento, un tapón recuperable o un tapón de arena, los cuales posiblemente son bajados con cable a fin de aislar la zona abandonada (Figura 2.6); esto contribuye a asegurar que la zona disparada previa quede debidamente aislada.

En una reparación mayor para pasar de una zona más alta a otra más baja y donde no se utilice un tapón para aislar la zona, se pueden requerir varios trabajos de cementación forzada a fin de aislar las zonas superiores y sellar los orificios disparados.

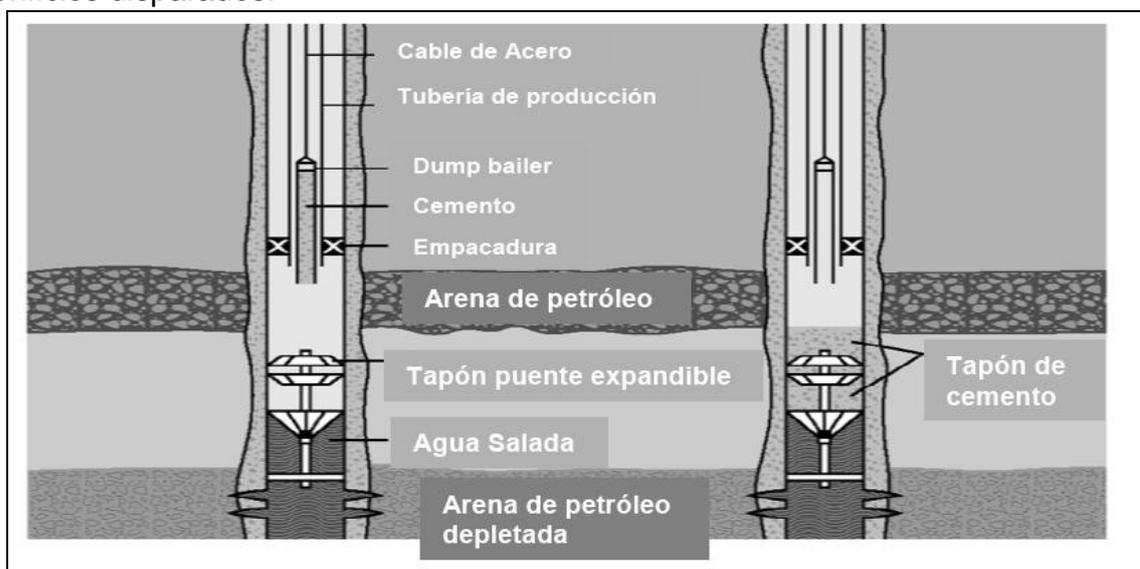


Figura 2.6. Aislamiento de una zona productora.

2.2.2 REPARACIÓN MAYOR PARA AUMENTAR LA PRODUCCIÓN DE UNA ZONA EXISTENTE.

Es posible aumentar la producción de una zona dañada o de baja producción mediante una o más de las siguientes técnicas.

2.2.2.1 ESTIMULACIÓN CON ÁCIDO O SOLVENTE

La estimulación matricial es una técnica de estimulación que implica la inyección de un ácido en la roca de formación a presiones por debajo del nivel al cual se fracturará esa roca. Esta técnica permite remover el daño causado por la perforación, terminación y reparación o por los fluidos para controlar el pozo, así como para la precipitación de depósitos provenientes del agua producida. Gracias a la acción del ácido, se pueden abrir nuevos canales o rutas para los hidrocarburos cerca de las paredes del pozo. El ácido clorhídrico (*HCl*) se utiliza para tratar la caliza, dolomita y otros tipos de rocas carbonatadas, mientras que el ácido fluorhídrico (*HF*) se utiliza para los yacimientos de areniscas. Una mezcla de *HCl* y *HF*, se emplea para disolver los depósitos perjudiciales de la arcilla. El daño de las parafinas o asfáltenos presentes en el crudo pueden tratarse mediante solventes orgánicos como la aromina.

2.2.2.2 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

En algunos pozos es necesario fracturar una formación de manera intencional, a fin de lograr una ruta más profunda para el flujo de petróleo y gas hacia el pozo. Entre los fluidos de fractura se encuentra el petróleo, agua, ácido, gels, emulsiones, espumas o combinaciones de éstos. Los fluidos de fractura se bombean bajo alta presión y a elevados caudales a fin de fracturar la formación. En estos fluidos se encuentran partículas de grano fino denominadas apuntalantes. Los apuntalantes se encuentran constituidos por partículas de arena de tamaño controlado o bauxita sintetizada (mineral de aluminio). El apuntalante permanece en la fractura para mantenerla abierta una vez que se reduce la presión de bombeo.

Un trabajo de fracturamiento con ácido implica bombear un ácido gelificado a una presión superior al límite de fractura de la formación. El gel abre una fractura y el ácido corroe las superficies de las rocas, creando un patrón irregular, para este tipo de fracturamiento no se utiliza apuntalante. Cuando las fuerzas terrestres cierran la fractura, la superficie desigual de sus caras no encaja y se forma un nuevo conducto para el petróleo y el gas.

2.2.3 REPARACIÓN MENOR (CONVERSIÓN DE UN POZO FLUYENTE A SISTEMA ARTIFICIAL).

Cuando un yacimiento no tiene o no puede mantener una energía de empuje suficiente como para producir a una tasa económicamente justificable, se requiere la ayuda de los sistemas artificiales, de cual existen cuatro tipos: Bombeo Mecánico (Bomba de vastago), Bombeo hidráulico, Bombeo de cavidades progresivas y Levantamiento por gas (gas lift).

Las tareas de reparación para los pozos con operaciones de levantamiento artificial pueden incluir:

- Para bombas mecánicas con varillas de succión (bombas de vástago): reparación o sustitución de la bomba en el extremo de la sarta de las varillas de succión, ya que puede existir daño debido al desgaste, presencia de arena o bloqueo por presión. Este reacondicionamiento implicaría el uso del equipo de reparación que permita extraer la sarta con varillas y separarla de la tubería de producción, o también puede utilizarse únicamente un equipo varillero. En algunos casos, el movimiento reciprocante de las barras causa abrasión y, tarde o temprano, corroe la tubería de producción. En esta situación, se debe sacar tanto la sarta de varillas como la de la tubería de producción.
- Para bombas hidráulicas: recuperar la bomba a través de la tubería de producción para su reparación o sustitución. En algunos casos, se debe limpiar primero la tubería de producción, pues la acumulación de incrustaciones o parafinas puede obstaculizar el paso de la bomba.
- Para bombas de cavidades progresivas: este tipo de reparación también incluye el recuperar y reparar el aparejo de producción a demás de utilizar varillas de succión para realizar la extracción de fluido.
- Para levantamiento por gas, se recupera, repara o sustituye las válvulas de levantamiento por gas que hayan perdido su funcionalidad (las válvulas dañadas pueden permitir el paso del gas directamente a través de ellas sin restricciones, al perderse su precarga interna porque las piezas elásticas fuelles han perdido su flexibilidad).

2.2.4 REPARACION MENOR (CONVERSIÓN DE UN POZO PRODUCTOR A INYECTOR)

Algunos trabajos de reparación se realizan para convertir pozos productores a inyectoros. En este tipo de reparación, se puede inyectar CO₂ o agua, además de

que también se puede utilizar para inyectar fluidos de desecho o rípios de la perforación.

Como ejemplo, en una reparación de este tipo se puede implicar convertir un pozo productor configurado para el levantamiento por gas continuo o intermitente, utilizando herramientas transportadas por la unidad de línea de acero, las válvulas de levantamiento por gas se recuperan de sus receptáculos, o mandriles de bolsillo, en la terminación, y substituyen por reguladores especiales que controlan la cantidad de gas inyectado en una zona específica del yacimiento. Los gases que usualmente se inyectan incluyen el dióxido de carbono (CO₂) y gas producido en el campo.

Otro ejemplo de un trabajo de reparación para conversión de un pozo sería la reconfiguración del mismo a fin de inyectar el agua producida, por la tubería de producción y hacia la formación. En la sarta de terminación se instalan reguladores especiales con cable de acero, para el control del volumen de agua inyectada según límites predefinidos.

Otra forma de reacondicionamiento es la conversión de un pozo de inyector a productor, considerado que la zona inyectara la cuál está sin presión será aislada y disparada en otra zona a fin de convertirlo en productor.

2.3 VENTAJAS DE LAS REPARACIONES A POZOS.

Los beneficios de los trabajos de reparación de pozos son los siguientes:

1. Aliviar la contrapresión excesiva que se deriva de formaciones taponadas u obstrucciones en el pozo o los equipos en superficie.
2. Reparar o substituir los equipos de pozos dañados (ej. Equipo de producción con corrosión, acumulación de incrustaciones o con fugas).
3. Reparar el daño a la formación en la región cercana al pozo.
4. Aliviar problemas naturales tales como la conificación de agua o formación de casquete de gas.
5. Aumentar la producción aislando una zona agotada y disparando otra.
6. Mejorar el flujo del crudo que es muy viscoso como para fluir fácilmente
7. Mayor permeabilidad al abrirse fracturas naturales o crearse otras nuevas y mejora de las comunicación entre la formación y el pozo (es decir, operaciones de fracturamiento hidráulico).
8. Substitución del equipo de levantamiento artificial.

3 FLUIDOS UTILIZADOS DURANTE LA TERMINACIÓN Y LA REPARACIÓN DE POZOS.

Existen diferentes tipos de fluidos utilizados en pozos y con los cuales se trabaja en todo el mundo. A continuación se describen las funciones y propiedades de estos fluidos.

3.1 TIPOS DE FLUIDOS DE TERMINACIÓN Y REPARACIÓN.

Un fluido de terminación se utiliza en el momento de la terminación o reparación de un pozo y representa un control principal o primario durante dichas operaciones. Este tipo de fluido ha sido diseñado para minimizar el daño al intervalo productor del yacimiento.

Un fluido de empaque es un fluido de terminación que tiene una función muy específica. Este es un fluido que se utiliza en el pozo por encima de un empacador, en el espacio anular entre la tubería de producción y la de revestimiento. Los fluidos de empaque suministran presión hidrostática para hacer resistencia a la fuerza de presión del pozo proveniente del área por debajo del empacador, lo cual contribuye a mantener ésta en su lugar. Los fluidos de empaque también tienen las siguientes funciones adicionales:

- Compensar el efecto de la presión interna en la tubería de producción cuando el pozo está produciendo.
- Crear un ambiente no corrosivo para la tubería de revestimiento y la de producción.
- Ofrecer apoyo interno para la tubería de revestimiento de producción.

Los fluidos de reparación se utilizan durante operaciones tales como la operación de control de pozo a través de la tubería de producción, desplazamiento del fluido de empaque, lavado de escombros en la tubería de producción. Los fluidos utilizados en la reparación de pozo ofrecen presión hidrostática para el control principal o primario del pozo y contribuyen a sacar ripios, arena y contaminantes. También se pueden utilizar como solventes para disolver productos derivados del petróleo tales como parafinas, asfaltenos y cera, los cuales restringen el diámetro interno de la tubería de producción y afectan la producción. Así como los fluidos de terminación, los fluidos de reparación se han diseñado para minimizar el daño al intervalo productor, a menos que se haya decidido abandonar el mismo.

3.2 FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE TERMINACIÓN Y REPARACIÓN.

Las funciones de los fluidos de terminación y reparación de pozos se pueden clasificar en dos categorías básicas: funciones activas y funciones de prevención. Las primeras comprenden mover los materiales a través del pozo, crear una fuerza o resistir a fuerzas y transferir la energía o el calor. Las funciones de prevención abarcan inhibir o impedir la corrosión, la acción bacteriana, el daño a la formación entre otras.

3.2.1 FUNCIONES ACTIVAS DE LOS FLUIDOS.

Las funciones activas de los fluidos son las siguientes:

1. Control principal o primario de pozo. Los fluidos de reparación ofrecen un nivel de presión hidrostática igual o mayor que la presión de formación, a fin de evitar arremetidas durante la operación de reparación. Cuando se controla y somete a seguimiento en forma correcta, la presión hidrostática del fluido puede considerarse una barrera.
2. Circulación y desplazamiento. Los fluidos remueven del pozo el material no deseado, tal como arena, escombros, cemento, ácido agotado, ripios o ripios del acero fresado. Los fluidos también facilitan la colocación o circulación del cemento, ácido, píldoras para controlar el pozo, píldoras de gel o arena para fractura.
3. Enfriamiento y lubricación. En la reparación de pozos que se involucran una profundización, el fluido enfría y lubrica la barrena de perforación. Algunas operaciones de reparación involucran la fricción de la misma mientras corta.
4. Operación de las herramientas y equipos de fondo. El fluido transmite presión desde la bomba hacia la herramienta de fondo o el equipo. Por ejemplo, la presión de bombeo, además de la propia presión hidrostática del fluido, facilita la operación de los empacadores, herramientas de prueba y otras herramientas y equipos.

3.2.2 FUNCIONES DE PREVENCIÓN.

Las funciones de prevención de los fluidos de terminación y reacondicionamiento se mencionan a continuación:

1. Minimizar las pérdidas de fluido hacia la formación

- a. Se debe controlar la pérdida de fluido hacia la formación. Se producirán arremetidas si el nivel de fluido cae y se pierde el control principal del pozo. Además, los fluidos pueden dañar la formación y los costos de la reparación aumentarán cuando se deba sustituir fluido perdido.
 - b. Los lodos de perforación utilizan sólidos a fin de que se deposite un enjarre impermeable sobre la formación. El enjarre minimiza la pérdida del fluido entero. Dichos fluidos se utilizan, algunas veces, para los trabajos de reparación. Sin embargo, el uso de los mismos puede causar daño a la formación debido a los sólidos que contienen. Con mayor frecuencia, se utilizan fluidos limpios, libres de sólidos, a fin de evitar el daño a la permeabilidad de la formación. Estos fluidos limpios no contienen sólidos que formen enjarre, de manera tal, que deben evitar la pérdida de fluido con base a su viscosidad o mediante el uso de aditivos para formar un puente a través de la formación.
2. Mantener la estabilidad en el tiempo y a diferentes temperaturas. Esto se aplica en especial, a los fluidos empacantes. El fluido debe estar formulado para que pueda mantenerse estable por varios años, incluso a altas temperaturas. Si los sólidos se separan del fluido y sedimentan sobre la parte superior de la empacador, es posible que esta no puede ser recuperada durante una reparación, por lo cual se requeriría una costosa operación de fresado o pesca. Además, una vez que se han separado los sólidos, se reduce la presión hidrostática del fluido hasta llegar a la del fluido base. De esta forma se reduce el soporte que aporta a la presión interna fluyente de la tubería de producción.
 3. Evitar el daño a la formación, como el causado por la impregnación de la roca del yacimiento con crudo, la expansión de las arcillas, la precipitación de escamas y la obstrucción con sólidos.
 4. Evitar la acción de bacterias en el fluido como tal y en la formación. Algunas veces, en los fluidos base utilizados para los fluidos de terminación o reparación, se encuentran colonias de bacterias que proliferan de modo natural. Si dicho fluido contiene un polímero, las bacterias lo atacarán, degradando el fluido y perjudicándolo motivo por lo cual las bacterias deben de ser controladas.
 5. Evitar la corrosión de la tubería de producción, la tubería de revestimiento y los equipos de terminación.

3.2.3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDO DE TERMINACIÓN Y REPARACIÓN

El encargado de la selección de fluidos selecciona los diferentes componentes para el fluido de terminación o reparación de tal modo que este pueda cumplir con la función deseada para cada pozo en particular. Cada fluido consiste en un

fluido base más un agente densificante. Posteriormente, se selecciona un paquete de aditivos a fin de acondicionar el fluido según los requerimientos específicos del pozo. El ingeniero de diseño determina si un fluido cumple con los requerimientos del trabajo, para lo cual debe medir las siguientes propiedades:

1. Densidad
2. Viscosidad
3. Turbidez
4. pH
5. Temperatura
6. Tasa de pérdida del fluido

4 HERRAMIENTAS UTILIZADAS DURANTE LA OPERACIÓN DE REPARACIÓN DE POZOS.

Durante este capítulo hablaremos de algunas de las herramientas que comúnmente se utilizan en la reparación de pozos. Comenzando con las herramientas que principalmente se utilizan para reconocer el fondo de pozo PI (Profundidad Interior).

4.1 HERRAMIENTAS DE RECONOCIMIENTO

Este tipo de herramientas se utilizan principalmente para el reconocimiento del fondo del pozo PI, para considerar la herramienta adecuada se necesita conocer parámetros del pozo como:

1. Dimensiones, material y grado del Casing
2. Dimensiones, material y grado de la tubería de producción
3. Conexiones superior e inferior del empacador
4. Angulo de desviación desde superficie hasta profundidad de anclaje
5. Desviaciones y restricciones.
6. Profundidad total

Así como la historia del pozo para tomar en cuenta las operaciones que con anterioridad se le han realizado al pozo. Las herramientas más utilizadas para estos tipos de operaciones son: Niple aguja, Molino concavo, Molino de aletas y Block de impresión, siendo este último una herramienta que en ciertos diámetros puede ser operada sin la necesidad de equipo de reparación, utilizando las unidades de cable de acero.

4.1.1 NIPLE DE AGUJA.

Esta herramienta usualmente es utilizada para el reconocimiento del fondo del pozo tomando en consideración que el pozo no cuenta con obstrucciones que no permitan el paso de éste, ya sea un tapón mecánico o un tapón de cemento, o siendo un caso extremo un colapso en la tubería de revestimiento. Además de ser usada cuando el pozo cuenta con arena que se ha producido del la formación o para quitar un tapón de arena que se haya colocado durante alguna reparación anterior.

4.1.2 MOLINO DE ALETAS.

Este molino cuenta con un revestimiento de carburo de tungsteno y además en las partes de corte insertos de pastillas de aleación especial del mismo material convirtiéndolo en una herramienta versátil y eficiente para trabajar en:

- Chatarra fija.
- T.P. de producción.
- Tubería perforación.
- Lastrabarrenas cementados.
- Acondicionar bocas de pescado.
- Molienda de cemento.
- Molienda de empacadores
- Empacadores permanentes
- Tapones puente.



Figura 4.2. Molino de Aletas.

4.1.3 MOLINO DE CONCAVO.

Este molino como el anterior cuenta con un revestimiento de carburo de tungsteno y pastillas de aleación especial del mismo material diseñado para moler :

- Chatarra en el fondo
- Conos de barrena
- Dados de cuñas
- Afinación de bocas de “ pescado “
- Molienda de cemento.
- Molienda de empacadores

Este molino al igual que el anterior son de los más usados en las operaciones de reparación de pozos Figura 4.3.



Figura 4.3 Molino de Cóncavo.

4.1.4 SELLOS DE IMPRESIÓN.

Durante las intervenciones en los pozos, a veces se presentan problemas mecánicos tales como colapsos de tubería de revestimiento, desprendimientos del mismo, bocas de pescado irregular, etc. En estos casos es necesario emplear el block de impresión, que tiene como función determinar la condición del pescado o el ademe, artículos perdidos en el fondo, roles de barrena, puente o ademe roto cualquier protuberancia en el pozo la cual dejará una impresión en plomo que producirá una marca legible donde se presenta el problema mecánico. También es conocido como sello de plomo, siendo un cilindro de plomo adherido a un tramo corte de tubería. Ver Figura 4.4

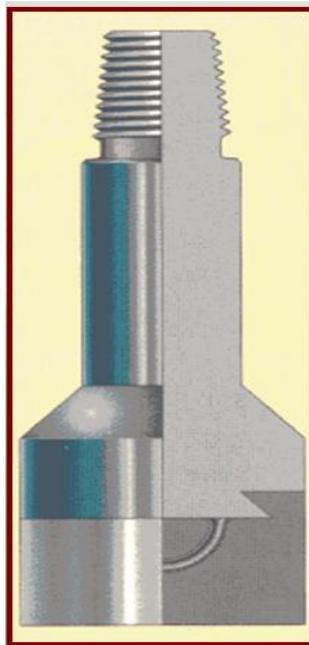


Figura 4.4. Sellos de impresión.

4.1.5 CANASTA COLECTORA.

Este tipo de herramientas tiene como función mantener el fondo del pozo libre de impurezas sólidas ya sean pescados y partes o padecería de fierro de otras herramientas Figura 4.5.



Figura 4.5. Canasta Colectora.

Las canastas que normalmente se emplean son estandarizadas entre ellas podemos mencionar las siguientes:

- a) Canasta Colectora.
- b) Canasta de Fondo.
- c) Canasta de Circulación Inversa.
- d) Canasta Magnética.

Esta herramienta es la de mas uso y está diseñada para recuperar objetos sólidos de volumen pequeño que se encuentran dentro del pozo. Por ejemplo: moliendas de empacadores, tapones mecánicos, tubería de pistolas, cables, etc, ver Figura 4.6.

Cuando sea necesario utilizar las canas colectoras en alguna operación, se sigue los pasos que se menciona a continuación:

1. Se introduce la canasta colectora dos o tres metros arriba del fondo del pozo.

2. Circular con una presión de 100 a 140 kg/m².
3. Aplicar rotación derecha 30 a 40 rpm y baje a 1 metro arriba del fondo y continuar circulando hasta cumplir un ciclo.
4. Suspender la circulación y la rotación.
5. Sacar la canasta y revisa su contenido, de ser necesario se repetirá el procedimiento.



Figura 4.6. Padecería encontrada en el pozo.

4.1.6 ESCARIADOR.

Esta herramienta se utiliza comúnmente para efectuar limpieza en el interior de las tuberías de revestimiento buscando quitar las impurezas que pudieran ocasionar que un empacador o retenedor de cemento no logre hacer sello con la tubería de revestimiento, o que alguna herramienta debido a su tamaño pudiera atorarse Figura 4.7.

El escariador es una pieza compacta construida para instalarle cuchillas, las cuales son sujetadas por retenedores, cada una de ellas lleva resortes, mismos que sirven para retraer las cuchillas cuando la herramienta encuentra resistencia para introducirse. Los resortes que posee cada cuchilla permiten tener contacto permanente con el interior de la tubería de revestimiento logrando así la limpieza de esta.



Figura 4.7. Escariador para tubería de revestimiento.

4.2 HERRAMIENTAS DE PESCA.

Este tipo de herramientas son utilizadas en los pozos en los cuales se encuentra un cuerpo solo que por accidente o por las condiciones de este se dejan dentro del pozo siendo esto llamado "Pez". Las causas que pueden originar un pez pueden ser aquellas actividades que no representaban un gran riesgo pero las condiciones de la operación ocasionaron dejar un pez dentro del pozo.

Los peces que por alguna razón quedan dentro del pozo varían de tamaño y al tener geometría variable la única forma de recuperarlo es utilizando herramientas especiales de pesca que tengan la capacidad de agarrarlos de acuerdo a su forma y condiciones en que se encuentran. Los diámetros interiores de la tubería o agujero en donde quedaron alojadas cada una de las partes que conforman al pez, son fundamentales en la selección de las herramientas de pesca.

Estas herramientas de pesca se clasifican en dos:

1. Herramientas de pesca de agarre externo.
2. Herramientas de pescas de agarre interno.

Las herramientas de pesca de agarre externo son:

- Pescante Overshot S-150.
- Pescante Overshot S-70.
- Tarrajas.

Las herramientas de pesca de agarre interno son:

- Arpones.
- Machuelos.

4.2.1 PESCANTE BOWEN SERIE-150.

Es la herramienta más segura y versátil que se tiene para las operaciones de pesca en cuanto a la sencillez de su mecanismo de conexión y desconexión así como su resistencia a la tracción, tensión y torsión sin sufrir daño ni deformación. El enchufe puede armarse interiormente con cuñas de espiral o canasta, según sea el diámetro exterior del pescado figura 4.8.

Esta herramienta tiene en su interior un tazón que cuenta con una sección ahusada en espiral, que es donde se alojan y quedan ajustadas las cuñas que se introducen girando hacia la izquierda.

Cuando el enchufe penetra en el pescado, baja girando hacia la derecha y la cuña se expande agarrando el pescado. Después, sin dar rotación, se tensiona y la cuña se contrae mediante el ajuste en el ahusamiento del tazón; la rosca ahusada de la cuña se agarra firmemente al pescado.

En adelante si se gira el enchufe hacia la derecha y se levanta lentamente se contraerá la rosca interna de la cuña y la separará del pescado, logrando desprenderlo.

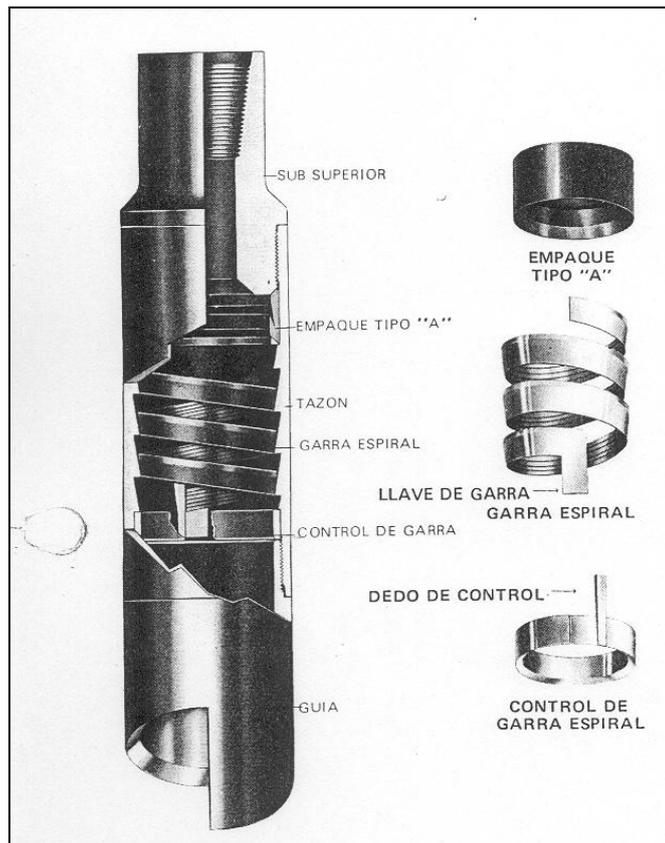


Figura 4.8. Pescante Bowen Serie 150

4.2.2 PESCANTE BOWEN SERIE 70.

Su diseño y construcción están basados en el mismo principio que el de los pescante S-150. Esta serie representa el medio más eficaz para recuperar un pescado, cuyo extremo superior es tan corto que apenas mida dos pulgadas de longitud.

Esta herramienta esta dissenado únicamente para agarrar pescado en porciones expuestas demasiado cortas que por consiguiente, es imposible atraparlas con pescantes convencionales.

Como ya se mencionó, el enchufe S-70 está basado en el S-150. La diferencia consiste en que al ármalo, la cuña de canasta se introduce al tazón por la parte superior y la guía de control se acomoda en la ranura de la cuña, quedando ésta en el extremo inferior del tazón Figura 4.9.

Este enchufe no utiliza cuñas de espiral, por lo tanto se puede agarrar piezas de diámetro exterior con un máximo específico o cualquier diámetro menor e instalar la cuña de las canastas del tamaño deseado. Las condiciones de operación son las mismas que el pescante de la serie 150

Esta herramienta combinada con la tubería izquierda o con la herramienta inversora de rotación, tiene la función principal de pescar tubería atrapada al dar rotación izquierda, desconectar la longitud que esté libre.

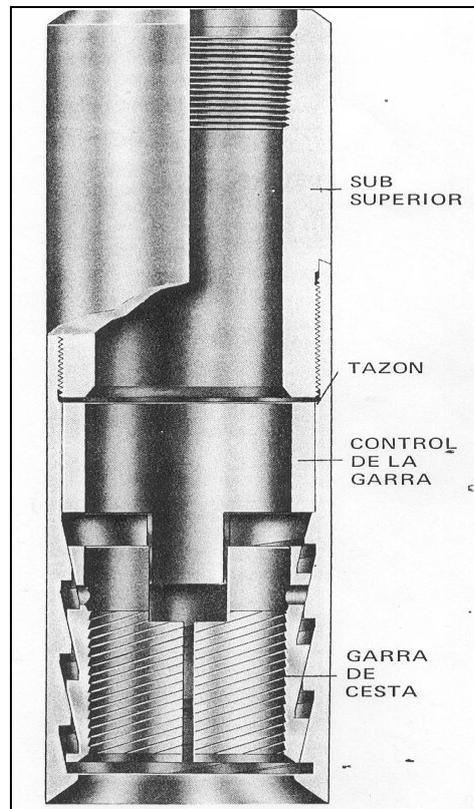


Figura 4.9. Pescante S-70

4.2.3 TARRAJAS DERECHAS E IZQUIERDAS.

Estas son herramientas que se construyen de una sola pieza, están formadas interiormente en forma cónica con una roca especial trapezoidal y un paso de $\frac{3}{4}$ de pulgada por cada pie de conicidad. Su diámetro cambia en $\frac{1}{16}$ de pulgada por cada pulgada de longitud ver Figura 4.10.

En su interior tienen roscas izquierda o derecha y estas pueden ser uniformes o acanaladas para facilitar su conexión y la circulación del fluido de control. Las tarrajas se utilizan para recuperar pescados tubulares como son: Tuberías, lastrabarrenas, mandriles, que hayan sido dejadas o estén atrapadas en el pozo.

Una de las características de las tarrajas es el rango de operación proporcionado por su conicidad interna, lo que les permite conectarse a bocas de pescado de forma irregular originadas por rotura, colapso o corrosión. La boca del pescado puede estar en buenas condiciones o puede ser irregular. Otra de las características es que se utilizan como segundo recurso después del enchufe ya que el amplio rango de operación con lo que son fabricadas permite conectar al pescado en la parte intermedia de su conicidad.

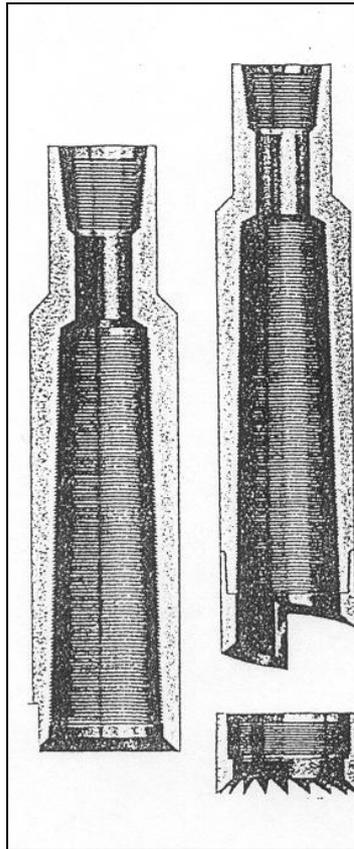


Figura 4.10. Tarrajas Derecha e Izquierda.

4.2.4 MACHUELOS DERECHOS E IZQUIERDOS.

Estas herramientas se fabrican en una sola pieza. Su exterior es de forma cónica y tiene maquinada una rosca especial trapezoidal que puede ser derecha o izquierda y se construye corrida o acanalada, para facilitar su conexión.

Tiene un paso de $\frac{3}{4}$ de pulgada por cada pie de conicidad y su diámetro cambia en $\frac{1}{16}$ pulgada por cada pulgada de longitud. Se utiliza en operaciones en donde los pescantes de agarre exterior no se pueden conectar utilizándose en interiores de tuberías, lastrabarrenas, niple de sello de empaques, válvulas de circulación, etc. Ver Figura 4.11.



Figura 4.11. Machuelo.

4.3 ZAPATAS LAVADORAS

Las zapatas lavadoras están diseñadas para usarse en el extremo de la sarta de lavado, y así cortar el espacio entre el pescado y el agujero. En este proceso se cortará un espacio ya sea que el obstáculo sea la formación o el pescado. Estas zapatas tienen dientes en el fondo y están cubiertas con un metal duro convencional o con carburo de tungsteno. Los tipos más usados son:

- Zapata lavadora dentada.
- Zapata lavadora plana.

4.3.1 ZAPATAS LAVADORA DENTADA

Este tipo de herramienta tiene en el fondo dientes tipo rastra (ver Figura 4.12). Los cuales están revestidos con carburo de tungsteno en las caras frontales, para reducir problemas de torque y minimizar daños al pescado, principalmente son usadas para: Lavar tuberías de producción, de perforación, lastrabarrenas, empacadores permanentes y empacadores semipermanentes con daños en su sistema mecánico.



Figura 4.12. Zapata lavadora dentada.

4.3.1 ZAPATAS LAVADORA PLANA

Este tipo de herramienta está diseñada para cortar por el diámetro interior ver Figura 4.13. Revestidos con carburo de tungsteno para objetos o chatarra perdida, principalmente son usadas para: moler objetos fijos, moler empaques, estabilizadores, y para lavar tuberías empaquadas con arena lodo o sedimento.



Figura 4.13. Zapata lavadora plana.

5 SECUENCIA PARA LA REALIZACION DE PROGRAMA OPERATIVO

Para llevar a cabo las operaciones de reparación de pozos, es necesario contar con el programa operativo, teniendo como respaldo las bases de usuario (documento con el cual se especifica el tipo de reparación que se realizará en el pozo), así como una orden de trabajo con lo que se avala esta intervención.

El programa operativo de reparación de pozos comienza con la obtención de la información del pozo (historia del pozo), esta historia del pozo cuenta con la información de: la perforación, terminación y las intervenciones realizadas, esto es importante tenerlo en cuenta para verificar el estado en el que se encuentra el pozo y así seleccionar las herramientas que se utilizarán en la operación de reparación del pozo.

Con toda la información anterior se realiza proceso de reparación el cual consta de las actividades y los tiempos para realizar estas intervenciones como el ejemplo siguiente:

5.1 PROGRAMA OPERATIVO PARA LA REPARACIÓN MENOR (CONVERSIÓN A BOMBEO MECÁNICO).

Se cuenta con la siguiente información para realizar la siguiente intervención:

BASE DE USUARIO AGUA FRÍA 68 CBM AF-68

ÍNDICE

- 1.0 NOMBRE DEL POZO
- 2.0 INSTALACIONES INVOLUCRADAS
- 3.0 FECHA DE REQUERIMIENTO
- 4.0 DESCRIPCIÓN GENERAL
- 5.0 OBJETIVO DE LA INTERVENCIÓN
- 6.0 JUSTIFICACIÓN E IMPLICACIONES
- 7.0 ALCANCES DE LA INTERVENCIÓN:
 - 7.1 ESQUEMA SUPERFICIAL DE BOMBEO MECÁNICO
 - 7.2 TRABAJOS A REALIZAR
 - 7.3 CONDICIONES DE SEGURIDAD
 - 7.4 NORMAS Y CÓDIGOS

1.- NOMBRE DEL POZO

Agua Fría 68

2.- INSTALACIONES INVOLUCRADAS

MACROPERA Agua Fría 24.

INSTALACIÓN Fluye al Módulo de Separación Portátil existente en la Macropera-AF-24.

3.- FECHA DE REQUERIMIENTO

MARZO 2010.

4.- DESCRIPCIÓN GENERAL.

El pozo AF-68 fue disparado y fracturado como primera opción de terminación en los intervalos: 1599-1602 m, 1607 – 1611 m, 1618 – 1622 m (C-S/N), del cual en 85 hrs después de la apertura resultó productor de aceite, aportando 60% de aceite y 40% de agua (Salinidad 18,000 ppm, PH: 8); posterior en 5 hrs fluyó gas 100%, con Pwh = 100 psi (7 kg/cm²), Estr. 4mm; se decidió aislar los intervalos con tapón de arena y un tapón de cemento para probar un nuevo horizonte prospectivo.

Se probó el intervalo 1564-1579 m (C-S/N), dentro del periodo de flujo en sus primeras 72 hrs fluyó agua con salinidad de 17,000 ppm, PH: 8, Estr. 3mm; derivado de su baja presión se decide realizar conversión a sistema de bombeo mecánico, con la utilización de equipo de reparación, para continuar con la explotación comercial de hidrocarburos a través de los intervalos: 1599-1602 m, 1607 – 1611 m, 1618 – 1622 m (C-S/N) y 1564-1579 m (C-S/N).

5.- OBJETIVO DE LA INTERVENCIÓN.

Convertir el pozo para continuar su explotación con sistema artificial de bombeo mecánico.

6.- JUSTIFICACIONES E IMPLICACIONES

Producir de una forma óptima y confiable los pozos, asegurando la operación actual y futura, garantizando el flujo de los hidrocarburos hacia las estaciones de proceso.

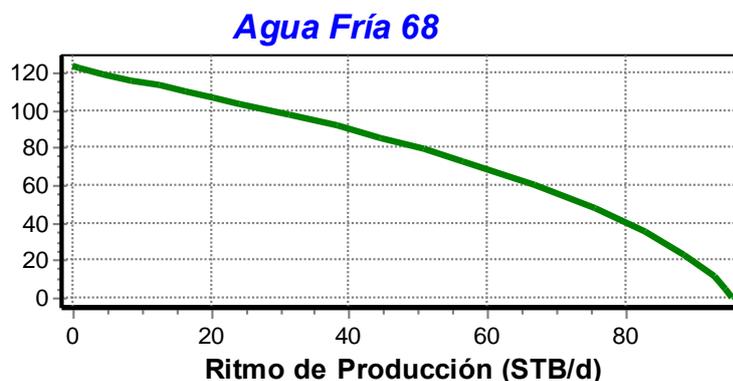
El ritmo de producción estimado para el pozo en estudio es:

QI ≈ 44 BPD con un corte de agua de 40%

Qo ≈ 27 BPD

Qg ≈ 42 MPCD con una RGA= 280 m³/m³

P_{ws} Estimada = 123 kg/cm²



7.- ALCANCES DE LA INTERVENCIÓN

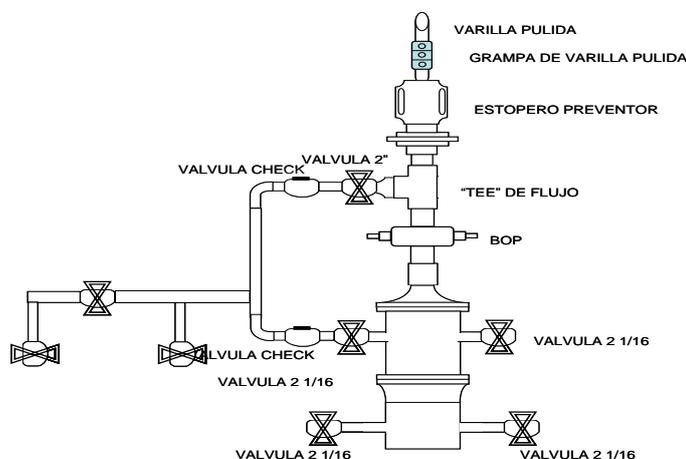
Convertir pozo al sistema de bombeo mecánico con el uso de equipo de reparación.

- Calibrar, controlar pozo con fluido de densidad adecuado de acuerdo con la Pws estimada y recuperar aparejo actual fluyente (TP 2 7/8" con empacador).
- Moler tapón de cemento y desarenar pozo hasta 1770 m.
- Realizar estimulación orgánica energizada a los intervalos: 1564 – 1579 m (C-S/N), 1599 – 1602 m (C-S/N), 1607 – 1611 m (C-S/N) y 1618 – 1622 m (C-S/N); dejar cerrado pozo de acuerdo a la propuesta o recomendación de la estimulación.
- Bajar tubería de producción de 2 7/8", instalando bomba de inserción de 2-1/2" x 1-1/2" x 22' a 1640 m, ancla mecánica de 5 1/2" x 2 7/8" a 1530 m y un tramo de tubo de extensión de 2 7/8" corto, de acuerdo a diagrama mecánico anexo, con 510 m de varillas 7/8" y 1,130 m de varillas 3/4".
- Desalojar fluidos remanentes con la acción de la bomba.
- Dejar árbol de válvulas acorde al tipo de SAE, ver esquema anexo.
- Tomar ecómetro diario durante dos semanas, para conocer respuesta del yacimiento de acuerdo al ritmo de producción y optimizar el funcionamiento acorde a las epm.

CONDICIONES DE OPERACIÓN			
Ritmo de Producción (BPD)	44	Contrabalanceo (lb)	10,746
Velocidad (epm)	2.5	Torque (pg-lb)	266,000
Carrera (pg)	100	Varillas 7/8" 3/4" (m)	510 / 1130
Carga máxima (lb)	14,614	Esfuerzo 7/8" 3/4" (%)	71 / 63
Carga mínima (lb)	5,433	Consumo de Energía (kw-hr/día)	112

NOTA: El análisis considera la condición crítica de sumergencia de la bomba. Se recomienda observar el esfuerzo máximo en la varilla pulida.

7.1.- ESQUEMA SUPERFICIAL DE BOMBEO MECÁNICO.



Estado Mecánico Actual

Estado Mecánico Propuesto

Equipo: 533
 Cia: Schlumberger

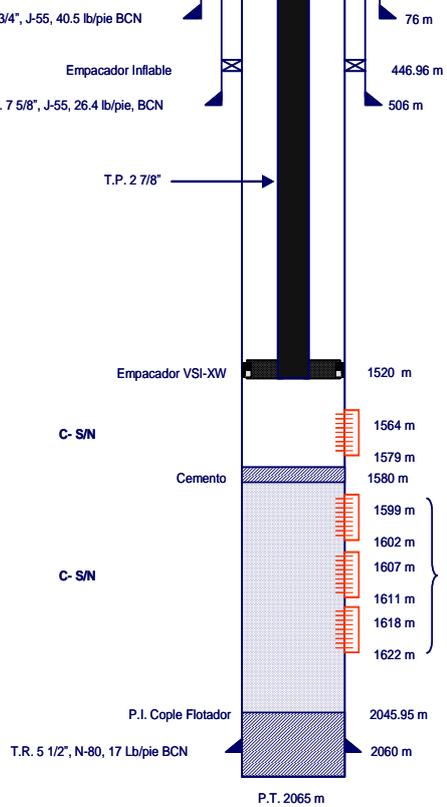
Coordenadas: UTM
 Plataforma: X = 634 108.59 m X = 633 693.53 m
 Y = 2 274 387.83 m Y = 2 273 766.68 m
 Lat: 20° 33' 53.59" Lat: 20° 33' 33.49"
 Long: 97° 42' 48.26" Long: 97° 43' 02.76"

Árbol de Válvulas : 10 3/4" x 7 5/8" x 5 1/2" (S-5M)

E.M.R = 190.18 m
 E.T. = 184.68 m

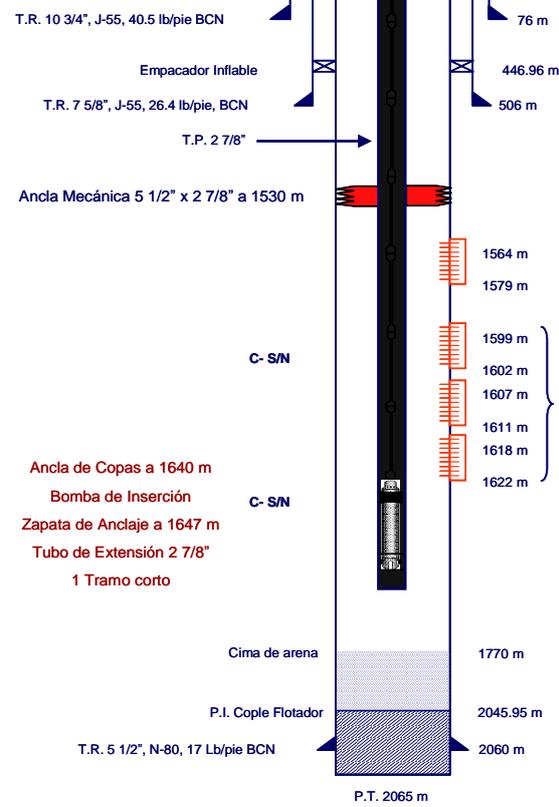
Inició Perf. : 06-Mar-08
 Term. Perf. : 13-Mar-08
 Inició Term. : 17-Mar-08
 Term. C/E : 08-May-08
 Term. S/E : 19-Jun-08
 Term. Oficial: 20-Jun-08

Inició Perf. : 06-Mar-08
 Term. Perf. : 13-Mar-08
 Inició Term. : 17-Mar-08
 Term. C/E : 08-May-08
 Term. S/E : 19-Jun-08
 Term. Oficial: 20-Jun-08



Disparó: 08-Jun-08
 Fracturó: 14-Jun-08

Disparó: 02-May-08
 Fracturó: 21-May-08



VARILLAS:
 7/8" - 510 m
 3/4" - 1,130 m

Disparó: 08-Jun-08
 Fracturó: 14-Jun-08

Disparó: 02-May-08
 Fracturó: 21-May-08

7.2.- TRABAJOS A REALIZAR

Los rubros correspondientes a materiales, mano de obra, herramientas y/o equipos, y actividades que lo conforman, así como los alcances de cada concepto de trabajo son enunciativos, más no limitativos, por lo que se deberá considerar todo lo necesario para la realización inherente a cada concepto de trabajo y su correspondiente aplicación para la instalación del SAE.

7.3.- CONDICIONES DE SEGURIDAD.

La ejecución de todos los trabajos relacionados con los alcances de este trabajo, deben cumplir con todas las normas y códigos de seguridad vigentes y recomendaciones de la Gerencia de Seguridad Industrial y Protección Ambiental de PEP.

7.4.- NORMAS Y CÓDIGOS

Los alcances relacionados a esta obra deben cumplir con las especificaciones de Pemex y demás normas, estándares, códigos, especificaciones y recomendaciones en las diferentes etapas de la intervención.

Y con estos datos y con el conocimiento de las operaciones a realizar y de las herramientas con las que se cuenta se realiza el diseño, el cual quedaría de la siguiente manera:

PROGRAMA DE REPARACIÓN MENOR
KEY ENERGY SERVICES DE MÉXICO
EQUIPO 676
POZO: AGUA FRIA 68
CONVERSIÓN A BOMBEO MECÁNICO
MARZO 2010

CONTENIDO.

1.- NOMBRE DEL POZO.

Nombre:	AGUA FRIA	Número:	68	Letra:	--	Tipo	Direccional
Clasificación:	Desarrollo Terrestre						
Plataforma:	AGUA FRIA 24	Equipo:	KESM 676				

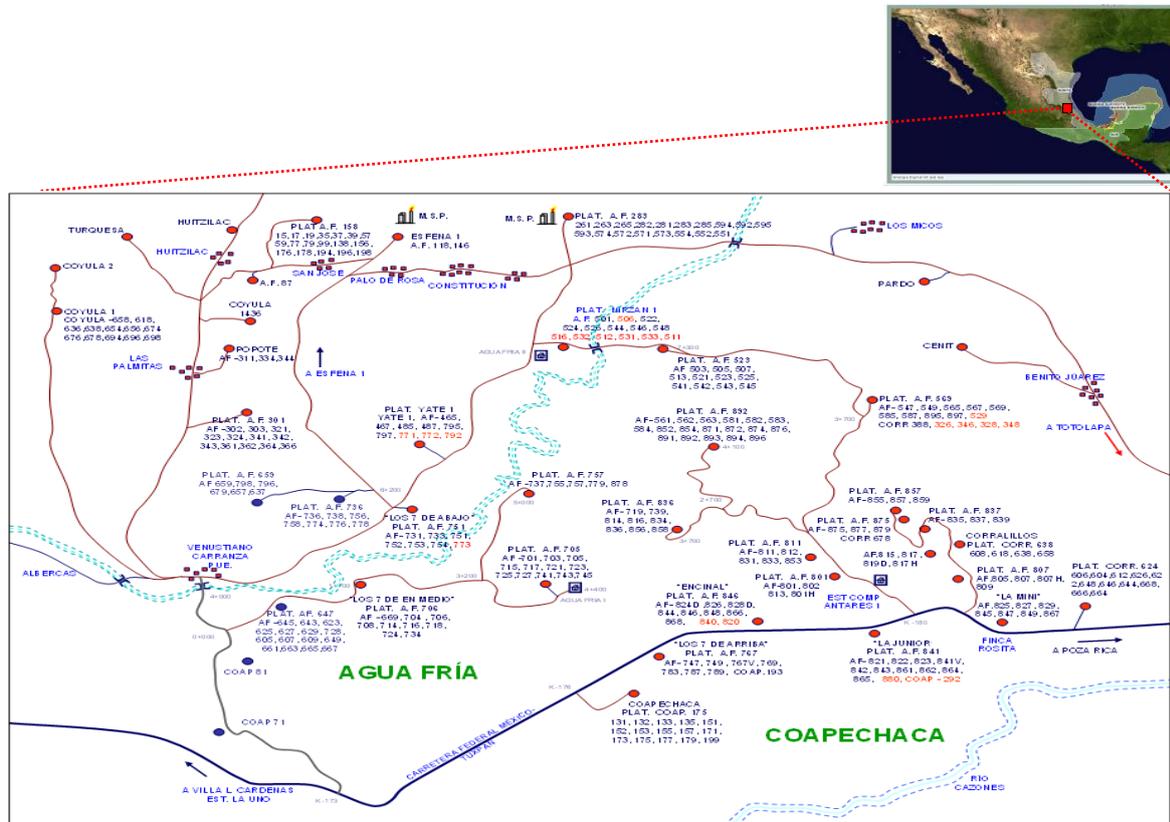
2.- UBICACIÓN.

Estado:	Puebla	Municipio:	Venustiano Carranza
Referencia Topográfica	Marino() Terrestre (x) Lacustre ()		

2.1- POZO TERRESTRE.

Altura del terreno sobre el nivel del mar:	184.68 m.
Coordenadas conductor:	X = 634 108.59 Y = 2 274 387.83
Coordenadas objetivo.	X = 633 693.53 Y = 2 273 766.68

2.2 PLANO DE UBICACIÓN GEOGRÁFICA.



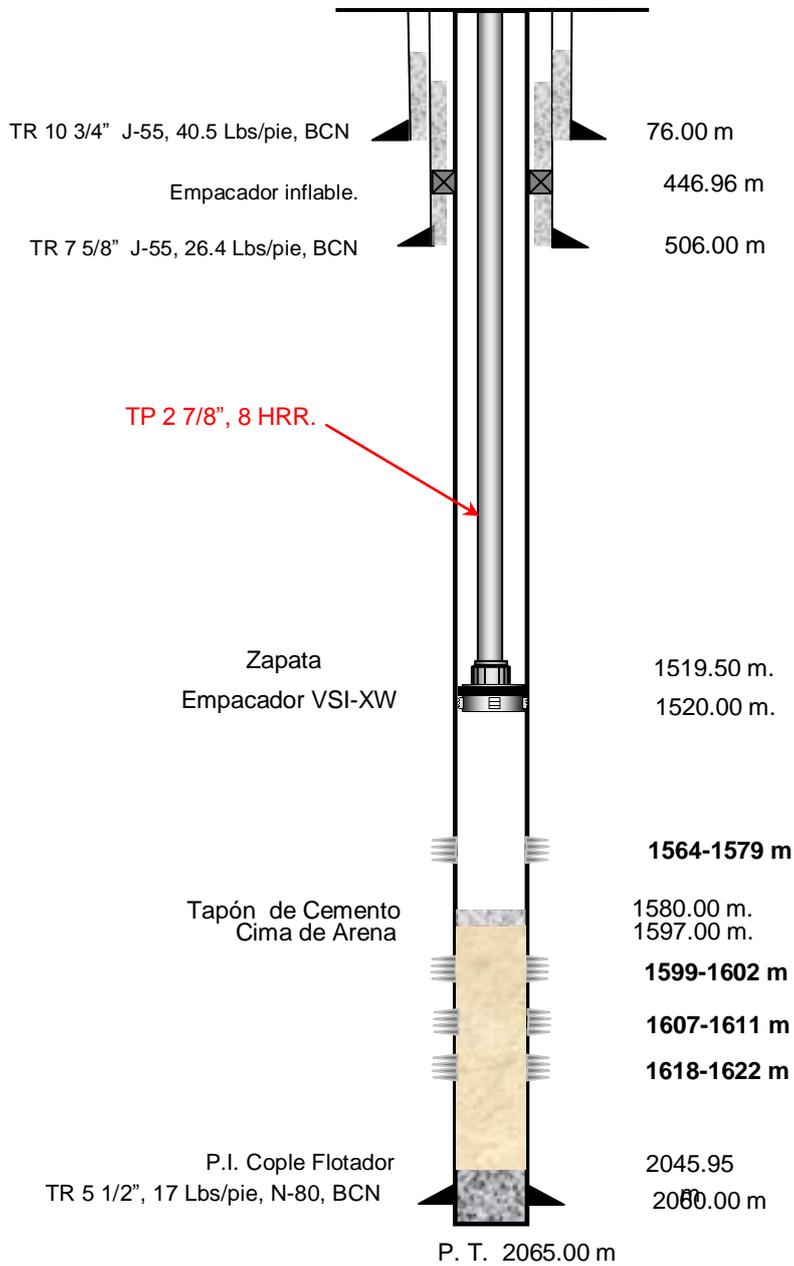
3. OBJETIVO.

Convertir el pozo al Sistema de Bombeo Mecánico para continuar con la explotación comercial de hidrocarburos a través de los intervalos 1564-1579 m, 1599-1602 m, 1607-1611 m, 1618-1622 m.

4.- ANTECEDENTES DEL POZO A INTERVENIR.

- 4.1.- Profundidad Total. 2065.00 m.d.b.m.r.
- 4.2.- Profundidad Interior. 2045.95 m.d.b.m.r. (Cople Flotador)

4.3.- Estado mecánico actual (gráfico).



4.4.- Distribución de tuberías de revestimiento.

Diám. Ext. (pg)	Grado	Peso lb./pie	Conexión	Diám. Int. (pg)	Drift (pg)	Resist. Presión Interna (psi)	Resist. Colapso (psi)	Distribución (m.d.b.m.r.)	
								de	a
10 3/4	J-55	40.5	BCN	10.05	9.894	3130	1580	76.00	0.00
7 5/8	J-55	26.4	BCN	6.969	6.844	4140	2900	506.00	0.00
5 1/2	N-80	17.0	BCN	4.892	4.767	7740	6290	2060.00	0.00

4.5.- Distribución y especificaciones técnicas del aparejo de producción y empacador actuales.

Descripción	Grado	Peso Nom. Lbs/pie	Conex.	Diám. Ext. (pg)	Diám. Int. (pg)	Drift (pg)	Profundidad	
							De (m)	Hasta (m)
Empacador Semipermanente VS1-XW	--	15.5-17	8 hrr.	5 1/2	2.375	--	1521.20	1520.00
Zapata Conectora	--	--	8 Hrr.	4 1/2	2.441	2.347	1520.00	1519.50
TP	J-55	6.5	8 Hrr.	2 7/8	2.441	2.347	1519.50	38.00
TP	N-80	6.5	8 hrr.	2 7/8	2.441	2.347	38.00	0.00

4.6.- Resumen de la perforación

Este pozo inició su perforación el día 6 de Marzo de 2008 y terminó la perforación el día 13 de Marzo del mismo año. Utilizó lodo de emulsión inversa de 1.30 gr/cc x 58seg perforando normal hasta la profundidad programada de 2065.00 m.d.b.m.r.

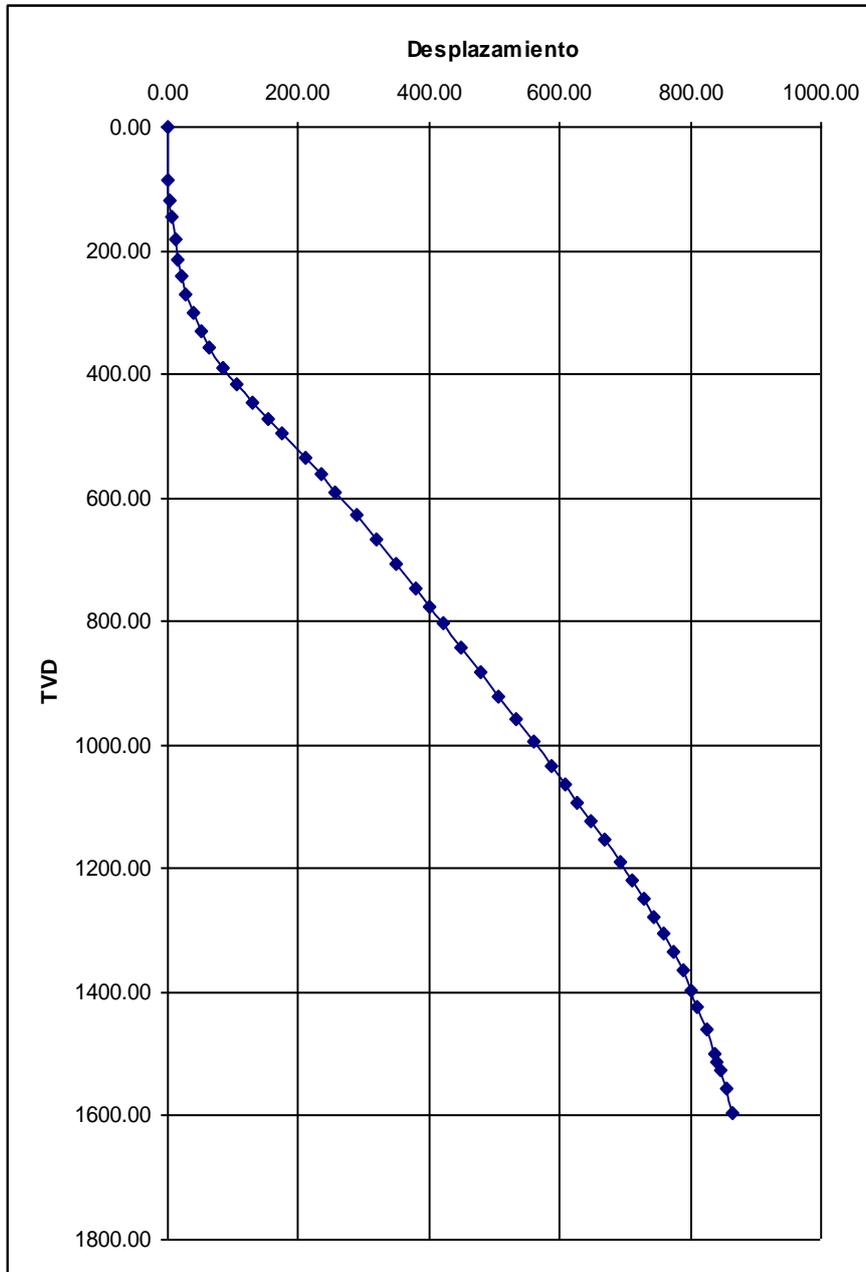
4.6.-Resumen de terminación y otras intervenciones.

El 2 de Mayo de 2008 disparó los intervalos 1599-1602 m, 1607-1611 m, 1618-1622 m. Bajó y ancló empacador para TR 5 ½ , zapata conectora, TP 2 7/8" J-55 y 4 tramos TP 2 7/8" N-80 hasta la profundidad de 1520.00m, se fracturó el 21 de Mayo de 2008. Se observo pozo, se colocó tapón de arena y tapón de cemento, se checo verificando cima de cemento a 1580.00 m. El 8 de Junio del 2008 se disparó el intervalo 1564-1579 m, se fracturó el 14 de Junio de 2008, se probó el intervalo y se entregó el pozo a producción.

4.7.- Trayectoria Direccional (Tabular).

Profundidad (mts)	de Desviacion	Azimut	Total Verticalizada (mts)	Desplazamiento
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
87.00	0.47	194.68	87.00	0.41
118.00	3.22	218.69	117.98	2.16
145.00	5.26	215.05	144.90	5.25
183.00	7.31	218.50	182.67	10.91
215.00	7.66	208.33	214.40	16.01
240.00	9.42	204.85	239.13	20.47
270.00	12.78	212.82	268.56	27.83
300.00	16.33	213.29	297.59	37.92
330.00	21.18	212.92	325.99	51.27
356.00	22.88	213.10	350.09	64.58
389.00	29.37	212.67	379.71	84.52
417.00	34.52	211.37	403.46	105.41
446.00	39.99	212.61	426.53	130.33
473.00	41.77	216.53	446.95	154.81
494.00	43.93	216.73	462.34	173.99
534.00	45.20	215.34	490.84	210.31
562.00	42.91	214.92	510.96	234.01
591.00	44.14	214.92	531.99	257.42
629.00	45.36	216.31	558.98	288.42
668.00	44.68	214.25	586.55	319.67
707.00	43.49	212.11	614.56	349.52
746.00	43.98	211.91	642.74	378.68
775.00	42.53	210.11	663.86	399.89
804.00	42.99	210.96	685.15	420.69
842.00	44.33	210.48	712.64	448.44
882.00	45.44	209.36	740.99	478.40
920.00	43.72	209.01	768.05	506.46
958.00	42.85	208.79	795.71	533.48
995.00	43.68	212.44	822.66	559.69
1034.00	42.31	213.01	851.18	587.06
1065.00	40.59	217.80	874.43	607.95
1094.00	42.74	220.39	896.09	627.58
1123.00	42.62	220.69	917.41	647.68
1152.00	41.32	220.14	938.97	667.41
1190.00	37.78	218.19	968.27	691.78
1219.00	38.75	218.57	991.04	709.79
1248.00	36.68	217.71	1013.98	727.57
1277.00	35.06	218.43	1037.48	744.56
1305.00	31.29	218.50	1060.91	759.93
1335.00	27.41	216.74	1087.05	774.95
1363.00	23.79	215.21	1112.30	787.76
1396.00	18.11	215.72	1143.11	801.33
1423.00	14.02	220.03	1169.05	811.33
1460.00	10.43	208.87	1205.21	824.06
1498.00	5.37	199.86	1242.84	836.28
1513.32	4.59	197.73	1258.10	841.03
1527.00	3.90	195.11	1271.74	845.23
1557.00	3.00	213.19	1301.69	854.32
1595.00	2.88	206.01	1339.64	865.68

4.9.- Trayectoria Direccional (Gráfico).



5.- INFORMACIÓN DE PRODUCCIÓN ESPERADA.

5.1.- Fluidos Esperados.

Intervalo (m.d.b.m.r.)	Tipo de Hidrocarburo	Gastos			Cont. H ₂ S (%Mol)	Cont. CO ₂ (%Mol)	Presión Fondo (psi)	Presión TP (psi)	Temp. Fondo (°C)
		Aceite (bpd)	Gas (mmpcd)	Agua (bpd)					
1564-1579 1599-1602 1607-1611 1618-1622	Aceite	27	0.042	10.80	--	--	--	--	78

6.- Diseño del aparejo de Producción

6.1.- Distribución

Intervalo (m.d.b.m.r.)		Descripción	D.E. (pg)	Gra do	Peso lb/pie	Junta	D.I. (pg)	Drift (pg)	Resist Pres. Interna (psi)	Resist. Colap. (psi)	Resistencia Tensión (lbs)	
De	A										Tubo	Junta
1656.80	1647.30	Tubo extensión	2 7/8	J-55	6.5	8 hrr	2.441	2.34	7260	7680	--	99660
1647.30	1647.00	Zapata de anclaje	2 7/8	--	--	8 hrr	2.441	2.34	--	--	--	--
1647.00	1640.30	Tubo barril	2 7/8	--	--	8 hrr	--	--	--	--	--	--
1640.30	1640.00	Ancla de Copas	2 7/8	--	--	8 hrr	--	--	--	--	--	--
1640.00	1530.00	TP	2 7/8	J-55	6.5	8 hrr	2.441	2.34	7260	7680	--	99660
1530.00	1529.00	Ancla Mecánica	2 7/8	17	--	8 hrr	2.441	--	--	--	--	--
1529.00	0.00	TP	2 7/8	J-55	6.5	8 hrr	2.441	2.34	7260	7680	--	99660

Bomba Inserción 2 1/2" x 1 1/4" x 22' a 1647.00 m con 1130 m de Varilla de Succión de 3/4" y 510 m de Varilla de Succión de 7/8".

6.2.- Presiones críticas durante los tratamientos programados

Descripción	Presión en el aparejo de producción (psi)		Gasto (bpm)	Observaciones
	Superficie	Fondo		
Control de pozo	--	2390	--	Agua Salobre de 1.005 gr/cm ³

7.- Selección del empacador

7.1.-Características

Tipo	Diámetro Nominal (pg)	Presión diferencial	Tipos de fluido en contacto	Tipo de elastómero	Temperatura de trabajo (°C)	Observaciones
Ancla Mecánica	5 1/2"	--	Aceite y Gas	--	75	Mecánico

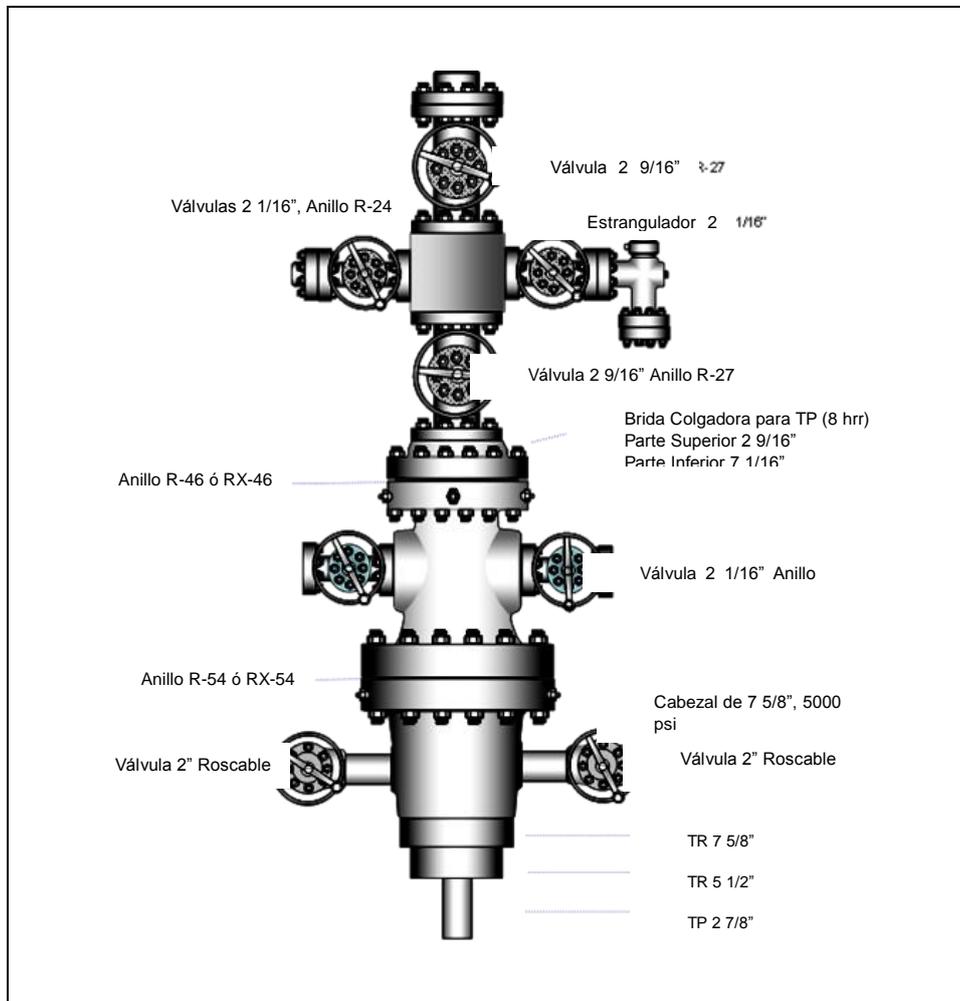
8.- Diseño de fluidos de la intervención

Tipo	Descripción	Densidad (gr./cm ³)	Volumen (m ³)	Observaciones
Control	Agua Salobre	1.005	35	--

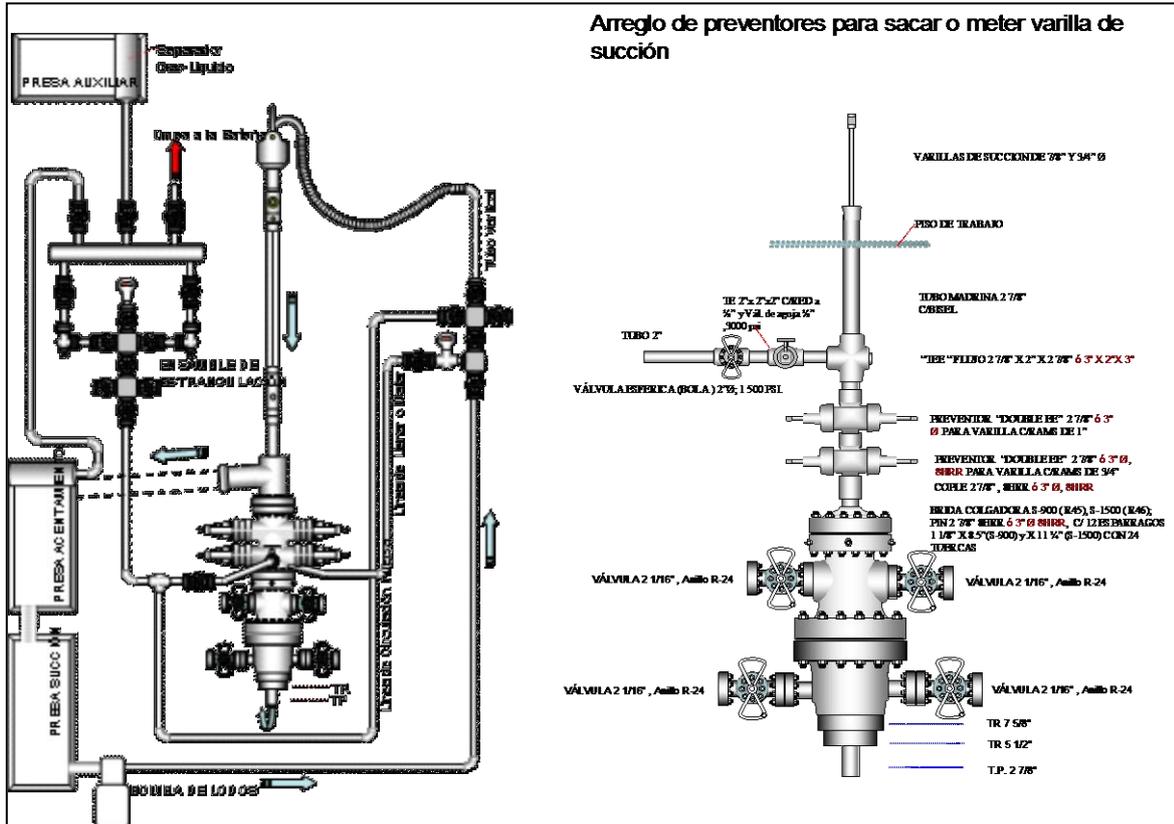
9.- Conexiones superficiales de control

DESCRIPCIÓN GENERAL ÁRBOL PRODUCCIÓN	10 3/4" x 7 5/8" x 5 1/2" x 2 7/8", 5000 psi
---	---

9.1.- Diagrama del Medio Árbol de Producción. (Serie 1500)



9.2.- Arreglo de Preventores y Pruebas.



9.3.- Presiones de Prueba.

Presiones de prueba de preventores (psi)	Presiones de prueba de líneas superficiales (psi)	Presiones de prueba del Medio árbol (psi)
4000	4000	4000

Nota: Probar las CSC de acuerdo al procedimiento.

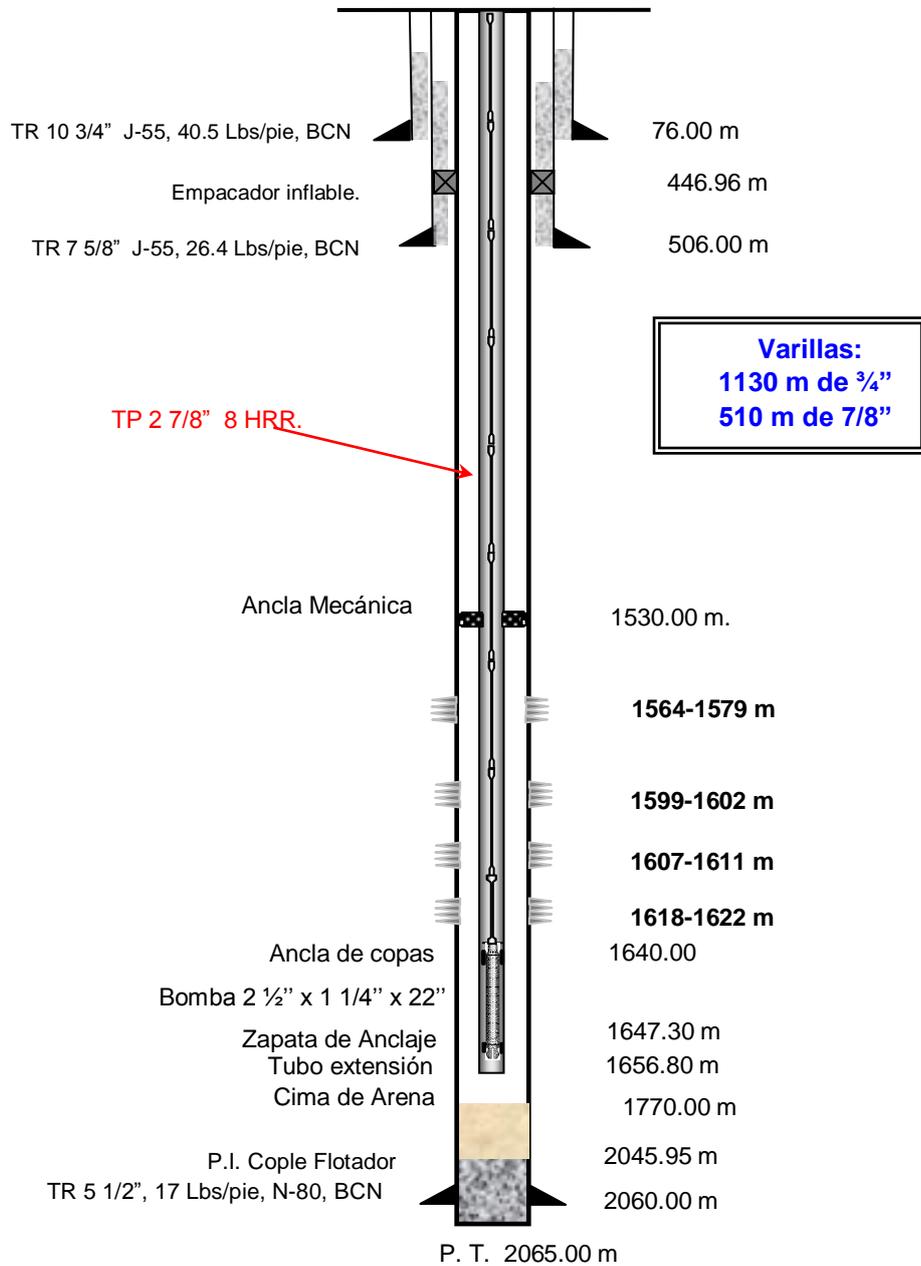
10.- PROGRAMA DE ACTIVIDADES Y TIEMPOS DE INTERVENCIÓN.

10.1.- Distribución de tiempos de la intervención.

No.	ID	Actividad Global	Actividad Especifica	Tiempo Estimado (hrs.)	Tiempo acumulado (hrs.)	Tiempo Acumulado (días)
1		Movimiento	1.1 Transportar y acomodar equipo 100%	12	12	0.50
			1.2 Instalar equipo 100%	6	18	0.75
2	IC	Instala C.S.C	2.1 Instalar y Probar C.S.C (Serie1500 C/4000 psi) NOTA: Solicitar 150 m de TP 2 7/8" 8Hrr Por cambio en el aparejo de producción.	4	22	0.92
3	CP	Controla Pozo	3.1 Checar presiones en TP y TR, posterior depresionar TR's 7 5/8", 5 1/2" y TP 2 7/8" a batería.	2	24	1.00
			3.2 Instalar URE	2	26	1.08
			3.3 Calibrar	2	28	1.17
			3.4 Efectuar y verificar puncher a 1515 m	4	32	1.33
			3.5 Controlar pozo de acuerdo al registro de presión de fondo, de no contar con este dato circular con Agua Salobre de 1.005 gr/cm ³ , de observar manifestación definir densidad de control	7	39	1.63
4	IB	Instala preventor	4.1 Colocar válvula "H"	1	40	1.67
			4.2 Quitar A. V. , instalar y probar preventor 7 1/16"	1	41	1.71
			4.3 Recuperar válvula "H"	1	42	1.75
5	RA	Recupera aparejo	5.1 Desanclar empacador VSI-XW a 1520 m	2	44	1.83
			5.2 Circulando en inversa hasta observar fluido de control limpio.	13	57	2.38
			5.3 Sacar TP 2 7/8" N-80, TP 2 7/8" J-55, (Midiendo y calibrando) zapata conectora y empacador a superficie Tramo por Tramo.	2	59	2.46
			5.4 Probar cabezal según la serie del mismo al 80 % (S-1500 con 4000 psi)	2	61	2.54
6	PI	Reconocer PI	6.1 Meter molino de 4 1/2", 6 Drill Collars de 3 1/8" y TP de 2 7/8" HD-533 a 1580 m,	6	67	2.79

			moler con rotación y circulación tapón de cemento hasta 1597 m.			
			6.3 Desarenar circulando en directa con molino de 4 1/2" y TP 2 7/8" HD-533 hasta 1770.00 m. (Cima de arena)	12	79	3.29
			6.4 Circular en inversa con baches viscosos hasta observar fluido de control limpio	2	81	3.38
			6.5 Sacar TP 2 7/8" HD-533, Drill Collars de 3 1/8" y molino de 4 1/2" a superficie.	6	87	3.63
7	MA	Mete Aparejo	Meter probando con UPH a 2500 psi, apriete de juntas con Equipo de KEY VIEW con 1650 Lbs/pie, Tubo extensión (1656.00 m), Zapata de Anclaje 2 7/8" (1647.30 m), Tubo Barril (1647.00 m), Ancla de Copas (1640.30 m); TP 2 7/8" 8 Hrr; Ancla Mecánica (1530.00 m), TP 2 7/8" 8 hrr. Fijar ancla mecánica a 1530.00 m	20	107	4.46
			7.4 Colocar válvula "H"	1	108	4.50
			7.5 Quitar Preventor 7 1/16", recuperar válvula "H".	1	109	4.54
			7.6 Instalar y probar preventor para varillas.	1	110	4.58
			7.7 Meter aparejo de bombeo Mecánico consistente en: Bomba Inserción 2 1/2" x 1 1/4" x 22' a 1647.00 m, con 1130 m de varillas de succión 3/4 y con 510 m de varillas de succión 7/8, con apriete recomendado para varillas de succión. Efectuar ajuste	20	130	5.42
8	IC	Instalar C. S. BM	8.1 Cambiar Preventor para varilla por conexiones Superficiales Definitivas de Bombeo Mecánico.	4	134	5.58
9	EI	Evalúa Aparejo	9.1 Probar funcionamiento del aparejo de Bombeo Mecánico	10	144	6.00
			9.2 Desmantelar equipo 100%	12	156	6.50
TIEMPO TOTAL TRANSPORTE						0.50
TIEMPO TOTAL DE CUOTA DIARIA						0.00
TIEMPO TOTAL PROCESO BASICO						6.00
TIEMPO TOTAL DE LA INTERVENCIÓN						6.50

11.- ESTADO MECÁNICO PROGRAMADO.



12.- REQUERIMIENTO DE EQUIPOS, MATERIALES, Y SERVICIOS.

12.1.- EQUIPOS.

Descripción	Observaciones
Equipo Reparación de Pozos	KESM 676

12.2.- MATERIALES Y SERVICIOS.

Cant.	U.M.	Descripción	Responsable	Observaciones
1	Servicio	Transporte de equipo	--	--
1	Servicio	Prueba de Conexiones Superficiales	--	--
35	M ³	Fluido de control (Agua Salobre de 1.005 gr/cm ³)	--	--
1	Servicio	Pruebas hidráulicas para TP	--	--
1	Pieza	Ancla Mecánica 5 1/2"	--	--
1	Pieza	Bomba de Inserción	--	--
1130	M	Varillas de 3/4"	--	--
510	M	Varillas de 7/8"	--	--
1	Pieza	Ancla de copas	--	--
1	Pieza	Zapata Anclaje	--	--
1	Servicio	Trailer Habitación	--	--
1	Servicio	Tratamiento de aguas negras	--	--
1	Servicio	Recolección de basura	--	--
5	M ³	Diesel	--	--
10	M ³	Agua para servicios	--	--
1	Servicio	Bache Viscoso	--	--
1	Servicio	Estimulación orgánica.	--	--
1770	M	TP 2 7/8" HD-533.	--	--
150	M	TP 2 7/8" 8 hrr.	--	--

14.- CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO PARA LA INTERVENCIÓN.

14.1.- COMPONENTES PRINCIPALES (EQUIPO KESM 676).

PDA	UNIDAD	MARCA	MODELO	CAPACIDAD	CLASIFICACION		
					M	E	EST
1	MALACATE	SKYTOP	H1-4210 ^a -38	550 HP	X		
2	MASTIL	SKYTOP	96-210	275000 LBS			X
3	MOTOR C.I.	DETROIL	S-60 12.7H	233 HP	X		
4	TRANSMISION	ALLISON	CLT 5680-2		X		
5	CONSOLA DE CONTROL	SKYTOP			X		
6	COMPRESOR PRINCIPAL	QUINCY	350L		X		
7	FRENO HIDROMATICO						
8	GATO HIDRAULICO IZAJE						
9	POLEA VIAJERA	CROSBY	74A24-3	100 TON	X		
10	INDICADOR DE PESO	MARTIN DECKER			X		
11	LLAVE DE TUBERIA	GILL OIL TOOLS	500	6000 LBS-PIE	X		
12	REMOLQUE MALACATE	SKYTOP			X		
13	BOMBA CENTR. LODOS	NATIONAL OIL VARCO	JWS340	HP	X		
14	MOTOR C.I. BBA. CENTR.	DETROIL	560	HP	X		
15	BBA. CENTR. LODOS	FORUM/SPD	SPD	50 HP	X		
16	PRESA ASENT. SUCC.	MI-SWECO	--	30 M3			X
17	AGITADOR DE LODOS	PSD	LP-MAX2000	5 HP			
18	MESCLADOR DE QUÍMICOS	SWECO	TOLVA BAJA PRESIÓN				
19	BOMBA OP. PREVENTORES	CHALLENGER			X		
20	CONTROL REMOTO						
21	PREVENTOR	SHEFFER		5 000 PSI	X		
22	ENSAMBLE ESTRANG.	MCMTOOLCO	F		X		
23	MANIFOLD DE CIRCULACIÓN	NATIONAL OIL VARCO		5 000 PSI	X		
24	DESILIZADOR DE TUBERÍA	WESTCO	C		X		
25	CASETA SERVICIOS	LIBRE					X
26	GENERADOR ELEC.	MARATHON	572RSL4025	380 KW		X	
27	MOTOR DE C.I. GEN.			HP	X		
28	COMPRESOR AUXILIAR			PCM	X		
29	MOTOR ELEC. COMP. AUX.			HP		X	
30	TABLERO ELECTRICO					X	
31	SISTEMA DE MONITOREO	KEYVIEW				X	
32	MAQUINA DE SOLDAR					X	
33	RED ELEC. Y ALUMBRADO					X	
34	TANQUE AGUA			M3			X
35	TANQUE DIESEL			M3			X
36	MONTACARGA	CATERPILLAR	924G		X		

15.- SEGURIDAD Y ECOLOGÍA

15.1 ACCIONES QUE DEBERÁN REALIZARSE DURANTE LA INTERVENCIÓN DEL POZO AGUA FRIA 68 CON RELACIÓN A LA SEGURIDAD.

- 1.- Todo personal sin excepción deberá portar su equipo de protección dentro de la localización del pozo.
- 2.- Durante las pruebas de conexiones superficiales probar cabezal cuando se requiera.
- 3.- Después de instalar el preventor probar mismo.
- 4.- Deberá tener el volumen completo de fluido para controlar el pozo mínimo la capacidad del pozo mas un excedente equivalente al 50 %l del volumen calculado para llenar el pozo.
- 5.- Deberá de llenar el pozo durante la operación de control y en la recuperación de los aparejos de bombeo mecánico y neumático.
- 6.- Cuándo las condiciones climatológicas sean adversas controlar el pozo con luz de día.
- 7.- Cuándo estén operando unidades de apoyo ningún trabajador deberá atravesar las líneas conectadas al pozo que manejen presión y deberán estar perfectamente probadas para evitar fugas.
- 8.- No fumar dentro de la localización.
- 9.- El ITR y el encargado serán responsables de vigilar que el personal a su cargo no llegue en estado de ebriedad al pozo, para evitar accidentes.
- 10.- Tener en condiciones el equipo de respiración autónoma, y deberán ser usados siempre que el personal se localice en las inmediaciones de la presa auxiliar durante el depresionamiento del pozo, el lavado, las estimulaciones e inducciones.
- 11.- El ITR será responsable del transito vehicular en la localización del pozo (movimientos de tubería, de equipos y servicios para el pozo, así como el personal).
- 12.- Antes de efectuar el lavado, circular el pozo el tiempo necesario, verificando la salida de los baches muestreando a través del manifol.
- 13.- Si las condiciones climatológicas son adversas, exceso de neblina, de lluvia, etc., suspender las operaciones de lavado de pozo, estimulaciones, inducciones y todas aquellas operaciones que involucren un alto riesgo que afecten la integridad física del trabajador así como también daños al equipo de TRP hasta que mejoren o en su caso con luz de día continuar con la operación.
- 14.- Al circular el pozo a presa auxiliar, a presa de succión y/o asentamiento, en operaciones de lavado si presenta bolsas de gas, cerrar pozo contra manómetro y enviar a batería (previa solicitud).
- 15.- Tener un alumbrado eficiente en los lugares que se tenga que observar el pozo (presa auxiliar).
- 16.- Bajo ninguna circunstancia se circulara o de presionará el pozo a la presa auxiliar si no se cuenta con los separadores de gas en condiciones y detectores de gas previamente instalados.
- 17.- No se iniciara el control del pozo y el lavado del mismo si no se cuenta con la presencia del supervisor de los fluidos.
- 18.- Bajo ninguna circunstancia se iniciaran las operaciones de riesgo, si no se cuenta con los equipos de seguridad de contra incendio y siempre bajo la supervisión del encargado de la seguridad (SIPA).
- 19.- Seguir Las Recomendaciones Del Capitulo Ocho De La Guía De Control De Brotes Y Simulacros.
- 20.- Se deberá contar con dispositivos de recolección (charolas ecológicas), en todos los recipientes que contengan o almacenen sustancias químicas peligrosas, para evitar cualquier contaminación en caso de derrame o escurrimiento (NOM-005-STPS)-1998). En caso de tener un derrame, se restablecerá el suelo saneando el área afectada.
- 21.- Al inicio de la intervención se deberá realizar la instalación completa de los señalamientos de Seguridad e Higiene correspondientes, de acuerdo al croquis o plano de instalación del equipo (NOM-026-STPS-1998).
- 22.- Al inicio y durante la intervención, se deberá verificar y supervisar que los extintores y equipo contra incendio se encuentren en optimas condiciones de uso y se ubiquen correctamente, así mismo cumplan con la normatividad aplicable(NOM-002-STPS-2000), indicando de manera clara y legible: Nombre o razón del fabricante; nemotécnica de funcionamiento; Pictograma de la clase de fuego; fecha último

NOTA.- SE ANEXA COPIA DEL ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO DE LA ÚLTIMA MUESTRA DE GAS TOMADO Y ANALIZADO EN BATERÍA PARA QUE SE TOMEN TODAS LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD PERTINENTES EN COMBINACIÓN CON PERSONAL DE SIPA Y SEGUIR AL PIE DE LA LETRA LAS RECOMENDACIONES. DEL REGLAMENTO DE SEGURIDAD E HIGIENE DE PETROLEOS MEXICANOS, CAPÍTULO V ARTÍCULOS 101,102 Y 103 EDICIÓN 1998.

15.2 Capítulo 8: Ácido Sulfhídrico.

En zonas donde por pruebas de producción se ha detectado la presencia de ácido sulfhídrico (H₂S) que potencialmente puede resultar en concentraciones de 20 ppm o más se tomara en cuenta lo siguiente:

- 8.3.1 Propiedades físicas y características del ácido sulfhídrico.
- 8.3.2 Relación de concentraciones y peligros del H₂S.
- 8.3.3 Protección y seguridad del personal.
- 8.3.4 Programa del entrenamiento.
- 8.3.5 Sistema de alarma audible.
- 8.3.6 Equipo para la detección del H₂S.
- 8.3.7 Equipo de protección respiratoria.
- 8.3.8 Equipo adicional de seguridad.
- 8.3.9 Equipo de ventilación.
- 8.3.10 Control de fluidos en áreas con contenido de H₂S.
- 8.3.11 Detección de brotes y control de pozos.
- 8.3.12 Pruebas de formación con H₂S.
- 8.3.13 Propiedades metalúrgicas para zona con H₂S.
- 8.3.14 Precauciones cuando se opera en zonas con H₂S.

15.2.1 Propiedades físicas y características del ácido sulfhídrico.

Nombres comunes	Gas agrio, gas ácido, gas con olor a huevos podridos, gas sulfuroso y gas dulce
Formula química	H ₂ S
Peso molecular	34.08
Gravedad especifica	(aire 1.000) 1.193 25° C (77° F)
Presión de vapor	19.6 atmósferas a 25° C (77° F)
Color	Ninguno
Temperatura de auto-ignición	482° C (899.6° F)
Limites explosivos	4.3 a 46% por volumen de aire
Olor	Comparado con huevos podridos
Corrosividad	Reacciona con metales y plásticos
Potencial hidrogeno (pH)	3 en agua
Concentraciones permisibles	10 ppm en 8 hrs. de exposición
Efectos sobre humanos	Nervios olfatorios, respiratorios, irritaciones en membranas de ojos, nariz y garganta
Conversión en factores	1 mg/lit de aire = 717 ppm a 25° C y 760 mm de mercurio 1 ppm = 0.00139 mg/lit en presencia de aire

15.2.2 Relación de concentraciones y residuos peligrosos del ácido Sulfhídrico.

GRANOS/100 PIES CÚBICOS DE AIRE	VOLUMEN H₂S EN EL AIRE (%)	PARTES POR MILLÓN (ppm)	EFFECTOS PRODUCIDOS POR EXPOSICIÓN
0.61	0.001	10	Concentración máxima permisible (MAX) para 8 horas de exposición.
3.03	0.005	50	Conjuntivitis ligera e irritación del Tracto respiratorio, después de una hora de exposición.
6.06	0.01	100	Tos, irritación de los ojos y pérdida del sentido del olfato después de dos a quince minutos. Respiración alterada, dolor de ojos y marcos después de quince a treinta minutos seguidos de una irritación en la garganta después de una hora. Una exposición prolongada de más de una hora da como resultado un incremento gradual en la seriedad de estos síntomas.
12.10 - 18.20			Conjuntivitis marcada e irritación del tracto respiratorio después de una hora de exposición.
30.3 - 42.4	0.05	500	Perdida de la conciencia y posiblemente la muerte en media hora.
42.4 - 54.5	0.07	700	Rápidamente se produce inconciencia acompañada del cese de la respiración y la muerte.
60.6 - 121.2	0.1	1,000s	Inmediata perdida de la conciencia y cese de la respiración, a la cual prosigue la muerte en unos cuantos minutos. La muerte puede sobrevenir aun en casos de que el individuo sea trasladado inmediatamente a un sitio con aire fresco.
302.8	0.50	5,000	Fatal.
605.1	°	10,000	Fatal.
1,211.2	2	20,000	Fatal.
1,817	3	30,000	Fatal.
+/- 1 GRANO = 16.51 ppm			
0.61	0 a 0.001	0 a 10	No se requiere equipo respiratorio para concentraciones de H ₂ S de 10 ppm o menores.
	Arriba de .0001 hasta 2	Arriba de 10 hasta 20,000	El uso de mascara tipo Canister aprobado por la USHM es permitido en concentraciones de H ₂ S, hasta o debajo de 20,000 ppm(2% de H ₂ S). No obstante no deberán usarse mascararas tipo Canister en atmósferas deficientes en oxigeno o en espacios confinados.
NOTA: El uso de las mascara tipo Canister aprobadas por la USHM en concentraciones de H ₂ S mayores de 2% puede ser fatal.			

5.2 INFORME FINAL DE OPERACIONES.

En los trabajos de reparación de pozos se siguen los pasos que menciona el diseño como lo es el control del pozo, el cual consiste en mantener la presión hidrostática de fluido, mayor que la presión ejercida por la formación, una vez teniendo el pozo controlado, se quita el árbol de válvulas y se instalan los preventores. Posteriormente se continúa con los pasos para la reparación del pozo dependiendo de qué tipo de operación se esté realizando.

En este informe final se realiza un resumen de las operaciones como se muestra a continuación:

INFORME FINAL

REPARACIÓN MENOR

CONVERSIÓN A BOMBEO MECÁNICO

DEL POZO AGUA FRIA 68

EQUIPO KESM 676

1.- NOMBRE DEL POZO.

Nombre:	AGUA FRIA	Número:	68	Letra:	--	Tipo	Direcciona l
Clasificación:	Desarrollo Terrestre						
Plataforma:	AGUA FRIA 24	Equipo:	KESM 676				

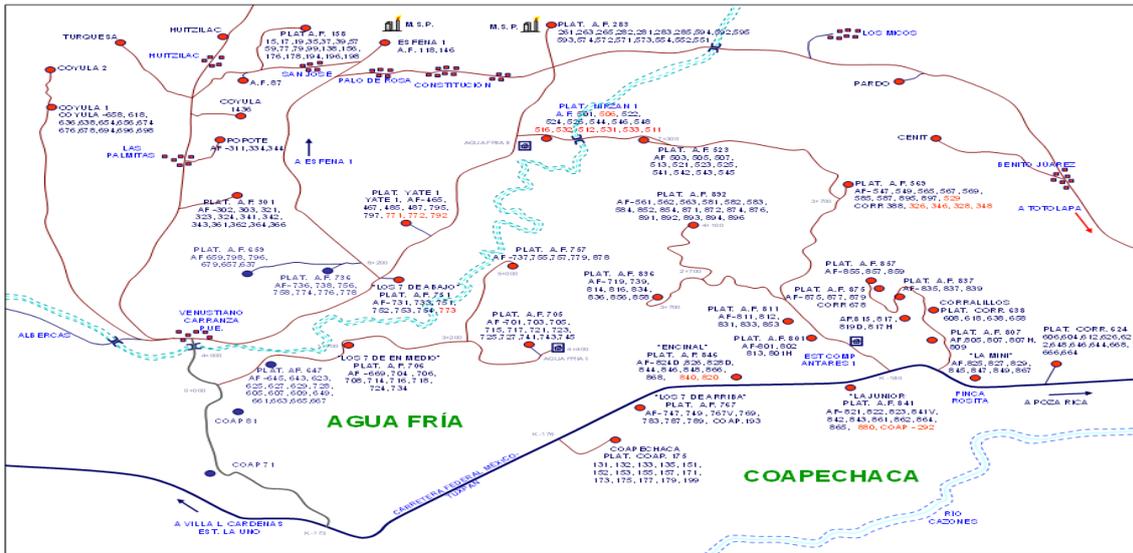
2.- UBICACIÓN.

Estado:	Puebla	Municipio:	Venustiano Carranza
Referencia Topográfica	Marino() Terrestre (x) Lacustre ()		

2.1.- Pozo terrestre.

Altura del terreno sobre el nivel del mar:	184.68 m.
Coordenadas conductor:	X = 634 108.59 Y = 2 274 387.83
Coordenadas objetivo.	X = 633 693.53 Y = 2 273 766.68

2.2.- Plano de ubicación geográfica.



3.- OBJETIVO PROGRAMADO Y REAL.

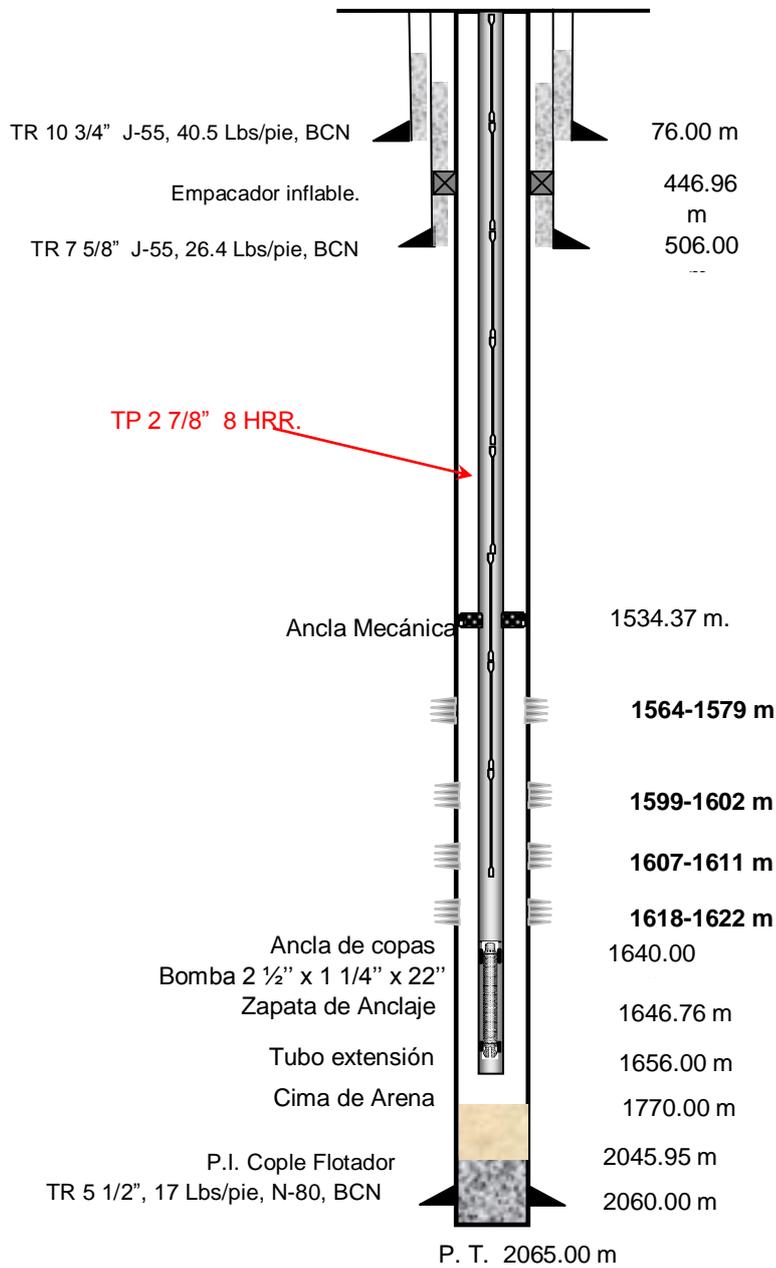
Objetivo Programado	Convertir el pozo al Sistema de Bombeo Mecánico para continuar con la explotación comercial de hidrocarburos a través de los intervalos 1564-1579 m, 1599-1602 m, 1607-1611 m, 1618-1622 m.
Objetivo Real	Se convirtió el pozo al Sistema de Bombeo Mecánico para continuar con la explotación comercial de hidrocarburos a través de los intervalos 1564-1579 m, 1599-1602 m, 1607-1611 m, 1618-1622 m.

4.- ANTECEDENTES DEL POZO A INTERVENIR.

4.1.- Profundidad Total. 2065.00 m.d.b.m.r.

4.2.- Profundidad Interior. 2045.95 m.d.b.m.r. (Cople Flotador)

4.3.- Estado Mecánico (Gráfico).



4.4.- Distribución de tuberías de revestimiento.

Diám. Ext. (pg)	Grado	Peso lb./pie	Conexión	Diám. Int. (pg)	Drift (pg)	Resist. Presión Interna (psi)	Resist. Colapso (psi)	Distribución (m.d.b.m.r.)	
								de	a
10 3/4	J-55	40.5	BCN	10.05	9.894	3130	1580	76.00	0.00
7 5/8	J-55	26.4	BCN	6.969	6.844	4140	2900	506.00	0.00
5 1/2	N-80	17.0	BCN	4.892	4.767	7740	6290	2060.00	0.00

4.5.- Distribución y especificaciones técnicas del aparejo de producción y empacador.

Intervalo (m.d.b.m.r.)		Descripción	D.E. (pg)	Grado	Peso lb./pie	Junta	D.I. (pg)	Drift (pg)	Resist. Pres. Interna (psi)	Resist. Colapso (psi)	Resistencia Tensión (lbs)	
De	A										Tubo	Junta
1656.80	1647.30	Tubo extensión	2 7/8	J-55	6.5	8 hrr	2.441	2.34	7260	7680	--	99660
1647.30	1647.00	Zapata de anclaje	2 7/8	--	--	8 hrr	2.441	2.34	--	--	--	--
1647.00	1640.30	Tubo barril	2 7/8	--	--	8 hrr	--	--	--	--	--	--
1640.30	1640.00	Ancla de Copas	2 7/8	--	--	8 hrr	--	--	--	--	--	--
1640.00	1530.00	TP	2 7/8	J-55	6.5	8 hrr	2.441	2.34	7260	7680	--	99660
1530.00	1529.00	Ancla Mecánica	2 7/8	17	--	8 hrr	2.441	--	--	--	--	--
1529.00	0.00	TP	2 7/8	J-55	6.5	8 hrr	2.441	2.34	7260	7680	--	99660

Bomba Inserción 2 1/2" x 1 1/4" x 22' a 1647.00 m con 1130 m de Varilla de Succión de 3/4" y 510 m de Varilla de Succión de 7/8".

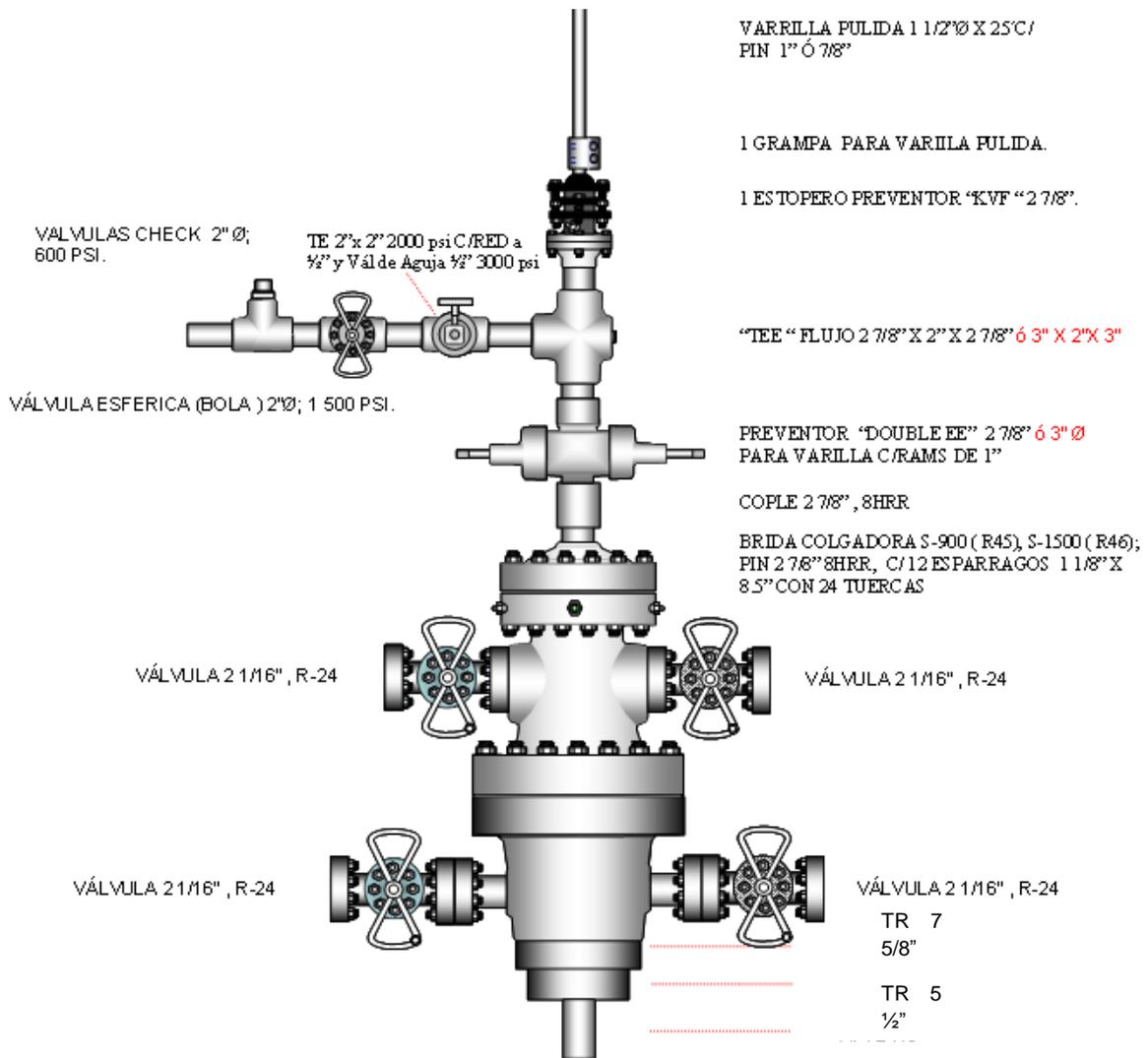
5.- FLUIDOS EMPLEADOS EN LA INTERVENCIÓN.

Tipo	Descripción	Densidad (gr./cm ³)	Volumen (m ³)	Observaciones
Control	Agua Salobre	1.005	35	--

6.- CONEXIONES SUPERFICIALES DE CONTROL.

DESCRIPCIÓN GENERAL ÁRBOL PRODUCCIÓN	10 3/4" x 7 5/8" x 5 1/2" x 2 7/8", 5000 psi
---	---

6.1.- DIAGRAMA DE LAS CONEXIONES SUPERFICIALES DE BOMBEO MECÁNICO.



7.- TIEMPOS PROGRAMADOS Y REALES

7.1.- Fechas oficiales de Inicio y Término de la Intervención (SIOP)

Fecha Inicio Intervención	27 Abril 2009
Fecha Término Intervención	01 Mayo 2009
Días Intervención	4.53

7.2.- Resumen de Tiempos.

	Programado	Real
Días Totales	6.00	4.53

7.3.- Resumen y Distribución de Tiempos de Movimiento, Proceso Básico y Esperas. (SIOP)

FECHA	ACTIVIDAD	MOV. (HRS)	PROCESO BASICO. (HRS)	CUOTA DIARIA (HRS)
27-ABR-09	<p>DESGLIZA Y ACOMODA EQUIPO 100% DEL POZO AGUA FRIA 46 AL POZO A.FRIA 68 INSTALO EQ. EN GRAL. 70% EFECTUO JTA OP Y DE SEG., LLENO JSA Y PPTR K09-0495, LEYO EL KOP-002, CHECK LIST DE PERNOS Y CHAVETAS IZO MASTIL 1RA Y 2DA SECC. EN CONDICIONES NORMALES EN PRESENCIA DE PERSONAL DE MANTTO Y SEG DE CIA KEY REGISTRANDO EN GATO DE 3 ETAPAS (1400 / 1600 / 1400 PSI) Y GATO TELESCOPICO (1500 PSI) EQ. INSTALADO 100%. PBO CSC C/ BBA DE EQ. A 4000 PSI EN 30 MIN, OK // CHECO PRESIONES EN TP= 100 PSI, TR= 0 PSI ESPERA URE PARA EFECTUAR PUNCHER A 1515 MTS. OPERANDO EN OTROS POZOS ESPERO URE POR PARTE DE PEMEX PARA EFECTUAR PUNCHER A 1515 MTS (URE TRABAJANDO EN OTROS POZOS) EFECTUO JTA OP Y SEG, LLENO JSA // INSTALO URE DE CIA SLB, PBO LUBRICADOR CON 1000 PSI EN 20 MIN, OK // ARMA Y METE CALIBRADOR 1</p>			

	<p>3/4" Y CCL 1 11/16" CON 2 CONTRAPESO DE 1 11/16" HASTA 1530 MTS // SACO HTA 100% A SUPERFICIE. EFECTUO JTA OP Y SEG, LLENO JSA K09-0496 // ARMA PISTOLA PUNCHER 1 11/16" CPM= 4, FACE=0 Y EFECTUO PUNCHER A 1515 MTS // SACO HTA 100% DETONADA. CONTROL POZO EN INVERSA C/S.C. 1.005 GR/CC (EPM= 100, Q= 371 L/M, PB= 100 PSI, VOL= 15M3) // DESMANTELO OBSERVO POZO SIN MANIFESTARSE JTA OP Y DE SEG., LLENO JSA Y PPTR "A" K09-0497, LEYO EL PROCEDIMIENTO OPERATIVO KOP-003 // INSTALO VALVULA "H"; ELIMINO 1/2 ARBOL DE VALVULAS E INSTALO BOP 7 1/16" Y PBO ABRIR, CERRAR, ABRIR "OK" DESANCLIO EMPACADOR VS1-XW P/TR 5 1/2" 17# @1520 MTS // ELIMINO BOLA COLGADORA C/VALVULA "H" CIRCULO POZO EN DIRECTA C/S.C. 1.005 GR/CC PARA CONTRAER HULES DE EMPACADOR (EPM= 80, Q= 297 L/MIN, PB= 0 PSI) HASTA OBSERVAR LFUIDO DE CONTROL LIMPIO EN SUPERFICIE SACA TP 2 7/8" 8HRR (T * T, MIDIENDO Y CALIBRANDO C/2 11/32", LLENANDO C/10 TRAMOS) @850 MTS</p>			
28-ABR-09	<p>CONTINUA SACANDO TP 2 7/8" 8HRR (T * T, MIDIENDO Y CALIBRANDO C/2 11/32", LLENANDO C/10 TRAMOS) DE 850 MTS @ SUPERFICIE, RECUPERANDO: 1 TRAMO PERFORADO + EMPACADOR VS1-XW P/TR 5 1/2" 17# + ZAPATA CONECTORA 2 7/8" UPH DE CIA PROPESA ARMO PROBADOR DE COPAS P/TR 5 1/2" 17# Y PROBO CABEZAL S-1500 C/TR 7 5/8" ABTA C/4000 PSI POR 30 MIN "OK" // PROBO BOP 7 1/16" CON VALVULAS LATERALES Y RAMS DE TUBERIA C/4000 PSI "OK" ELIMINO PROBADOR DE COPAS Y RETIRO UPH METE MOLINO PLANO 4 3/4" (CIA WTF #760581) + COMB D/C 2 3/8" REG (KEY) + COMB P/C 2 3/8" REG A 2 3/8" NC23 (KEY #008485) + 4 DRILL COLLARS 3 1/8" + COMB P/C 2 3/8" NC23 A 2 7/8" HD-533 C/TUBERIA DE TRABAJO 2 7/8" HD-533 (T * T, APRIETE EQ K.V. 1650#) @ 1563.31 MTS DONDE DETECTO RESISTENCIA. INSTALO HULE STRIPER P/ TP 2 7/8" Y POWER SWIVEL PERSONAL DE PLANTA DE FLUIDOS VISCOCIFICA FC DE 1.005 GR/CC *38SEG A 1.005 GR/CC *70SEG (100 EPM, Q= 371 L/M, PB= 200 PSI) DOS CICLOS CONTINUA BAJANDO HTA DE MOLIENDA DE 1563. 31 A 1576.31 MTS CON SC DE 1.005 GR/CM3 * 50SEG (RPM= 80, PSM= 500 LBS, EPM= 100, PB= 400 PSI) RECUPERANDO ARENA DE FRACTURA EN SUPERFICIE 5 SACOS POSTERIOR DE 1576.31 A 1591 MTS (RPM= 80, PSM= 1000-2000 LBS, EPM= 100, Q=371 LTS/MIN, PB= 400 PSI) RECUPERANDO CEMENTO EN SUPERCIFIE 3 SACOS</p>			
29-ABR-09	<p>CONTINUA DESARENANDO POZO CON MOLINO PLANO 4 3/4" (CIA WTF #760581) + COMB D/C 2 3/8" REG (KEY) + COMB P/C 2 3/8"</p>			

	<p>REG A 2 3/8" NC23 (KEY #008485) + 4 DRILL COLLARS 3 1/8" + COMB P/C 2 3/8" NC23 A 2 7/8" HD-533 C/TUBERIA DE TRABAJO 2 7/8" HD-533 (T * T, APRIETE EQ K.V. 1650#) DE 1591 A 1770 MTS CON S.C. 1.005 GR/CC * 50 SEG (RPM= 80, PSM= 500 LBS, EPM= 100, Q=371 L/MIN, PB= 400 PSI) RECUPERANDO ARENA DE FRACTURA EN SUPERFICIE (80 SACOS) + (4 SACOS DE CEMENTO) CIRCULO POZO EN DIRECTA PARA LAVADO DE FONDO C/S.C. 1.005 GR/CC * 50 SEG (EPM= 100, Q= 371 L/M, PB= 400 PSI) DESMANTELO POWER SWIVEL SACO TUBERIA DE TRABAJO 2 7/8" HD-533 C/MOLINO 4 3/4" (T * T, LLENANDO C/20 TRAMOS) @SUPERFICIE. METE 750 MTS DE TP 2 7/8" 8HRR COMO PREVENTIVAS EN ESPERA DE UPH PARA METER PROBANDO TP 2 7/8" JTA DE SEG Y OP, LLENO JSA Y PPTR "B" K-535 // INSTALO UPH CIA PROPESA 100% ARMA Y METE ACCESORIOS DE BM: 1 TRAMO TP 2 7/8" 8HRR + ZAPATA CANDADO 2 7/8" + 12 TRAMOS TP 2 7/8" 8HRR + ANCLA MECANICA PARA TR 5 1/2" 17# CON TP 2 7/8" 8HRR (T * T, CALIBRANDO C/2 11/32, APRIETE K.V. 1650# PROBANDO CON UPH 2500 PSI) @ 340 MTS</p>			
<p>30-ABR-09</p>	<p>CONTINUA METIENDO ACCESORIOS DE BM DE CIA WTB: 1 TRAMO TP 2 7/8" 8HRR + ZAPATA CANDADO 2 7/8" + 12 TRAMOS TP 2 7/8" 8HRR + ANCLA MECANICA PARA TR 5 1/2" 17# CON TP 2 7/8" 8HRR (T * T, CALIBRANDO C/2 11/32, APRIETE K.V. 1650# PROBANDO CON UPH 2500 PSI) @ 1656 MTS CIRCULO POZO EN INVERSA C/S.C. 1.005 GR/CC (EPM= 100, Q= 371 L/MIN< PB= 400 PSI) JTA OP Y DE SEG., LLENO JSA Y PPTR "A" K09-0498, LEYO EL PROCEDIMIENTO OPERATIVO KOP-003 INSTALO BOLA COLGADORA C/VALVULA "H"; ELIMINO BOP 7 1/16" FIJO ANCLA MECANICA P/TR 5 1/2" 17# @1534.37 MTS, VERIFICANDO CON 8000 LBS DE TENSION Y PESO QUEDANDO CON 5000 LBS DE TENSION (EN PRESENCIA DE PERSONAL DE CIA WTF) ELIMINO BOLA COLGADORA CON VALVULA "H" // INSTALO BRIDA COLGADORA S-1500 // UPH PROBO SELLO DE LA BRIDA C/TP 2 7/8"8HRR C/2500 PSI "OK" // DESMANTELO UPH DE CIA PROPESA 100% INSTALO CONEXIONES SUPERFICIALES DEFINITIVAS DE BM (BOP "E" EN POSICION CONTRARIA A SU ORDEN DE MANUFACTURA POR INSTRUCCION DE PERSONAL DE CIA WTF, VALVULA DE CONTROL 2" P/2000 PSI) // INSTALO BOP P/VARILLAS PROBO BBA DE INSERCIÓN RHBM 2 1/2" 1 1/4" * 22' EN SUPERFICIE "OK" (EN PRESENCIA DE PERSONAL DE CIA WTF) METE BBA DE INSERCIÓN C/VARILLAS 3/4" Y 7/8" (V * VAPRIETE EQ K.V. 750 Y 1000 PSI, VERIFICANDO C/TARJETA DE DESPLAZAMIENTO GEOMETRICO C/10 VARILLAS) A 1592.33 MTS CIRCULO POZO EN</p>			

	DIRECTO S.C. 1.005 (EPM= 80, Q= 296 LTS/MIN, PB= 100 PSI) CONTINUA METIENDO BBA DE INSERCIÓN DE 1592 MTS A 1646.76 MTS PERSONAL DE CIA WTF EFECTUO AJUSTE CON 2 PONYS Y VARILLA PULIDA //ANCLO BBA DE INSERCIÓN A 1646.76 MTS VERIFICANDO CON 1500 LBS DE TENSION. ELIMINO BOP PARA VARILLA DE TRABAJO //INSTALO ESTOPERO Y GRAMPA REALIZANDO PBA PRELIMINAR A BBA DE INSERCIÓN			
01-MAY-09	ESPERA PERSONAL DE PRODUCCION PARA REALIZAR PBA A BBA DE INSERCIÓN PERSONAL DE PRODUCCION PROBO VALVULA VIAJERA, C/4EMBOLADAS REPRESIONO 36KG/CM2 PERDIENDO 1KG/CM2 EN 30 MIN // PBO VALVULA DE PIE C/3EMBOLADAS REPRESIONO 35KG/CM2 SIN ABATIRSE LA PRESION EN 30 MIN // SE DA POR BUENO EL ABM A LAS 12:00 HRS (ENCARGADO DE PRODUCCION ANGEL ALPIRES MOGOLLON, FICHA 234767 DESMANTELA EQUIPO EN GENERAL 20%. JTA OP Y DE SEG, LENO JSA Y PPTR "A" K09-0499, LISTA DE VERIFICACION A9/B42-5, LEYO EL PROCEDIMIENTO OPERATIVO KOP-006 // ABATIO MASTIL 2DA Y 1ERA SECCION EN CONDICIONES NORMALES EN PRESENCIA DE PERSONAL DE MANTTO Y SEG DE CIA KEY // EQUIPO DESMANTELADO 100%			
	TOTALES	8	66.22	34.5

Se consideran en **Proceso Básico** 16 Hrs. en remover obstrucciones del intervalo y 10 Hrs. en definición del aparejo de producción. Cuando en estos conceptos no excedan de esos tiempos establecidos no se consideran en CUOTA DIARIA.

Las letras resaltadas en color azul, indican que se encuentra fuera del proceso básico.

8.- COSTOS PROGRAMADOS Y REALES.

8.1.- Costos reales por intervalo.

8.2.- Costo Integral Real de la Intervención.

CONCEPTO	MONTO (M.N.)
A.- COSTO DIRECTO	\$943,317.31
B.- COSTO OPERACIÓN EQUIPO (Cuota * Días Real)	\$804,269.36
C.- SUBTOTAL (A + B)	\$1,747,586.67
D.- INDIRECTOS	\$38,912.80
COSTO INTEGRAL (C + D)	\$1,786,499.47

8.3.- Comparativo de Costos Programados y Reales.

Costo Programado (MM\$)	Costo Real (MM\$)	Diferencia (MM\$)	Causas de desviación
1.917	1.786	0.131	Por espera de URE y por espera de personal de producción.

9.- REPORTE DE SEGURIDAD Y ECOLOGÍA

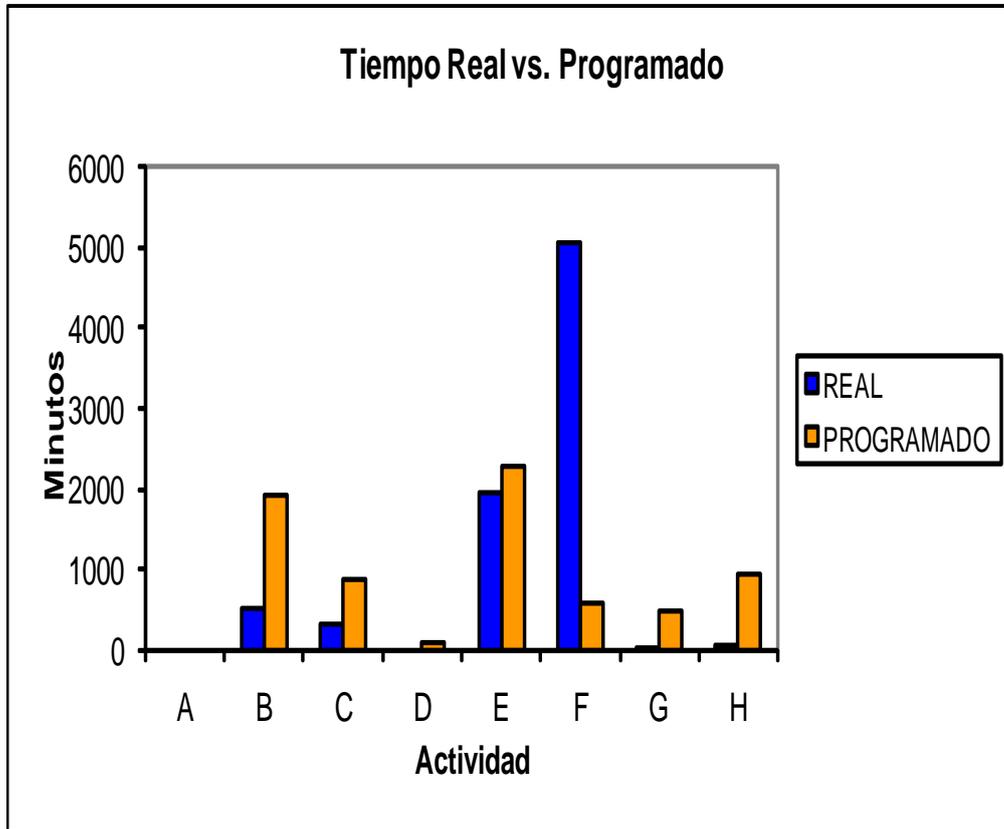
9.1 Reporte de Accidentes Personales.

NO SE REGISTRARON ACCIDENTES PERSONALES

9.2 Reporte de Incidentes Ambientales

NO SE REGISTRARON INCIDENTES AMBIENTALES

10.- REPORTE DE MONITOREO EN TIEMPO REAL.



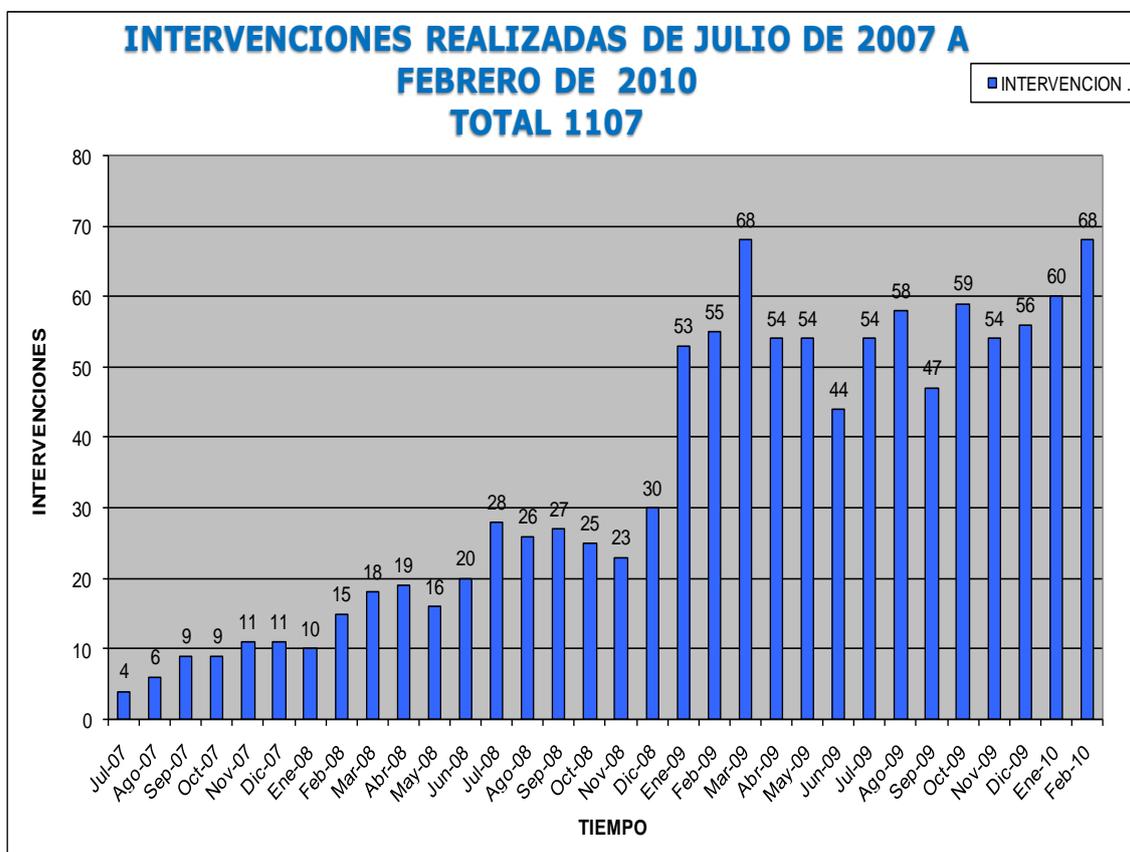
		TIEMPO (MIN)		
		REAL	PROGRAMADO	DIFERENCIA
A	VIAJE CON VARILLAS	0	0	0
B	VIAJE CON TUBERÍA	512	1931	-1419
C	SACAR Y ACOMODAR VARILLAS	310	891	-581
D	SACAR Y ACOMODAR TUBERÍA	0	99	-99
E	OPERACIONES SIN VIAJES	1950	2277	-327
F	TIEMPOS DE ESPERA	5066	576	4490
G	JUNTAS DE SEGURIDAD	22	480	-458
H	OTROS	43	960	-917
TOTAL		7903	7214	689

6 CONCLUSIONES.

El objetivo de realizar la reparación de pozos es mejorar o recuperar la producción de los pozos mediante el cambio de aparejo de producción, o la modificación de las propiedades de flujo del intervalo productor o mediante el cambio de intervalo productor.

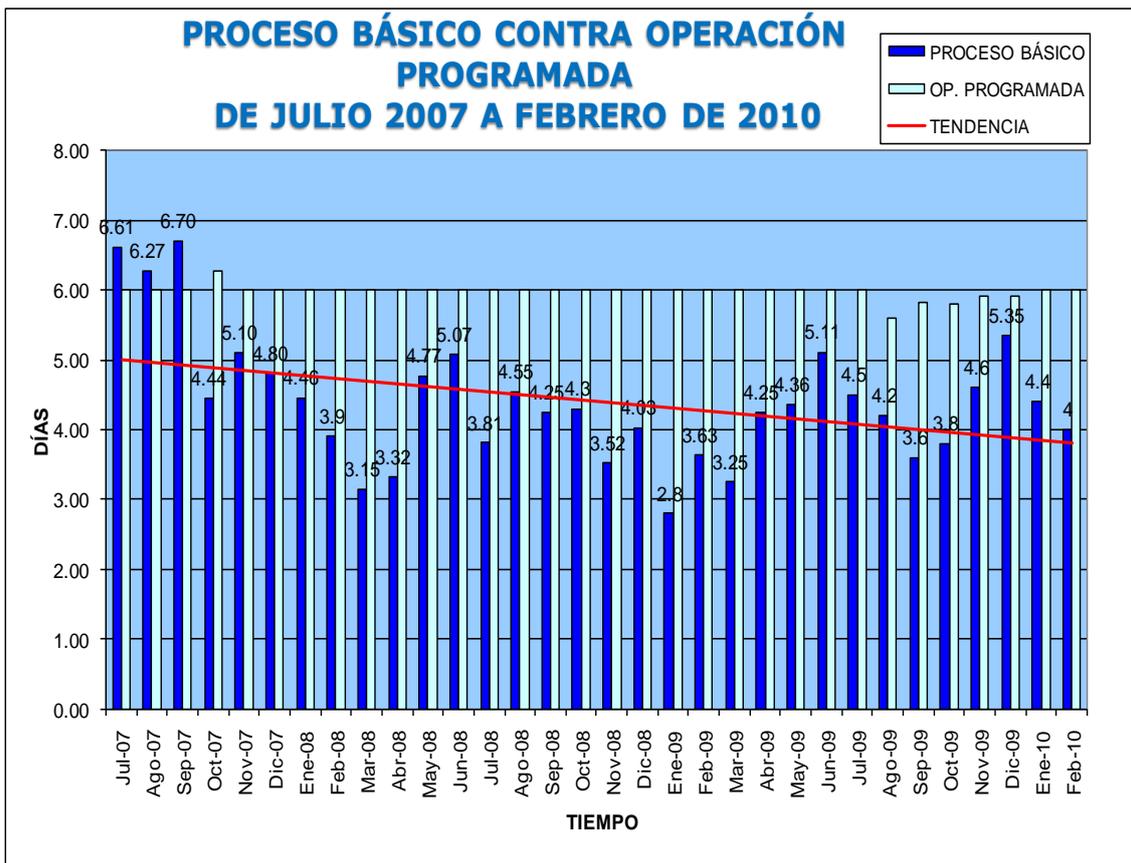
Para esto se evaluó la información del pozo Agua Fría 68, y teniendo la información se definió que para recuperar la producción este pozo lo mejor fue liberar del aislamiento de dos intervalos que se tenían aislados mediante un tapón de arena y un tapón de cemento debido a que fluyeron con 60 % aceite y 40% agua y por el interés de probar un tercer intervalo, que debido a su baja presión se decide realizarle la conversión a bombeo mecánico, quedando el pozo como se mostró en el Capítulo 5, este aparejo recuperó mediante el sistema de bombeo mecánico una producción diaria de 60 BPD con un corte de agua de 35%, produciendo realmente de aceite 39 BPD, incrementándose un 37.5% de aceite.

Debido a la versatilidad (En cuanto a tamaño, potencia, velocidad y seguridad) de los equipos de reparación y la mejora en los procedimientos se ha logrado reducir el tiempo en de las intervenciones realizadas, lo que nos lleva a entregar mayor numero de pozos reparados a PEMEX (ver grafica 6.1), lo que representa un incremento en la producción de pozos ya que la mayoría de estos se encontraban cerrados, ya sea por problemas mecánicos o por el depresionamiento de estos.



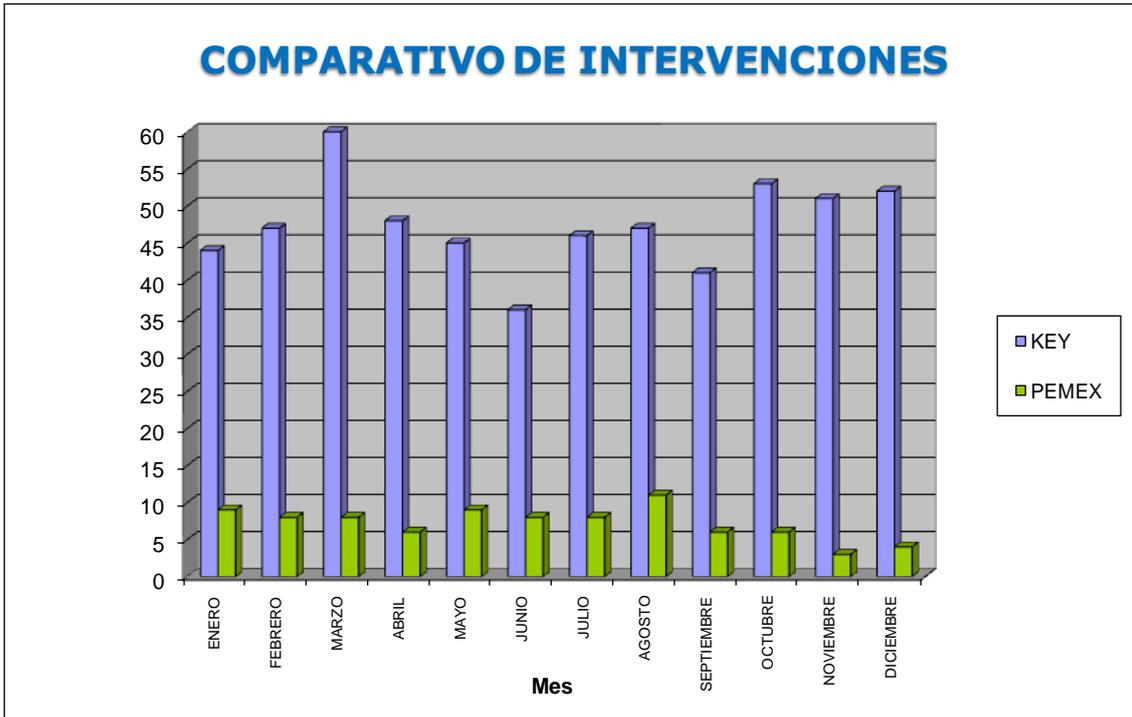
Grafica 6.1. Grafica de intervenciones realizadas.

Por otra parte podemos observar que el cambio de procesos (p.e. no usar herramientas innecesarias) logra un mejoramiento en los tiempos operativos debido a que se redujeron casi un 28.1 % bajando el tiempo operativo de 6 días a un promedio de 4.3 días por intervención esto lo podemos observar en la grafica 6.2.

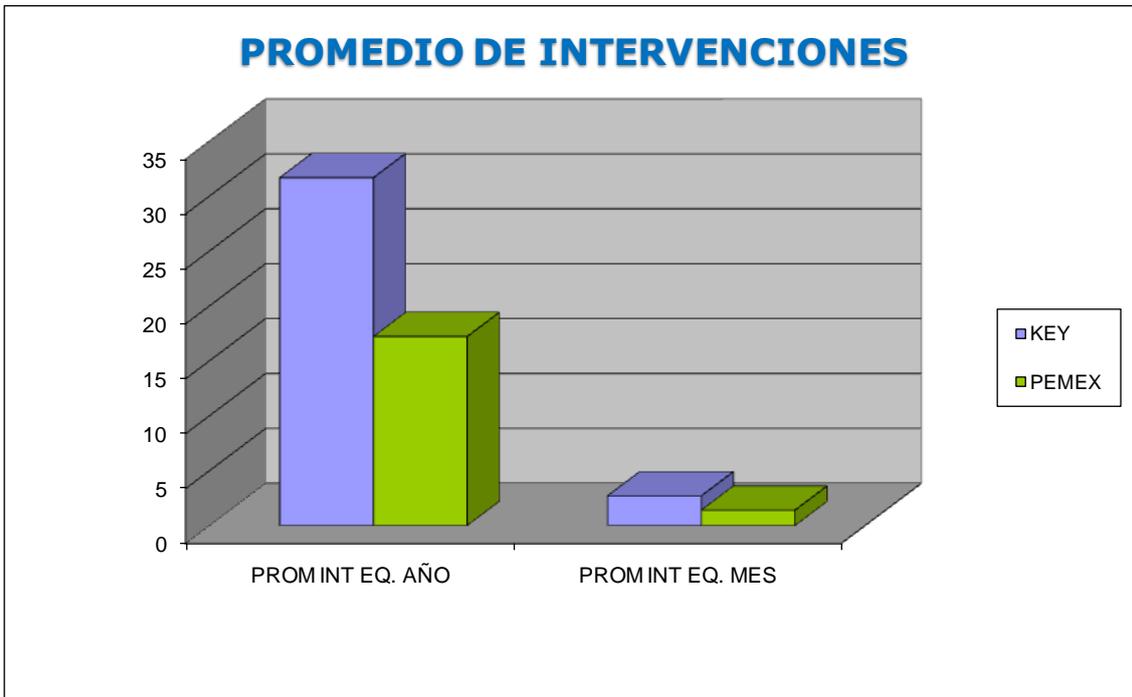


Grafica 6.2. Proceso Básico vs Operación Programada.

Por otra parte se cuenta con 5 equipos tripulados por personal de PEMEX y 18 equipos tripulados con Key con la información de intervenciones realizadas por un año grafica 6.3 podemos hacer un comparativo sacando el promedio de intervenciones que obtienen por mes los equipos tripulados por PEMEX y los Tripulados por Key dándonos la siguiente grafica 6.4.



Grafica 6.3. Comparativo de Intervenciones.



Grafica 6.4. Promedio de intervenciones.

Llegando al punto que para realizar las 570 intervenciones que se efectuaron el año pasado necesitaríamos de 33 equipos tripulados por el personal de PEMEX sindicalizado en lugar de los 18 que contamos actualmente.

7 BIBLIOGRAFÍA

- Alonso Ignacio Cardenas, Apuntes de Terminación de Pozos, Facultad de Ingeniería UNAM.
- José Ángel Gómez Cabrera, Apuntes de Tratamiento de Líquidos, Facultad de Ingeniería UNAM.
- Manual de instrucciones para Molinos y zapatas lavadoras, tercera edición.
- Manual de instrucciones del enchufe (“OVERSHOT”) de pesca Bowen S150 y S70, tercera edición.
- Manual de instrucciones del bloque de impresión, cuarta edición.
- Carlos Hernández Valero, Control de Pozos Nivel 4, Instituto Mexicano del Petroleo.
- Rodolfo Mendivil Salgado, Manual de Herramientas especiales Nivel 1, Instituto Mexicano del Petroleo.
- Rodolfo Mendivil Salgado, Manual de Herramientas especiales Nivel 2, Instituto Mexicano del Petroleo.
- Rodolfo Mendivil Salgado, Manual de Herramientas especiales Nivel 3, Instituto Mexicano del Petroleo.
- Rodolfo Mendivil Salgado, Manual de Herramientas especiales Nivel 4, Instituto Mexicano del Petroleo.
- Schlumberger, Control de pozos, Manual de operaciones de Rehabilitación.