



17  
2<sup>a</sup>  
1

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE  
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

DIVISION DE CIENCIAS DE LA TIERRA

" PROCESO DE ANALISIS SISTEMATICO APLICADO EN LAS OPERACIONES  
DE TERMINACION Y REPARACIÓN DE POZOS PETROLEROS".

TESIS

PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

ELOY LOPEZ MENDOZA.

MEXICO D.F.

NOVIEMBRE DE 1998.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

268825



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AVENIDA DE  
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA  
DIRECCION  
60-I-073

**SR. ELOY LOPEZ MENDOZA**  
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Ignacio Alonso Cárdenas y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero :

**PROCESO DE ANALISIS SISTEMATICO APLICADO A LAS OPERACIONES DE  
TERMINACION Y/O REPARACION DE POZOS PETROLEROS**

**INTRODUCCION**

- I EL PETROLERO EN MEXICO Y SU CLASIFICACION EN GENERAL**
  - II TECNICAS DE TERMINACION DE POZOS PETROLEROS**
  - III PROGRAMA Y ANALISIS DE LA INFORMACION PARA TERMINAR Y/O REPARAR UN POZO PETROLERO**
  - IV EQUIPO Y HERRAMIENTAS ESPECIALES UTILIZADAS EN LA TERMINACION Y REPARACION DE POZOS**
  - V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- BIBLIOGRAFIA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

**"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"**

Ciudad Universitaria, a 20 de octubre de 1997

EL DIRECTOR

  
ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS\*RLR\*gtg

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO**



**FACULTAD DE INGENIERIA**

**DIVISION DE CIENCIAS DE LA TIERRA**

**TESIS PRESENTADA POR : ELOY LOPEZ MENDOZA.**

**CON EL TEMA : "PROCESO DE ANALISIS SISTEMATICO APLICADO EN LAS OPERACIONES DE TERMINACION Y/O REPARACION DE POZOS PETROLEROS".**

**DIRIGIDA POR : ING. IGNACIO ALONSO CARDENAS.**

**CON EL SIGUIENTE JURADO DE EXAMEN PROFESIONAL:**

**Presidente : Ing. Eduardo Cervera Castillo.**

**Vocal : Ing. Ignacio Alonso Cárdenas.**

**Secretario : Ing. Salvador Macías Herrera.**

**1<sup>er</sup> Suplente : Dr. Jetzabeth Ramirez Sabag.**

**2<sup>do</sup> Suplente : M.I. Nestor Martínez Romero.**

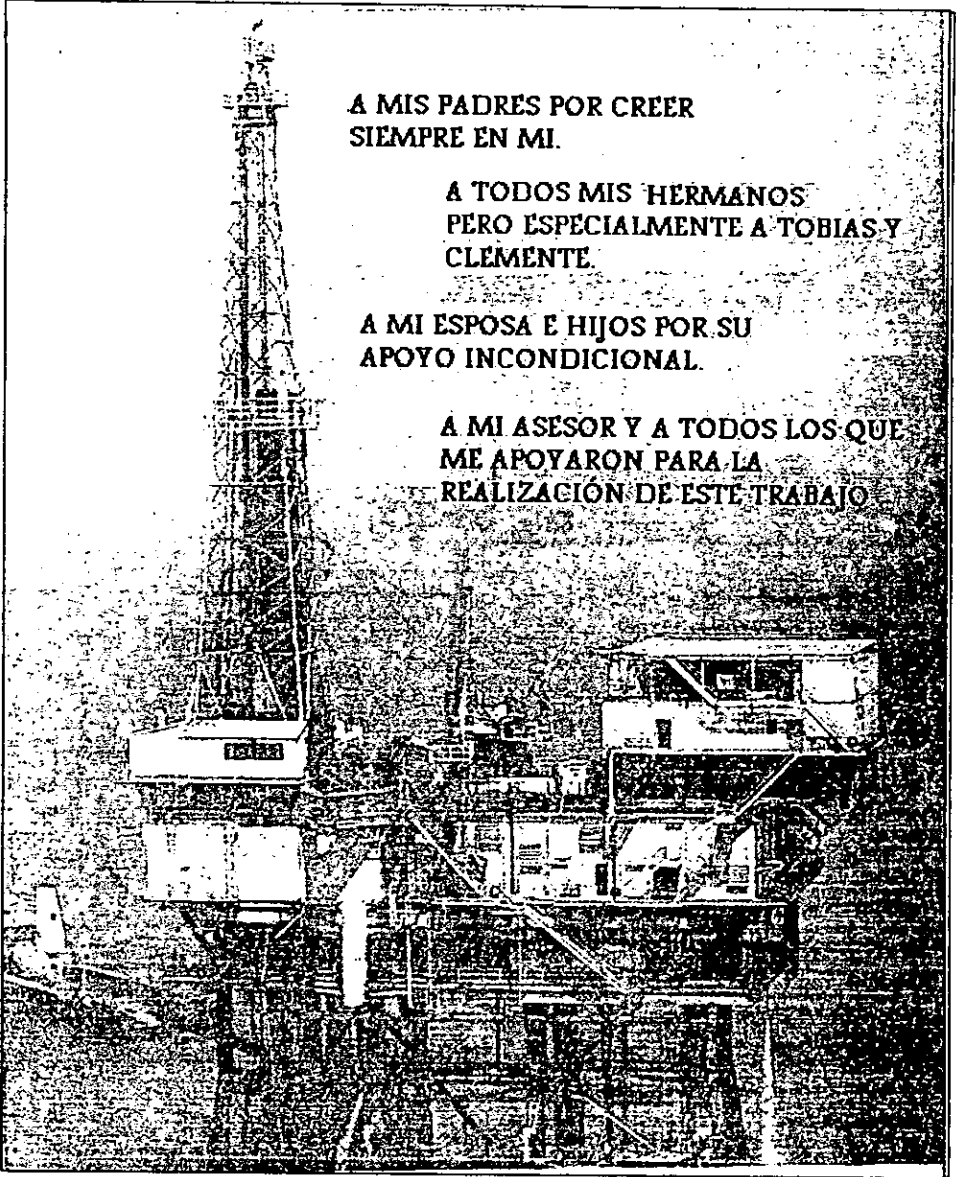
**México D.F. a 12 /Nov. /1998.**

A MIS PADRES POR CREER  
SIEMPRE EN MI.

A TODOS MIS HERMANOS  
PERO ESPECIALMENTE A TOBIAS Y  
CLEMENTE.

A MI ESPOSA E HIJOS POR SU  
APOYO INCONDICIONAL.

A MI ASESOR Y A TODOS LOS QUE  
ME APOYARON PARA LA  
REALIZACIÓN DE ESTE TRABAJO



**TEMA : PROCESO DE ANALISIS SISTEMATICO APLICADO EN LAS OPERACIONES DE TERMINACION Y REPARACION DE POZOS PETROLEROS.**

	Pág.
<b>CONTENIDO</b>	<b>v</b>
<b>INTRODUCCION</b>	<b>vii</b>
<b>I. EL PETROLEO EN MEXICO Y SU CLASIFICACION EN GENERAL.</b>	
I.1 Influencia de la organización de países exportadores de petróleo (OPEP) en el costo del precio del petróleo.	01
I.2 Evolución histórica de la industria petrolera en México.	05
I.3 Origen y características de los yacimientos de petróleo y gas.	12
I.4 Aspectos importantes a considerar en la planeación de la perforación de pozos petroleros.	24
I.5 Mecanismos utilizados en la selección del intervalo a producir.	34
<b>II. TECNICAS DE TERMINACION DE POZOS PETROLEROS.</b>	
II.1 Importancia de la perforación de un pozo en relación con su terminación.	44
II.2 La contaminación como un factor importante a considerar en la perforación, terminación y reparación de pozos.	54
II.3 Funciones de los accesorios superficiales y subsuperficiales.	69
II.4 Utilización de la cementación forzada y colocación de tapones de cemento.	81
II.5 Fluidos de control utilizados en la terminación y reparación de pozos petroleros.	91
II.6 Los brotes y su medio de control.	97
<b>III. PROGRAMA Y ANALISIS DE LA INFORMACION PARA TERMINAR Y/O REPARAR UN POZO PETROLERO.</b>	
III.1 Intervenciones a pozos para su mantenimiento y conservación.	106
III.2 Causas que originan el mantenimiento y la baja productividad en los pozos.	113
III.3 Secuencia de la intervención de un pozo.	121
III.4 Solución a problemas de pozos.	122

	<b>Pág.</b>
<b>IV. EQUIPO Y HERRAMIENTAS ESPECIALES UTILIZADAS EN LA TERMINACION Y REPARACION DE POZOS PETROLEROS.</b>	
IV.1 Herramientas de pesca y medidas para evitar problemas.	124
IV.2 Equipos convencionales de terminación y reparación de pozos.	133
IV.3 Equipos especiales de servicio a pozos.	135
3.a) Unidad generadora de espuma (U.G.E.)	135
3.b) Unidad de aceite caliente.	
3.c) Unidad de tubería flexible (U.T.F.)	140
3.d) Unidad insertadora de tubería (Snubbing).	146
<b>V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>156</b>

#### **BIBLIOGRAFIA.**

## INTRODUCCION :

La industria del petróleo en México y el mundo exige de técnicas más precisas para su desarrollo, acordes a las características del medio , objetivos de explotación y recursos disponibles. Por ello es preciso identificar, el tipo de trampa y empuje que esta actuando en el yacimiento por explotar así como el tipo de pozo que se pretende perforar, terminar y reparar. Con este tipo de medidas se puede tener mayor control en los trabajos efectuados.

Después de perforar hasta la profundidad programada, se procede a introducir y cementar la tubería de revestimiento de explotación y posteriormente se procede a su terminación. Esta operación consiste en introducir el aparejo de producción en la tubería de revestimiento hasta la profundidad programada, seleccionar el intervalo de explotación y perforar la tubería, para hacer llegar los hidrocarburos del yacimiento al pozo y a través del aparejo a la superficie.

Para explotar adecuadamente el pozo, es necesario planear y generar métodos de optimización que faciliten conocer las características de la formación y su relación con el pozo teniendo en cuenta siempre el equilibrio que debe existir entre la presión de la columna hidrostática con la presión de la formación.

El ingeniero petrolero debe conocer detalladamente la historia del pozo, ya que esta puede proveer de antecedentes valiosos para investigar las causas que dan origen a su terminación y así poder planear de manera mas eficiente esta operación. Es muy importante conocer el tipo de trampa donde se encuentran los hidrocarburos y su volumen original, también se debe conocer la calidad de la cementación de la tubería de revestimiento de explotación debido a que juega un papel primordial tanto para el buen éxito de la terminación como para su futura reparación.

Es conveniente que antes de perforar, terminar ,y reparar un pozo petrolero, se realice un estudio tecnico-económico, que nos permita verificar previamente la conveniencia de la perforación del mismo de acuerdo con la reserva original que se espera obtener del yacimiento. Con la vida productiva del pozo se puede determinar la producción acumulativa que se obtuvo hasta el día que dejo de producir como fluyente. Con esta información se podrán determinar los hidrocarburos que aún continúan en el yacimiento información que nos permite definir la conveniencia o inconveniencia de su reparación.

Con los análisis anteriores se puede comparar el costo de la perforación, terminación y reparación así como el beneficio que se obtendrá durante la vida productiva del pozo.

Si el pozo por alguna razón ha dejado de producir hidrocarburos durante su vida fluyente y su reserva se compara con el costo de su reparación y está es rentable se debe reparar ; desde luego deberá tomarse en cuenta el tipo de reparación, ya sea reparación mayor que es mas costosa o reparación menor que es más económica.

Es importante antes de llevar acabo ya sea en la perforación, terminación o reparación, planear y programar las diversas actividades que se requieren efectuar. En Cualquiera de los casos anteriores los costos; de operación, materiales, productos químicos, herramientas y servicios utilizados los cuales son sumamente costosos, y deben ser justificados por los resultados que se desean obtener del pozo en sus intervenciones.



# CAPITULO I

## **I. EL PETROLEO EN MEXICO Y SU CLASIFICACION EN GENERAL.**

### **1.1. INFLUENCIA DE LA ORGANIZACION DE PAISES EXPORTADORES DE PETROLEO (OPEP) EN EL PRECIO DEL PETROLEO.**

El petróleo, desde que se inició comercialmente su explotación, ha sido objeto de luchas monopólicas entre las grandes empresas privadas, entre países productores y consumidores, o entre los propios países productores, tras los cuales subyacen intereses económicos, políticos y militares. Estos intereses en la industria petrolera han hecho del petróleo una mercancía poco susceptible de regulación por los mecanismos propios del mercado y altamente sensible a las decisiones políticas.

La OPEP esta formado por dos grupos de países : el primer grupo lo forman Arabia Saudita, Kuwait, Qatar y los Emiratos Arabes Unidos, países que tienen reservas petroleras grandes en relación con su población. El segundo grupo de países lo forman Argelia, Ecuador, Gabon, Indonesia, Irán, Irak, Libia, Nigeria y Venezuela, quienes tienen reservas petroleras pequeñas en relación con sus poblaciones.

El objetivo principal de la OPEP es evidente : controlar la cantidad de petróleo a producir y mantener el nivel de los precios del petróleo. Es decir controlar la ley de la oferta y la demanda.

Cabe mencionar que en el mercado petrolero también influyen los países independientes que de alguna forma hacen contrapeso en la oferta y la demanda del petróleo mundial los cuáles son : Rusia, Noruega, Inglaterra, Egipto, Omán y México ( estos países no se rigen por ninguna política de grupo ).

Antes de la creación de la OPEP, el mercado fue completamente dominado por las grandes empresas petroleras transnacionales que eran las que determinaban el precio del crudo ; pero a partir de la creación de la OPEP, una nueva correlación de fuerzas se empezaba a dislumbrar.

**Crisis petroleras mundiales.** Desde los años de 1953 a 1960 el precio del barril se cotizaba de 1.97 a 1.84 dólares. En esta época como se ha mencionado las empresas transnacionales tenían el control del petróleo en la misma organización de países exportadores de petróleo que se formó en septiembre de 1960. En la mayoría de los países de la OPEP el petróleo era extraído por las grandes empresas transnacionales con base en un complejo sistema de concesiones que, de hecho privaba a los países de los derechos que tenían como propietarios de sus recursos petroleros. Las primeras acciones de la OPEP, en consecuencia estuvieron encaminadas a reencontrar su condición de propietarios territoriales de sus yacimientos.

Hasta 1970, la OPEP se puede identificar por los siguientes objetivos :

1. Incrementar sus ingresos por barril de petróleo o al menos detener su disminución.
2. Igualar el tratamiento que los países daban a las empresas transnacionales del petróleo.
3. Expandir el nivel de producción.

La OPEP en Octubre de 1973 (**primera crisis petrolera**) reunida en Kuwait, decidió aumentar los precios sin consultar al capital petrolero ; posteriormente la organización acordó un nuevo aumento de precios de tal forma que estos se cuadruplicaron en dos años pasaron de 2.70 a 9.76 dólares por barril sin embargo la cuadruplicación de los precios del petróleo no obedeció a un plan preconcebido, sino a la cuarta guerra arabe-israelí y específicamente, a el apoyo que los Estados Unidos otorgaron a Israel, ocasionó el embargo petrolero contra el primero. El embargo económico fue aplicado por los países Arabes y no por la OPEP. La escases del petróleo, ocasionada por la baja de la producción de los países árabes, facilitó los aumentos de precios. El empleo del petróleo como arma política mostró la capacidad alcanzada por los países petroleros para imponer sus intereses en el mercado internacional del petróleo y para manejar soberanamente sus recursos. Desde el surgimiento de la OPEP como una fuerza real en el mercado petrolero, *Arabia Saudita* ha desempeñado un papel determinante en el precio del petróleo, ya que es el país con mayores reservas probadas en el mundo, según datos recientes únicamente utiliza el 45% de su capacidad productiva .

**Segunda crisis petrolera en 1979.** Los aumentos decretados en el periodo 1979-1980, la OPEP no tubo en consideración las condiciones reales del mercado y entonces desde este año, empezó el viraje radical en el mercado petrolero que pasó a ser dominado por los compradores, otro de los aspectos importantes en el aumento de los precios del petróleo es la revolución islámica entre Irán e Irak.

En la década de los ochentas las políticas de ahorro energético de los países industrializados empezó a tener efectos fuertes en el mercado al disminuir el consumo del petróleo y los países productores **independientes** ganaron terreno rápidamente al aumentar su producción.

La OPEP en marzo de 1983, acepto reducir por primera vez en su historia el precio oficial del crudo, de 34 a 29 dólares por barril. La razón desde luego fue el desbalance entre la oferta y la demanda. *En diciembre de 1985 la OPEP adopta la decisión de cambiar la estrategia de defensa de los precios que sostuvo durante toda su vida, por la defensa de su participación en el mercado.* Al dejar que sea el mercado quien determine el nivel de los precios, la tercera crisis petrolera fue inminente, y el derrumbe de los precios fue inmediato, los cuales llegaron a cotizarse en menos de 10 dólares por barril.

La cuarta etapa de la organización de países exportadores de petróleo se inicia en la década de los ochentas. En esta fase la OPEP se enfrentó a un mercado inestable, en la cual desde luego, la organización ha contribuido al dejar que sea el mercado el que decida el precio del petróleo. Con esta década empieza la pérdida de su influencia en el mercado petrolero, y por lo tanto la caída en los precios del mismo.

Cabe mencionar que la decisión de abandonar la defensa de los precios del petróleo y establecer cuotas de producción, fue una decisión de los países del primer grupo de la OPEP los cuales son : Kuwait, Qatar, Emiratos Arabes Unidos y su líder Arabia Saudita. Los países del segundo grupo de la OPEP, consideran a los sauditas enemigos del nacionalismo árabe y los sustitutos del imperialismo occidental en el Medio Oriente. Los sauditas lograron grandes acercamientos con los países industrializados por ejemplo el gran préstamo que por 10 mil millones de dólares este país concedió en mayo de 1981 al fondo monetario internacional (FMI) y al banco mundial.

La decisión de 1985 justamente cuando la organización cumplía su primer cuarto de siglo de existencia. Arabia Saudita, por medio de Yamani, su ministro de petróleo, declaró que su país ya no estaba dispuesto a seguir cumpliendo el papel de estabilizador y productor marginal de la OPEP debido a la indisciplina de sus miembros y a que los productores independientes, sobre todo los del Mar del Norte, se habían beneficiado con la parte del mercado que anteriormente correspondía a la OPEP. Esto lejos de favorecer como ya se mencionó trajo consigo la caída más drástica de los precios del petróleo en toda su historia de 28 a 10 dólares por barril. Los precios del petróleo hasta Enero de 1998 han llegado hasta los 16 y 18 dólares por barril y actualmente los precios han caído por debajo de los 10 dólares por barril. Como se sabe el factor determinante para que bajen los precios del petróleo es la ley de la oferta y la demanda, se cree que Irán e Irak con reservas incluso mayores que Qatar o los Emiratos Arabes Unidos actualmente están produciendo grandes cantidades de petróleo.

### **Crisis actual de la OPEP y la política petrolera mexicana .**

Es claro que aún no acaba de definirse el importante cambio de estrategia de la OPEP para adaptarse a las condiciones de un mercado donde ha dejado de ser la fuerza dominante, al menos, donde ya no puede inclinar a favor de sus miembros los precios. También es claro que la actual estrategia del organismo obedece a el interés de su miembro más influyente : Arabia Saudita. Este país tradicionalmente ha defendido la tesis de que es conveniente que *el mercado sea estable* . Para lograr la estabilidad, que implica la no existencia de bruscos movimientos en los precios, los sauditas en las diversas fases de la OPEP, han reducido o aumentado su producción con el objeto de que los precios no se eleven demasiado. En todo momento este país se ha opuesto a precios elevados del crudo puesto que argumentan propiciaría una rápida sustitución por otras fuentes energéticas y porque un mercado caótico afectaría sus intereses financieros que los liga a los países capitalistas desarrollados.

Cálculos hechos por especialistas demuestran que el petróleo, en la próxima década retomará su papel de principal fuente energética y que para entonces, algunos países habrán agotado parte de sus reservas, por lo tanto el aumento de los precios del crudo será inevitable. En este momento los países con más grandes reservas estarán en posibilidad de inclinar a su favor las fuerzas del mercado. Y no todos los países de la OPEP tienen grandes reservas.

Cuentan con grandes reservas petroleras los países moderados del Medio Oriente, con excepción de Qatar, algunos países desarrollados como Estados Unidos, los del Mar del Norte , Rusia y algunos países latinoamericanos, como México y Venezuela.

Entre ellos deberá replantearse un nuevo orden petrolero internacional que asegure una transición energética gradual y que deje beneficios de largo plazo a los países petroleros. La OPEP, como tal habrá cumplido su papel histórico y habrá perdido su razón de ser.

Otras alternativas también pueden ser posibles. Estas alternativas deben ser exploradas por quienes conducen la política petrolera mexicana, pues quiérase o no, el país dependerá por largo tiempo de sus recursos petroleros. El estudio continuo de los acontecimientos del mercado petrolero mundial debe ser, por lo tanto una tarea permanente, tan importante como el estudio de evolución de los mercados financieros internacionales. Deuda externa y petróleo son problemas que conjuntamente deben resolverse.

Por lo que respecta a la política petrolera exterior de México, es pertinente recordar que el redescubrimiento de los recursos petroleros mexicanos y la política de expansión de la producción y exportación de crudo y los precios fijados por la OPEP creaban condiciones favorables a México. Puede afirmarse en general que México ha sostenido una actitud conciliadora con la OPEP, con excepción de las decisiones de junio de 1981 y julio de 1985 cuando bajó sus precios anticipándose a las decisiones del organismo.

Dentro del proceso de cambio estructural del mercado petrolero tal vez el que mas afecte a la economía de México sea el proceso de regionalización y automatización de la industria petrolera ; de una industria donde, como ocurre en los demás mercados de productos básicos, pequeños cambios en la oferta y la demanda ocasionan grandes fluctuaciones en los precios ; de una industria donde la estabilidad parece ser un dato de la historia. México sostiene una política de ventas acordes a sus intereses por lo tanto dentro de la OPEP no existe la seguridad de que sus miembros respeten los acuerdos, de que mantengan la disciplina, o de que no acudan a prácticas comerciales desleales. Esto no quiere decir que México debe abandonar su política de concertación de acciones, pero si que esta debe ser más realista y selectiva. Los límites de la política mexicana de concertación de acciones se ha puesto de manifiesto en sus relaciones con Venezuela. No es posible, al parecer concertar acciones de buena voluntad con productores que disputan el mismo mercado. Los intereses nacionales se imponen a los colectivos. El análisis de la OPEP nos muestra como sus miembros han actuado con ese criterio y es muy difícil que varíe.

De mayor utilidad para México sería seleccionar aquellos países con los que pueda establecer medidas de colaboración. No es previsible que la OPEP pueda retomar a corto plazo su papel de administrador de los precios, tampoco es previsible que Arabia Saudita y sus aliados del Golfo Pérsico dejen de lado su intento de recuperar mercados. Por ello la política petrolera de México debe buscar nuevas opciones, debe buscar las bases de la colaboración con los principales productores de petróleo en el mundo independiente si pertenecen o no a la OPEP.

## **I.2. EVOLUCION HISTORICA DE LA INDUSTRIA PETROLERA EN MEXICO.**

Durante cierta época las tribus que habitaron el territorio mexicano utilizaron el petróleo como : material de construcción, medicina, pegamento, impermeabilizante, incienso, etc.

Las reales ordenanzas para la minería de la Nueva España promulgadas en 1783 por el Rey Carlos III de España, hacían mención de los hidrocarburos, llamándolos *bitúmenes o jugos de la tierra*.

En 1863 Manuel Gil y Sáenz sacerdote e historiador de Tabasco encontró lo que llamo Mina del petróleo en San Fernando cerca de Tepetitlan, en el estado de Tabasco. Esta mina no era mas que chapopotera, donde podía obtenerse fácilmente el petróleo natural.

### **Leyes y reglamentos.**

Para el 6 de julio de 1865 el emperador Maximiliano por decreto había establecido la reglamentación de laboreo de las sustancias que no eran metales preciosos en el Art. 22 de las Reales ordenanzas de la Minería de la nueva España. En ellas se mencionaba el betún y el petróleo Art. 1 decía que nadie podía explotar minas de sal, carbón de piedra, betún, petróleo y piedras preciosas sin la concesión del ministerio de fomento.

En 1870 por John F. Dowling formó la compañía exploradora del petróleo del golfo de México construyendo en la zona costera veracruzana la pequeña refinería que llamó **la constancia**. En 1870 logró refinar 4mil galones de Kerosina recogiendo aceite de las chapopoteras.

En 1884 bajo la presidencia de Manuel González, expidió un documento artículo 10 donde se especificaban que eran de exclusiva propiedad del dueño del terreno, aquellos productos del subsuelo y de la superficie, las mismas que Maximiliano había puesto bajo el dominio directo del estado.

Pero fue para el cuatro de junio de 1892 cuando el general Porfirio Díaz deroga el código de minas e impone una ley dirigida a los inversionistas extranjeros donde otorgaba a los dueños de las tierras el derecho de explotar los recursos naturales del subsuelo, sin necesidad de denuncia. Esta ley habría las puertas de la explotación del petróleo a las compañías extranjeras.

Esta ley mostró su generosidad y una serie de privilegios al inversionista petrolero. El naciente dictador se facultaba para dar en concesión a las compañías los baldíos y terrenos, los lechos de los ríos ; se facultaba para expropiar en favor de los inversionistas los terrenos petrolíferos ; además quedaba exento por 10 años de toda obligación tributaria.

En 1886 la Waters Pierce construyó en el puerto de Veracruz una refinería con capacidad de proceso de 500 barriles diarios ; el petróleo crudo provenía de los Estados Unidos. Diez años después se fundó otra entre la ciudad de Tampico y el río pánuco, para procesar 2000 barriles de crudo también importado de Estados Unidos.

### **Nace la industria del petróleo en México**

Con la compra de la hacienda El Tullillo de Ebano, en San Luis Potosí nace la industria petrolera en México.

Esta superficie cubría 113 hectáreas en los Estados de San Luis, Tamaulipas y Veracruz, fue adquirida por los norteamericanos Edward L. Doheny y Charles A. Canfield para explotar los mantos de hidrocarburo que en sus tierras se habían advertido. La llegada de estos dos personajes a el Tudillo para ellos fue oportuna ya que el dueño, Mariano de Arguinsoniz pedía 90mil, mientras que Gerardo Meabe ofrecía 60mil. Entre la indecisión para llegar a un acuerdo, apareció Doheny que compró en 300mil pesos la propiedad.

El 14 de mayo de 1901, al llegar a la profundidad de 1515 pies, brotó un pozo que fue bautizado con el nombre de Doheny I con una producción diaria de apenas 50 barriles. Según Doheny al terminar de perforar en diciembre de 1903 los 19 pozos, habían gastado la cantidad de 2.5 millones de dólares.

Debido a la falta de crédito por parte de Estados Unidos el petrolero Doheny, recurrió a su amigo el Meave, en ese tiempo consejero del banco de San Luis Potosí, y este intercedió en su favor para que la institución le concediera un préstamo por 50 mil pesos. En 1903 el ingeniero mexicano Ezequiel Ordoñez informó a Doheny que el sitio ideal para encontrar petróleo era lo mas cerca del cerro La pez. De inmediato Ordoñez se dirigió a una chapopotera e indicó a sus acompañantes el lugar en donde debían de perforar.

*El 3 de abril de 1904, cuando perforaban a una profundidad de 501 metros, brotó el pozo denominado la pez I, lanzando un chorro de petróleo negro a 15 metros de altura, con una producción de 1500 barriles diarios.*

Al tener conocimiento del hallazgo petrolífero de Doheny, el ferrocarril tendió tramos de vía que iban a los yacimientos de petróleo. El ferrocarril pronto firmó contrato para la compra de 6 mil barriles diarios para las locomotoras y empezó la construcción de un gasoducto de 75 kilómetros, hasta el puerto de Tampico. El puerto tamaulipeco rápidamente se convertiría en un emporio petrolero.

Se ha mencionado ya el paquete de facilidades que armó el presidente Díaz para impulsar la actividad petrolera. De ello era expresión la Ley del petróleo del 24 de diciembre de 1901, aprobada por el Congreso de la Unión. Con esta Ley, los inversionistas extranjeros tuvieron a su disposición un instrumento formidable para hacer negocios, con amplias franquicias y ventajosas condiciones. Durante los diez primeros años, prácticamente lo único que tenían que pagar, como impuestos, era el timbre.

Generoso regalo de navidad había hecho el general Porfirio Díaz a los inversionistas extranjeros. En otro sentido, era el principio de una época tumultuosa y de despojo para los propietarios de terrenos y para los trabajadores petroleros.

Basándose en esta ley, Díaz hizo las primeras concesiones importantes al inglés Weetman Dickinson Pearson y a Doheny.

### **Porfirio Díaz y las compañías extranjeras.**

Paralelamente a las actividades de Doheny en la explotación del petróleo, Pearson and Son era un afirma contratista de del gobierno del general Díaz así Pearson inició en 1902 la perforación de su primer pozo. En este mismo año en el campamento de El chapo, brotó el primer pozo petrolero en el sur de Veracruz y en el norte del istmo de Tehuantepec.

En 1906 Pearson construyó una planta refinadora en Minatitlán y para entonces Pearson tenía ya contratadas, y compradas algunas, grandes extensiones de tierra en el Istmo de Tehuantepec y en las zonas vecinas.

En este mismo año, el Congreso de la Unión aprobó un proyecto enviado por Díaz, en el que aprobaba los contratos para que la compañía de Pearson se hiciera cargo de la exploración y explotación de los yacimientos de petróleo existente en el subsuelo de lagos, lagunas y terrenos baldíos nacionales, ubicados en los estados de Veracruz, Tabasco, Chiapas, Campeche, San Luis Potosí y Tamaulipas.

En 1903 la Mexicom Petroleum de Doheny había construido la primera refinería en México, dedicada a la producción de asfalto, con una capacidad de 2000 barriles diarios. Entre 1905 y 1906 Doheny adquirió terrenos en la huasteca, sentando así las bases para fundar otra compañía, la *Huasteca Petroleum Company*. Díaz había dado las facilidades para que surgiera un emporio petrolero en Tampico y en las huastecas Veracruzana y Potosina, y ahora era preciso controlar la agresividad de ese naciente poderío. Por eso, la necesidad de crear un equilibrio de fuerzas, le había dado grandes concesiones a Pearson, dentro de estos propósitos estuvo también el apoderamiento de las acciones ferroviarias extranjeras por parte del gobierno, lo que permitió el control del servicio y dar nacimiento a los Ferrocarriles Nacionales de México. Pearson a diferencia de Doheny, no estuvo tan ansioso en comprar grandes propiedades sino en arrendarlas. Pearson se comprometía a pagar durante 25 años una renta anual de 5centavos por hectárea y por los terrenos que utilizaban para construir instalaciones provisionales dos pesos anuales por hectárea, además si la empresa tuviese necesidad de terreno para otras instalaciones, les serían cedidos en traslado de dominio, abonando por ello la suma de 30 pesos anuales. Pearson, como se ve, se aseguraba por todos lados y Doheny, por su parte, había desplegado toda clase de artimañas para apoderarse de las tierras. Un caso de despojo, el de la hacienda de Cerro Azul, dio origen a la celebre frase: "o me vendes o le compro a tu viuda."

### **Al inicio de la revolución**

Las facilidades que dio Porfirio Díaz al inversionista extranjero estimularon la aparición de nuevas empresas extranjeras y la ampliación de las de Doheny y Pearson. Se había dicho ya que el general trataba de establecer un equilibrio de entre la fuerza que estaban adquiriendo ambos industriales.

Díaz recelaba el creciente poderío de Doheny, que implicaba que los norteamericanos pudiesen sentir la tentación de invadir territorio mexicano. Por esta razón había dado concesiones a Pearson en el estado de Tamaulipas.

Durante el gobierno de Francisco I. Madero, expidió el decreto del 3 de junio de 1912, por el cual se establecía un impuesto especial del timbre sobre la producción petrolera, y además que se efectuara un registro de las compañías que operaban en el país. Los extranjeros temían que la revolución fuese a recuperar el petróleo para México. Por este tiempo, las empresas extranjeras controlaban el 95% del negocio.

En 1915 Venustiano Carranza creó la Comisión Técnica del petróleo para investigarla y reglamentarla en favor de la nación.

Tres años más tarde, en 1918, Carranza lanzó el decreto del 27 de febrero, que creaba un impuesto sobre los terrenos petroleros y los contratos por los que se arrendaban estos terrenos.

Carranza había tomado una decisión por lo que las compañías trabajaban fuera de control, haciendo lo que les venía en gana; contruían ductos, tanques, muelles, perforaban nuevos pozos por todas partes, sin autorización del gobierno.

La Constitución de 1917 afianzó en favor de la nación, la propiedad de la tierra y los recursos naturales. Carranza se atrincheró en el Artículo 27 y con su apoyo sostuvo las fuertes inversiones del poderoso capital extranjero.

### **Hechos violentos y desorden**

Con el auge petrolero empezó también una era del terror y de miseria para el pueblo mexicano. Las compañías se valían de diversas artimañas para adueñarse de los terrenos con petróleo. La oposición a estos deseos de avasallamiento traía consigo la destrucción de escrituras legítimas, la hostigación, el cohecho a las autoridades, la cizaña entre los miembros de la familia. A los campesinos les compraban sus tierras en miserables sumas engañándolos de que sus tierras no servían para la siembra.

Por estos abusos el gobierno de Carranza dispuso que todas las compañías petroleras y las personas que se dedicaran a exploración y explotación del petróleo, deberían registrarse en la secretaría de Fomento.

La empresa norteamericana de Doheny auspició levantamientos simulados para garantizar la seguridad de las instalaciones. Fue así como contrató los servicios de Manuel Peláez, un mexicano que estuvo dispuesto a organizar levantamientos en la huasteca y que se encargó del trabajo negro de armar a las guardias blancas para reprimir a los trabajadores y a los campesinos despojados de sus tierras.

Peláez recibía grandes cantidades de dinero para sostener sus tropas que protegían no solo a la Huasteca Petroleum, sino también a el Aguila. La compañía de Pearson lo convirtió en asociado y le cedió la Compañía Petrolera de Tierra Amarilla y anexas, con veinte pozos cercanos a temapache, Veracruz, cuya producción le compraba.

El resguardo que presentó Peláez a las empresas petroleras, les permitió seguir operando en un medio en que era común la muerte y la violencia.

Algo que Carranza prestaba atención era en Doheny, que en sus sueños de grandeza, tramaba la creación de un estado en las huastecas y en otras regiones que se extendían por el estado de Veracruz: Tuxpan, Poza Rica Y Papantla.

Carranza pudo apreciar la estrategia de las huastecas y tomó medidas en consecuencia: una había sido el acceso tamaulipeco y alrededores, y otra fue comisionar al general Francisco J. Mújica para atajar acciones que fortaleciesen aún más a las acciones petroleras.

Conocido por sus ideas radicales, los empresarios se alarmaron cuando Carranza designó a Mújica como administrador de la aduana de Tampico, en junio de 1914. Mújica llevó a cabo un plan de ataque contra los villistas en Ebano, impidiendo que estos llegaran a un acuerdo con los empresarios petroleros.



Fue para el 21 de julio de 1914 cuando carranza decretó el " derecho de barra ", impuesto por el cual cada tonelada de petróleo crudo para exportación debía causar el pago de 10 centavos al gobierno federal.

### El aumento de la producción en la Faja de Oro

La segunda década del siglo caracterizada por la vida revolucionaria, pero también de mayor ascenso en la producción de crudo, ya que en 1921 la producción llegó a poco más de 193 millones de barriles, alcance que colocó a México como segundo productor mundial. Tal apogeo fue posible gracias a lo que se llamó **Faja de Oro**, yacimientos terrestres localizados bajo la planicie costera del Golfo de México, en el estado de Veracruz, extendidos también hacia Tamaulipas. A partir de la perforación del pozo San Diego del mar, conocido poco después por Dos Bocas, en 1908 empezó un rosario de descubrimientos de pozos hasta 1928. Los 21 campos que comprenden la Faja de Oro, pues fueron surgiendo a lo largo de 20 años.

Dentro de los pozos más importantes de esta época de producción petrolera tenemos :

*El pozo Casiano No 7* fue uno de los manantiales más ricos de este campo, brotando el 8 de septiembre de 1910, con un enorme chorro que sobrepasó con mucho la torre de perforación de 37 metros de altura. Los técnicos para evitar problemas por la gran presión, dejaron abiertas las válvulas y dejar correr el aceite y el gas por ocho días que duraron los trabajos para su control, la pérdida fue de unos 25 mil barriles diarios. El Casiano tubo diez años de vida , con una producción que pasó de los *71 millones de barriles*.

El 27 de Diciembre de 1910, a una profundidad de tan solo de 587 metros, brotó también un chorro imponente el pozo *Potrero del Llano No 4* de la compañía el Águila.

Había sido tal la presión se calcula que se perdieron cerca de 2 millones de barriles desde el día del brote hasta el 31 de mayo de 1911, fecha en que fue controlado. No obstante esta pérdida, el pozo llegaría a producir entre 1910 y 1937, *117 millones de barriles de crudo*.

Amediados de 1913 la misma compañía del águila perforó el pozo llamado *los naranjos*, encontrando el hidrocarburo a una profundidad de 602 metros, también en su descontrol este llegó a perder 40 mil barriles durante 15 días. Por su parte, la compañía Sinclair Petroleum Company, en 1914 encontró el pozo *Zuñita No3* que aportó una producción de *21 millones de barriles durante un lapso de 21 años*.

Pero sin duda uno de los pozos más espectaculares en los anales petrolíferos no solo de México sino del mundo fue el **Cerro Azul No 4** , localizado en los terrenos de las haciendas de Toteco y Cerro Azul, propiedad de la Huasteca Petroleum Company. Doheny diría que esta ha sido la fuente más famosa de América. El cerro azul brotó el 10 de febrero cuando a la profundidad programada llegaron a los 545 metros, con tal presión que expulsó la tubería de perforación, destrozó la torre, alcanzando una altura de 600 pies (200 m). Lo primero que había salido a la superficie era gas, con una presión constante que pronto después de despedir violentamente las herramientas y haber roto la válvula de seguridad del pozo, llegó a romper la torre hasta el cuarto travesaño. Al paso de algunas horas el gas se transformó en aceite negrozco y al día siguiente fluyó a una altura de 181 metros.

Entre los días 15 y 19 de ese mes de febrero el pozo despidió poco más de 35 mil barriles de petróleo.

El control del pozo, que se realizó en 7 días, se ha considerado como una verdadera hazaña para los técnicos y trabajadores mexicanos.

*La producción de Cerro Azul al 31 de diciembre de 1921, había alcanzado la suma de poco más de 57 millones de barriles.* Para 1977 el pozo continuaba generando 13 barriles diarios, junto con el Casiano 7 y el potrero del Llano No 4, el Cerro Azul 4 ha sido uno de los manantiales más fértiles en la historia petrolera mundial.

El decaimiento productivo de la Faja de Oro empezó a fines de 1921 por el agotamiento de los pozos, el incendio de potentes surtidores de Amatlán y por la invasión de agua salada en algunos de estos pozos.

1922 marca ya un descenso de los 193 millones alcanzados en 1921, a 182 millones, y así la bala continúa hasta llegar a tan solo 32 millones en 1932.

En otros términos, lo que había provocado esta merma petrolífera había sido la explotación irracional, tremendamente ávida de las compañías, que habían succionado el hidrocarburo por todos lados y se lo habían llevado principalmente para el país vecino del norte.

### **El conflicto y la expropiación**

Una de las primeras acciones importantes del sindicato petrolero fue la redacción de un proyecto de contrato para sustituir los distintos contratos colectivos que regían las relaciones laborales en cada una de las empresas. De tal suerte, el 3 de noviembre de 1936 se envió a cada una de las 17 compañías petroleras y navieras una copia de ese proyecto llamado "Contrato Colectivo de aplicación General"

Las relaciones entre trabajadores y empresas, estaban fuertemente deterioradas por el clima de injusticia y represión inducido por los empresarios.

Durante años se había visto fraguado esta hostilidad entre ambas partes; los trabajadores buscando hacer valer sus derechos laborales; los empresarios intentando por todos los medios mantener sus privilegios de clase y sus robustas ganancias. Durante las pláticas entre trabajadores y empresarios, el desacuerdo fue rotundo porque la contrapropuesta empresarial estaba lejos de armonizar con las peticiones sindicales. Dos veces más habría de intervenir el presidente Lázaro Cárdenas en busca de la conciliación, antes de que la huelga estallase el 28 de mayo de 1937.

Los doce días que duró la huelga petrolera hizo evidente la importancia que tenía el petróleo en la vida del país. Pronto las calles se vieron semidesiertas, al dejar de circular poco a poco los vehículos por falta de combustible.

Ante la intervención conciliatoria del gobierno, los empresarios ofrecieron aumentar los salarios inferiores y mejorar algunas prestaciones sociales. En aparente buena voluntad las cosas no cambiaban substancialmente y ante la gravedad de la paralización en la vida económica del país, Cárdenas volvió a dirigirse a los trabajadores que regresaran a sus labores, lo cual lo hicieron el 9 de junio de 1937. Después de esto, se presentó un conflicto de orden económico, recurso legal en juicio laboral. Esto surgió cuando las cosas se habían estancado y consistía en un peritaje exhaustivo de las condiciones financieras y operativas de las empresas, para saber si realmente podían o no cumplir las exigencias del sindicato. Los empresarios decían que no y mucho menos podían pagar los 26 millones de pesos que el dictamen había asignado como justo aumento de salarios y prestaciones para los trabajadores.

Por otra parte, el informe había puesto al descubierto la truculencia de las prácticas mercantiles de las empresas, la ocultación contable y la ingeniosa red de artimañas para evadir los impuestos. Los datos eran objetivos precisos y las empresas no pudieron rebatirlos.

Jesús Silva Herzog, quien había sido pieza clave en el dictamen que obligaba a los empresarios a pagar, para entonces decía: "*las empresas petroleras arrojaron el guante en actitud de desafío al gobierno y al pueblo de México*"

Semanas más tarde, el 18 de Marzo, el presidente Cárdenas habló con palabras definitivas. Las compañías petroleras, al negarse a obedecer el mandato de la justicia nacional, no sólo incurrió en un caso simple de rebeldía ante una sentencia sino que vulneraban la misma soberanía del país, dejándola a expensas de las maniobras del capital extranjero.

Fue así como el general tomó la decisión de expropiar, en acto de legítima aplicación para someter la rebeldía de los empresarios. Los vínculos contractuales entre trabajadores y empresa quedaron rotos y el gobierno tomó las instalaciones industriales para reactivar la vital función petrolera. Ese mismo día Cárdenas expidió un documento para la creación de consejo administrativo encargado de manejar el negocio. El 19 de marzo, de hecho nació la industria petrolera mexicana. Mientras los trabajadores se organizaban para hechar andar la maquinaria petrolera, frente a Palacio Nacional se efectuaba una gran manifestación de apoyo al presidente. Cárdenas dijo entonces que debería hacerse un gran esfuerzo por pagar lo antes posible la deuda contraída por la expropiación, a fin de no dejar la carga económica a las generaciones posteriores. De inmediato se hizo una colecta en palacio de Bellas Artes, en el cual se recibieron aportaciones de todo genero, incluyendo animales domésticos.

Los gobiernos de Inglaterra y Estados Unidos exigieron a México la indemnización y cobro respectivamente de todos sus bienes. Finalmente, en mayo de 1940, pudieron verse los primeros frutos de las prolongadas conversaciones entre las empresas expropiadas y el gobierno mexicano. El grupo Sinclair, compuesto por varias compañías que fundió en una sola, la *Consolidated Oil Corporation*, convino en recibir la suma de 8 millones 500 mil dólares que deberían liquidarse el 1o de octubre de 1940. Después de dos años se concertó un segundo convenio por la cantidad de 23 millones 995 mil 991 dólares, más intereses. El pago debía hacerse en cinco anualidades, cuya última fue cubierta el 30 de septiembre de 1947.

Con este arreglo quedan liquidadas todas las compañías norteamericanas.

El 29 de agosto de ese mismo año fue firmado el convenio con el grupo inglés, por la cantidad de 81 millones 250 mil dólares, cuyo pago se haría en quince anualidades, la última el 18 de septiembre de 1962.

Todos los pagos fueron hechos conforme al convenio, cuyo monto total ascendió a **1,606 millones 819 mil 827 pesos**. Con ello quedaba cerrado el capítulo financiero de la expropiación.

### 1.3. ORIGEN Y CARACTERISTICAS DE LOS YACIMIENTOS DE PETROLEO Y GAS.

Proveniente del latín *petroleum* (*petra*-piedra y *oleum* aceite), la *palabra petróleo significa aceite de piedra*. Es un compuesto de hidrocarburos, básicamente una combinación de carbono e hidrogeno.

La ciencia, que nos ayuda a descubrir hidrocarburos es la geología del petróleo. Está ciencia estudia las estructuras geológicas y las acumulaciones en el yacimiento de hidrocarburos del subsuelo, pero las manifestaciones superficiales son también evidencia importante para detectar los yacimientos. Si bien un yacimiento es la acumulación de gas o aceite de la misma estructura geológica sometida a un mismo sistema de presión. Las manifestaciones superficiales determinan la presencia de hidrocarburos las cuales pueden clasificarse en dos tipos:

- a). Manifestaciones directas
- b). Manifestaciones indirectas

Las manifestaciones directas se clasifican a su vez en: Activos ó Vivos y Muertos ó Fósiles.

Dentro de las manifestaciones Activas ó Vivas. Son aquellas que muestran una circulación subterránea activa, donde interviene el aceite vivo, el gas y el agua y estas manifestaciones son conocidas como: chapopoterías, lagos de asfalto, escapes de gas y volcanes de lodo. Ver la fig.1

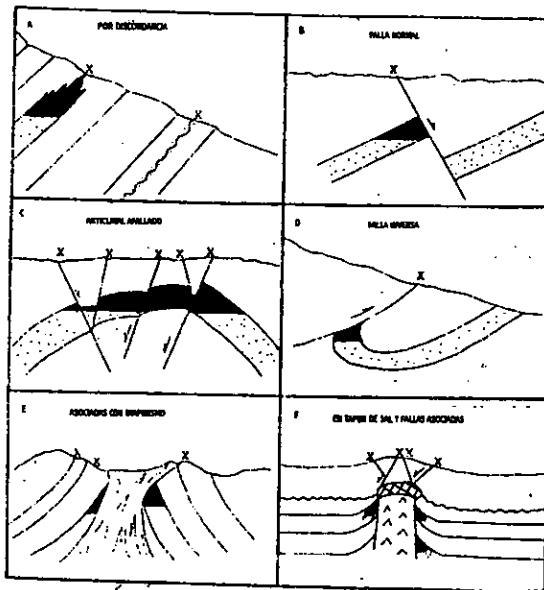


FIGURA 1

**Manifestaciones Directas Fósiles o Muertas.** Son todas las trazas de hidrocarburos fijos en las rocas. Generalmente se encuentran en hidrocarburos sólidos como el asfalto, betún o arenas bituminosas.

**Manifestaciones indirectas.** Es aquella posible presencia de hidrocarburos que viene acompañada de otras sustancias como: Acido Sulfúrico, azufre, prospección geomicrobiológica, presencia de roca madre en terrenos sedimentarios ricos en materia orgánica.

### **Teorías de la formación del petróleo.**

Existen varias teorías sobre los orígenes de formación del petróleo que pueden ser clasificadas en dos grandes rubros: la teoría inorgánica y la teoría orgánica.

**Teorías inorgánicas.** Postulan que el petróleo y el gas se genera por otros medios no orgánicos que incluyen las siguientes consideraciones:

- 1). En el interior de la tierra existen metales alcalinos en estado libre y que el bióxido de carbono podría reaccionar formando carburos (Berthelot),
- 2). En el interior de la tierra existen carburos de hierro que pueden reaccionar con agua y formar hidrocarburos (Mendeleeff).

Existen otras teorías como las de emanaciones volcánicas, teoría de origen cósmico, teoría de la caliza yeso y agua, etc. Pero no han sido aceptadas por la mayoría de los investigadores, porque suponen que en la tierra hay condiciones y materiales que a la fecha no se sabe que existan.

**Teorías orgánicas.** Son las más aceptadas y recientemente se han descubierto evidencias que apoyan dicho origen las cuales son:

- 1). La gran abundancia de materia orgánica en los hidrocarburos
- 2). De los restos orgánicos que predominan hidrogeno y carbono, componentes principales de los hidrocarburos.
- 3). De la presencia del nitrógeno y de porfirinas en el pigmento de algún tipo de petróleo.
- 4). De la actividad óptica
- 5). De la presencia del petróleo en los llamados "fósiles geoquímicos"
- 6). La obtención de hidrocarburos sometiendo a calentamiento de materia orgánica con altas Temperaturas.
- 7). La mayor parte de los yacimientos donde se encuentra petróleo es en las cuencas sedimentarias.

### **Edad de los yacimientos.**

Anteriormente, se designaba la edad de los yacimientos conforme a la edad de la roca almacenadora; pero esta no coincide con la edad de la acumulación y menos con la edad de la roca generadora.

En términos de producción mundial, las rocas almacenadoras más ricas en hidrocarburos son las del Terciario (70 millones de años), después las del Cretácico (en México son las del Cretácico de aproximadamente 135 millones de años); en menor grado las del Jurásico y por último las del Paleozoico.

Las reservas probables en los mayores campos del mundo occidental están distribuidas como: **53%** en formaciones del **Mesozoico** (cretácico, jurácico de 135 y 186 millones de años), el **29%** en formaciones de **Mioceno y Oligoceno** (60 a 70 millones de años), **9%** en formaciones de **Paleozoico** (200 millones de años) y el resto en formaciones terciarias anteriores y posteriores al Mioceno-Oligoceno.

En la tabla I se puede observar las cantidades de reservas probadas de hidrocarburos en el mundo.

### **Clasificación de reservas.**

*Reserva de hidrocarburos.* Se llama así al volumen de hidrocarburos, medidos a condiciones estándar, que se puede producir económicamente con cualquiera de los métodos y sistemas de explotación aplicables (Recuperación primaria, Recuperación secundaria, Método artificial de producción, etc.)

Se debe hacer hincapié en que para un buen cálculo de las reservas de hidrocarburos, se requiere un ajuste continuo de la información y una buena calidad de los datos disponibles, para así acercarse lo mayor posible a la realidad.

Existen diversos criterios para clasificar las reservas de hidrocarburos, de los cuales los más importantes son:

1). Según la cantidad y el grado de exactitud de los datos:

- Reservas probadas
- Reservas probables
- Reservas posibles

2). De acuerdo con el tipo de fluidos:

- Reservas de aceite
- Reservas de gas
- Reservas de condensado

**Reserva probada.** Es aquél volumen de hidrocarburos que corresponde a yacimientos donde existe la evidencia de producción, por información confiable, tal como la que proviene de: Pozos productores, pruebas de formación, pruebas de producción, registros geofísicos, balance de materia, etc.

**Reserva probable.** Es aquél volumen cuya existencia se supone en áreas vecinas a las probadas, de acuerdo a la interpretación geológica, geofísica o la aplicación de métodos de balance de materia, la probabilidad de existencia de hidrocarburos es de un 50 %.

**Reserva posible (potencial).** Es aquélla que pudiera provenir de áreas donde se localicen condiciones geológicas favorables para la acumulación de hidrocarburos. Esas condiciones podrán ser en nuevas estructuras o en formaciones más profundas que las conocidas.

**Reserva total ó potencial neta.** Es el volumen de hidrocarburos en áreas o provincias en donde la información geológica y geofísica disponible indica la presencia de factores favorables para la generación, acumulación y explotación de hidrocarburos, incluyendo la suma de las reservas probadas y probables y posibles.

**TABLA I  
RESERVAS PROBADAS MUNDIALES**

**Miles de Millones de Barriles  
Distribución por país**

<b>Países</b>	<b>1983</b>	<b>1984</b>	<b>1985</b>	<b>1986</b>	<b>1987</b>	<b>1988</b>	<b>1989</b>	<b>1990</b>	<b>1991</b>	<b>1992</b>	<b>1993</b>	<b>1994</b>
<b>Arabia Saudita</b>	166.0	169.0	168.0	166.6	167.0	170.0	255.0	257.5	257.8	257.8	261.2	261.2
<b>Irak</b>	43.0	44.5	44.1	47.1	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
<b>Kuwait</b>	63.9	90.0	89.8	91.9	91.9	91.9	94.5	94.5	94.0	94.0	96.5	96.5
<b>Abu-Dhabi</b>	30.4	30.5	31.0	31.0	92.2	92.2	92.2	92.2	92.2	92.2	92.2	92.2
<b>Iran</b>	51.0	48.5	47.9	48.8	92.9	92.9	92.9	92.9	92.9	92.9	92.9	89.3
<b>Venezuela</b>	24.9	25.8	25.6	25.0	56.3	58.1	58.5	59.0	59.1	62.6	63.3	64.5
<b>Rusia</b>	63.0	63.0	61.0	59.0	59.0	58.5	58.4	57.0	57.0	57.0	57.0	57.0
<b>MEXICO</b>	48.0	48.6	49.3	54.7	48.6	54.1	56.4	52.0	51.3	51.3	50.9	50.8
<b>U.S.A.</b>	34.5	34.5	35.6	32.5	33.4	34.6	34.1	33.9	33.8	32.1	31.2	30.2
<b>Libia</b>	21.3	21.1	21.3	21.3	21.0	22.0	22.8	22.8	22.8	22.8	22.8	22.8
<b>China</b>	19.1	19.1	18.4	18.4	18.4	23.6	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0
<b>Nigeria</b>	16.6	16.7	16.6	16.0	16.0	16.0	16.0	17.1	17.9	17.9	17.9	17.9
<b>Noruega</b>	7.7	8.3	10.9	10.5	14.8	10.4	11.6	7.6	7.6	8.8	9.3	9.4
<b>Reino Unido</b>	13.2	13.6	13.0	5.3	5.2	4.3	3.8	3.8	4.0	4.1	4.6	4.5

FUENTE: British Petroleum Statistical Review of the World Oil Industry 1980-1995

NOTAS: 1.- Los datos comienzan a partir de este año debido a que anteriormente se ofrecían por zonas.  
2.- A partir de 1989 los datos de la U.R.S.S. se separan en Rusia y China

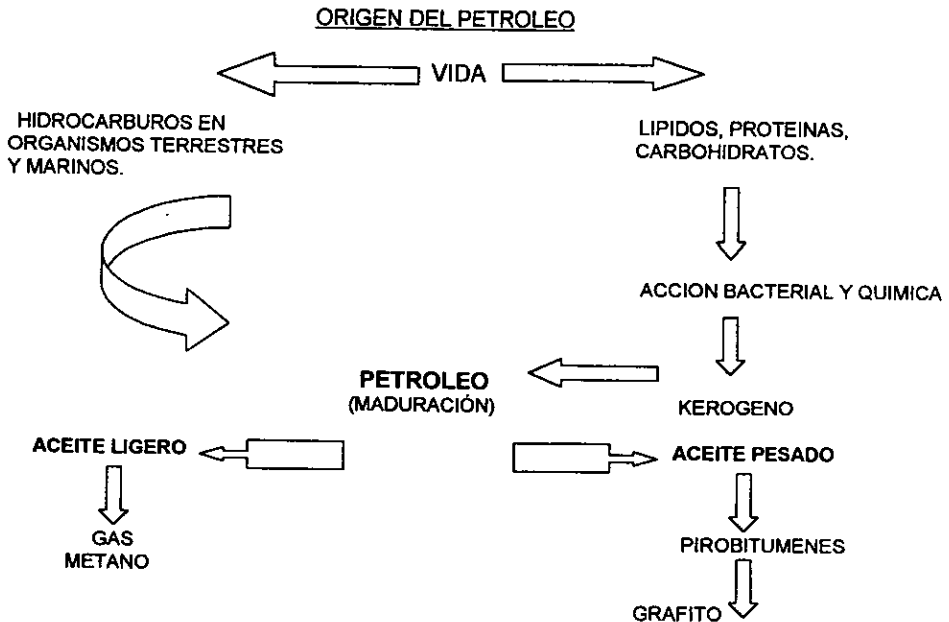
## Origen del petróleo y materia orgánica relacionada.

El petróleo se origina de una pequeña fracción de la materia orgánica depositada en las cuencas sedimentarias. Parte de esta materia son los restos de plantas y animales que vivieron en el mar y en los depósitos terrestres.

Los organismos vivientes están compuestos de carbohidratos, proteínas, lípidos (grasas) y ligninas en proporciones variadas. Los lípidos son los que más se asemejan al petróleo en relación con la composición otras sustancias naturales, estos incluyen todas las sustancias solubles en aceite e insolubles en agua como grasas, ceras, ácidos grasos, esteroides, y pigmentos.

El Kerógeno. Es la materia orgánica diseminada en las rocas sedimentarias que es insoluble en ácidos, bases y solventes orgánicos. Los kerógenos sapropelicos, producen aceite mediante calor, mientras que los kerógenos húmicos dan principalmente gas. El kerógeno incluye materia orgánica, marina y terrestre, teniendo esta última los mismos componentes que el carbón.

- Las parafinas normales son cadenas abiertas en los aceites crudos, algunas veces presentan abundancia de cadenas impares de origen bioquímico y que predominan los aceites de alto peso molecular, derivados de materia orgánica (grasas de plantas terrestres).
- Los carbones, el kerógeno, el asfalto, y el petróleo se originan de materia orgánica.
- Las rocas madres del petróleo son arcillas o lodos carbonatados. Los sedimentos de grano más grueso como arenas limpias, arrecifes, y olitas no son generalmente rocas generadoras del petróleo. La oxidación destruye los hidrocarburos.
- Los hidrocarburos en el petróleo siguen dos rutas de generación:





Menos del 15% son hidrocarburos formados por organismos vivos y preservados con pocos cambios químicos. El resto son formados por procesos químicos y bacteriales a partir de materia orgánica no hidrocarbonosa.

**La materia orgánica se puede dividir en dos tipos mayores:**

**Sapropelica:** con una relación Hidrógeno a Carbón generalmente mayor a 1, es decir  $H/C > 1$   
Por ej. Grasas, Aceites, Resinas, Ceras, Pigmentos.

**Húmica:** con relación H a C menor a 1 es decir  $H/C < 1$   
Por ej. Productos de Turba, Lignina, Celulosa, Taninos, Carbón vegetal.

El material sapropelico es la fuente de aceite, y la materia húmica es la fuente únicamente de gas.

La fracción líquida del aceite proviene principalmente del kerógeno amórfico y del kerógeno de algas derivadas de plankton marino y de agua dulce.

Un aumento lineal en la temperatura, causa un aumento exponencial en la generación de hidrocarburos, el kerogeno pierde hidrogeno y su color cambia de amarillo a café negro.

Casi todas las gasolina, kerosina, y gas-oil ligero (gasoleo) se forman térmicamente a temperaturas arriba de 50 C°.

### **Origen de los gases.**

1. El metano es formado por bacterias a temperaturas menores de 60 C°.

Cuando aumentan las temperaturas, el metano es el hidrocarburo predominante producido por kerógeno húmico y carbón con CO<sub>2</sub> como producto predominante no hidrocarburo.

El kerógeno sapropélico forma aceite y gas húmedo seguido por cantidades que van en aumento de CH<sub>4</sub> (metano). Finalmente forma más CH<sub>4</sub> que el kerógeno húmico, porque los hidrocarburos originalmente se pueden encontrar a diferentes profundidades en las estructuras.

2. El kerógeno húmico se origina con una estructura generadora de gas de baja relación H/C. El kerógeno sapropélico se inicia con una estructura generadora de aceite de alta relación H/C, pero cambia a una estructura generadora de gas al perderse hidrogeno en la generación de aceite.

3. El kerógeno en las rocas generadoras, genera gas a mayores profundidades que las necesarias para el aceite.

El aceite tanto en la roca generadora como en la almacenadora, eventualmente se convierte en gas y consecuentemente la plataforma del aceite cambia con el tiempo así como el gradiente geotérmico.

## COMPOSICION PROMEDIO DEL PETROLEO CRUDO

El petróleo crudo está constituido, principalmente, por hidrocarburos y, en menor proporción, por compuestos inorgánicos y orgánicos de estructura compleja. Los cuales en porcentaje son:

Hidrocarburos saturados	56.0%
Hidrocarburos aromáticos	27.1%
Resinas y asfáltenos	14.2%
Otros	2.7%

**Hidrocarburos saturados.** Son aquellos donde cada uno de los átomos de carbono, tiene su enlace cubierto por un átomo de hidrógeno (enlace sencillo), estos hidrocarburos son estables y se subdividen en: **Alcanos** (n-alcanos e Iso-alcanos) y **Alicíclicos** (ciclo-alcanos),

**Hidrocarburos aromáticos:** Son un tipo especial de compuestos **no saturados** (los átomos de carbono muestran enlaces covalentes), en donde se alternan enlaces simples y covalentes. El nombre aromático proviene del olor agradable de sus compuestos.

**Resinas y asfáltenos:** Son compuestos policíclicos con alto peso molecular, que se encuentran normalmente en el petróleo. Se separan entre sí por un distinto punto de ebullición y constituyen la parte más densa del petróleo. Se le llama también "grupo NSO" (Nitrógeno, Azufre y Oxígeno).

**Otros compuestos:** Dentro de otros compuestos podemos tener los organometálicos.

El petróleo crudo contiene huellas de metales, principalmente de Niquel (Ni) y vanadio (V) en cantidades variables entre 1 y 1,200 partes por millón.

## PROPIEDADES FISICAS Y QUIMICAS DEL PETROLEO

**PROPIEDADES FÍSICAS.** El petróleo crudo se presenta en la naturaleza con características físicas notorias entre las que se pueden citar: color, olor, densidad, volumen, viscosidad.

La viscosidad depende de: composición, temperatura, contenido de gas disuelto, fluorescencia, actividad óptica, Índice de refracción, punto de escurrimiento, punto flash, valor calorífico, etc.

**PROPIEDADES QUÍMICAS.** Las principales reacciones químicas que se desarrollan en los hidrocarburos son: oxidación, reducción o hidrogenación, polimerización, rompimiento termal (cracking), procesos bioquímicos e isótopos.

## CLASIFICACION DE LOS PETROLEOS CRUDOS

En la refinación de los productos, la clasificación se basa en los porcentajes de las fracciones obtenidas con la destilación, los cuales son: gasolina, keroseno, gasóleo, aceite lubricante y residuo. Básicamente la separación de estas sustancias está en función del número de carbonos y de su temperatura (punto de ebullición).

Desde el punto de vista químico, existe una clasificación de los petróleos crudos, que se basa en la proporción relativa de tres componentes principales: n-parafinas, naftenos, y aromáticos

1. **Parafínicos:** aceites ligeros, generalmente líquidos con excepción de algunas ceras con alto número de carbonos con baja viscosidad y bajo porcentaje de azufre. El contenido de resinas y asfáltenos es menor del 10%.
2. **Naftenicos:** Petróleos crudos poco comunes, se cree que se derivan de aceites parafínicos biodegradados; por ejemplo aceites del golfo de México.
3. **Aromáticos:** Aceites pesados que constituyen la clase más abundante de los petróleos crudos y el contenido de azufre es mayor del 1%. El porcentaje de resinas y asfáltenos varía de 30 a 10

## DEFINICIONES IMPORTANTES SOBRE YACIMIENTOS PETROLEROS

### YACIMIENTO DE HIDROCARBUROS.

Se entiende por yacimiento la porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente. Los hidrocarburos ocupan los poros o huecos de la roca almacenante y están a alta presión y temperatura, debido a la profundidad a que se encuentre el yacimiento.

#### Clasificaciones de los yacimientos.

Los yacimientos de hidrocarburos se han agrupado considerando sus diferentes fenómenos geológicos que requiere la acumulación del petróleo los cuales son:

- a) Un estrato poroso y permeable que es el depósito o yacimiento en que se encuentra el petróleo
- b) Una capa impermeable superior
- c) Una característica estructural, o una barrera a la permeabilidad, o una combinación de las dos que atrapen el petróleo evitando que siga su migración.

Un yacimiento petrolero se puede clasificar también por:

- **Por el tipo de roca almacenadora**

**Arenas,** cuya porosidad se debe a la textura de los fragmentos que pueden ser: arenas limpias o sucias, estas con cieno, limo, lignita, bentonita, etc.

**Areniscas;** son arenas con un alto grado de cementación por materiales calcáreos, dolomíticos, arcillosos, etc.

**Calizas porosas cristalinas;** su porosidad se debe principalmente al fenómeno de disolución

**Calizas detríticas.** Formadas por la acumulación de fragmentos de calizas o dolomitas.

**Calizas fracturadas;** su porosidad se debe principalmente a la presencia de fracturas.

**Calizas oolíticas:** su porosidad se debe a la textura oolítica, con intersticios no cementados o parcialmente cementados.

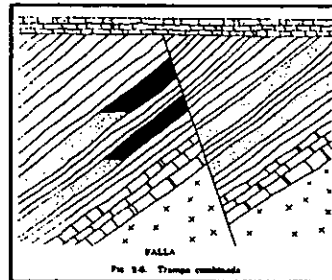
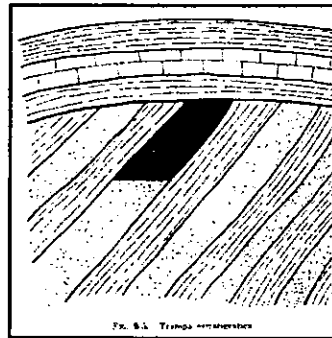
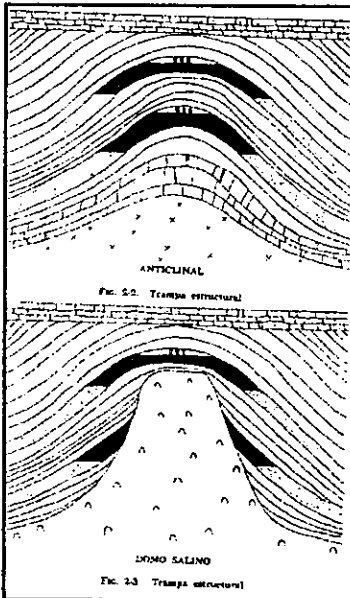
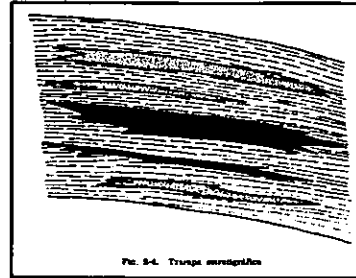
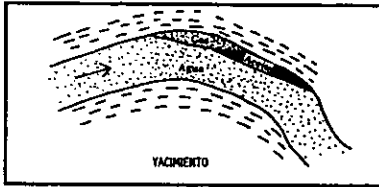
- **Por el tipo de trampa**

**Estructural.** Un yacimiento de trampa estructural es aquél en el que el principal elemento de acumulación es la posición estructural de las rocas.

Los domos salinos, anticlinales, pliegues, fallas y las discordancias.

**Estratigráfica.** Son aquéllos en los que el principal elemento de contención es estratigráfico o litológico. Estos cambios laterales de la litología del estrato de roca permeable hacen que está se transforme en impermeable, y así evita la migración del petróleo constituyendo una trampa.

**Combinada.** Es aquella en la cual se combinan las características estructurales y los cambios litológicos para formar la trampa (ver las siguientes figuras).



### FIGURAS DE TRAMPAS GEOLÓGICAS

- **Por el tipo de fluidos almacenados.**

**Yacimientos de aceite y gas disuelto.** Todos los yacimientos de aceite contienen gas disuelto; cuando la presión inicial es mayor que la presión de saturación, todo el gas original se encuentra disuelto en el aceite.

**Yacimientos de aceite, gas disuelto y gas libre.** Algunos yacimientos de aceite tienen gas libre desde el principio de su explotación; en este caso la presión inicial es menor que la presión de saturación.

**Yacimientos de gas seco;** Sus condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que durante su vida productiva el gas está en una sola fase, tanto en el yacimiento como en la superficie. Su composición es prácticamente metano  $CH_4$  y menos de los más pesados.

**Yacimientos de gas húmedo;** sus condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que durante su vida productiva el gas en el yacimiento está en una sola fase, pero en la superficie se recuperará en dos fases. Su composición es de etano, propano, butano, etc. ( $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_3$ ,  $C_4$ ,  $C_5$ , y asociadas).

**Gases asociados;** Los principales gases asociados al gas natural de los yacimientos son:

- a) **Bióxido de carbono ( $CO_2$ ).** Se origina por la oxidación de los compuestos orgánicos. Su presencia en el gas natural es desfavorable, ya que disminuye el valor calorífico del gas y aumenta la temperatura de combustión.
- b) **Acido Sulfhídrico ( $H_2S$ ),** Es un gas incoloro, de olor fétido característico, sobre el agua y muy tóxico, además químicamente presenta una fuerte acción corrosiva sobre los metales. Su presencia es originada por la putrefacción de materia orgánica, reducción de sulfatos en ambiente anaeróbico, por la acción de las bacterias, estas actúan sobre los sulfatos disueltos el agua liberando el azufre, el cual se combina con el hidrógeno formando el ácido sulfhídrico. A este gas se le denomina como gas amargo.
- c) **Nitrógeno:** el 78% lo constituye el aire, pero al igual que el bióxido de carbono, su presencia disminuye el valor calorífico e incrementa la temperatura de combustión.

- **Por la presión original del yacimiento.**

**Yacimientos de aceite bajosaturado;** su presión original es mayor que la presión de saturación. Arriba de esta presión todo el gas presente está disuelto en el aceite (yacimientos de aceite y gas disuelto).

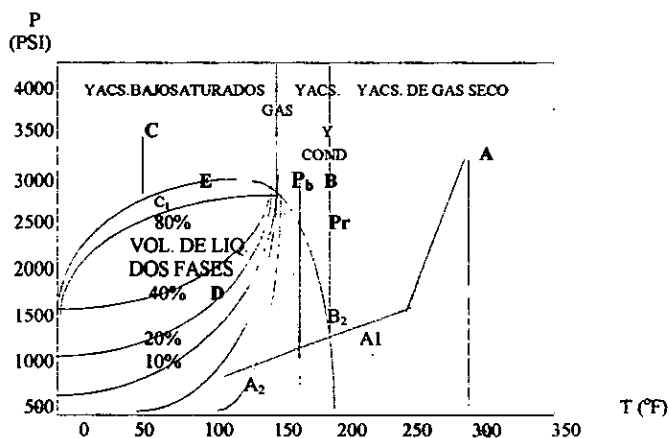
**Yacimientos de aceite saturado;** su presión original es igual o menor que la presión de saturación. El gas presente puede estar libre (en forma dispersa o acumulado en el casquete) y aceite con gas disuelto.

- Por el tipo de empuje predominante

- Debido a la expansión de los fluidos y la roca
- Debido a la expansión del gas disuelto liberado
- Debido a la expansión del gas
- Debido a la segregación gravitacional
- Debido al empuje hidráulico
- Debido a empujes combinados
- Debido a empujes artificiales

- Por el comportamiento del diagrama de fase.

Considerando que en una adecuada clasificación de los yacimientos se deben tomar en cuenta la composición de la mezcla de hidrocarburos, la temperatura, y la presión. Se han utilizado diagramas de fase para hacer una clasificación más técnica de dichos yacimientos. En la siguiente figura se presenta uno de estos diagramas, para una determinada mezcla de hidrocarburos de un yacimiento.



**DIAGRAMA DE FASES**

El área encerrada por las curvas de los puntos de burbujeo y de los puntos de rocío es la región de combinaciones de presión y temperatura en la cual existen dos fases (líquida y gaseosa) en equilibrio.

Las curvas dentro de la región de dos fases muestran el porcentaje de líquido en el volumen total de hidrocarburos, para cualquier presión y temperatura.

Inicialmente toda acumulación de hidrocarburos tiene su propio diagrama de fases, que depende sólo de la composición de la mezcla. Los yacimientos de hidrocarburos se encuentran inicialmente ya sea en una sola fase ó monofásico (A,B y C) o en dos fases ó bifásico (D), de acuerdo con la posición de sus presiones y temperaturas en los diagramas de fase.

Cuando la presión y la temperatura iniciales de un yacimiento quedan fuera de la región de dos fases, éste puede comportarse como un yacimiento:

1. **De gas (A)**, donde su temperatura es mayor que la cricondentema (temperatura máxima a la cual pueden existir dos fases en equilibrio). Líquido y gas.
2. **De gas y condensado**, que presenta condensación retrógrada (yacimientos de punto de rocío), (B), donde su temperatura se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondentema.
3. **De aceite bajosaturado** (de punto de burbujeo), (C), donde su temperatura está por debajo de la temperatura crítica.

Para definir si son yacimientos de aceite volátil o yacimientos de gas y condensado; porque en ambos se tiene una alta relación de producción gas-aceite (RGA), el criterio seguido ha sido precisamente el anterior. Si han presentado punto de burbujeo se les ha clasificado como yacimientos de aceite volátil o yacimientos de alto encogimiento; si han presentado punto de rocío se les ha catalogado como yacimientos de gas y condensado.

Cuando la presión y la temperatura iniciales del yacimiento quedan dentro de la región de dos fases, éste puede comportarse como un yacimiento:

- a) **De aceite saturado**, donde, existe una zona de aceite con un casquete de gas, y la presión es menor que la presión de saturación (burbujeo).
- b) **De aceite saturado**. Sin estar asociado a un casquete de gas; esto es, cuando la presión inicial es igual a la presión de saturación o de burbujeo. La presión y temperatura para este tipo de yacimientos se localizan exactamente sobre la curva de burbujeo (E).

#### 1.4.- ASPECTOS IMPORTANTES A CONSIDERAR EN LA PLANEACIÓN DE LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS.

Algunos de los objetivos esenciales de toda organización de perforación durante la planeación de un campo, son la de optimizar la aplicación de los recursos de inversión y el mejoramiento continuo de la perforación ; estos objetivos van encaminados a la obtención de un mejor beneficio económico.

Estos factores contemplan aspectos tanto técnicos como de carácter económico, ambos son complementarios en el resultado de un proyecto de perforación. Siendo en los costos finales del pozo en donde se reflejan todos los esfuerzos realizados para cumplir con los objetivos antes planteados.

En la industria petrolera, el único medio directo de establecer la presencia de hidrocarburos es mediante la perforación de los pozos la cual se divide en dos ramas importantes: **la Perforación Exploratoria y la Perforación de Desarrollo.**

**La perforación exploratoria.** Tiene por objetivo el de comprobar la existencia de hidrocarburos que sean económicamente explotables, por medio del establecimiento del modelo geológico que pudo dar origen a la acumulación de los hidrocarburos (su finalidad es obtener la máxima información posible para conocer el pozo y el yacimiento).

En lo económico, el costo de este tipo de pozos es normalmente más alto que el de un pozo en desarrollo a la misma profundidad debido a las siguientes razones :

1. La geometría del pozo es mayor que el de desarrollo
2. La alta frecuencia de problemas encontrados en la perforación
3. Los tiempos proyectados para la perforación son amplios
4. La inversión inicial por infraestructura es costosa en algunos casos debido a lo accidentado e inaccesible del sitio de la perforación.

La generalidad de los pozos exploratorios está encaminada a la perforación afuera de los límites de yacimientos desarrollados o en desarrollo, ó en su defecto con límites conocidos de un yacimiento, buscar nuevos intervalos arriba o abajo del horizonte productor.

Establecido lo anterior y dependiendo del objetivo particular de la perforación exploratoria se pueden tener los siguientes objetivos:

- a). Sondeo estratigráfico.- Se perfora donde los estudios geológicos determinan las condiciones y características del subsuelo más favorables, las cuales son: espesor de la columna sedimentaria, secuencia estratigráfica, características litológicas, roca generadora, almacenadora, y sello, velocidades sísmicas, cambios de facies.
- b). Ubicación de un nuevo yacimiento.- En trampas o estructuras donde no había producción de hidrocarburos.
- c). Profundización.- Buscar otros yacimientos que se ubiquen por debajo de la formación productora.
- d). Delimitación de un yacimiento.- Ubicación de fronteras estratigráficas ó estructurales.
- e). Extensión de un yacimiento.- En función de las condiciones geológicas y de límites de yacimiento.



**La perforación de desarrollo.** Es aquella que está dirigida a la explotación de los hidrocarburos, utilizando toda la información obtenida de la perforación exploratoria. Es decir en este tipo de perforación tiene predominio la información del pozo exploratorio, y el conocimiento y seguridad de la información que describe las generalidades del modelo geológico del subsuelo en el que está ubicado el yacimiento, así como la información concerniente a la perforación de pozos en la misma área y esta va desde el reporte diario, registros de barrenas, registros de lodos utilizados, registros geofísicos, historial de pozos vecinos, hasta programas de perforación : Por lo tanto la información en que se basan los planes de perforación debe ser lo suficientemente confiable como para elevar los pronósticos de éxito y disminuir por consiguiente el porcentaje de riesgo de los pozos de desarrollo.

### **Tipos de pozos de acuerdo a la perforación.**

1. **Verticales** : Pozos con ángulo de inclinación con respecto a la vertical no mayor de 5 grados
2. **Direccionales** : Pozos que son desviados a una profundidad establecida y mantienen una trayectoria controlada (nunca mayor a 90 grados) manteniéndola hacia la profundidad objetivo.
3. **Horizontales** : Pozos direccionales cuya trayectoria final a la profundidad objetivo es horizontal y cuyo desplazamiento horizontal perforado no es mayor a 1000 m.
4. **Esbeltos (Slim Hole)** : Pozos cuya configuración geométrica es de menor diámetro que la convencional, permitiendo la terminación en agujeros de hasta 3.5 pg.
5. **Extendidos : (Extended Reach)** : Pozo horizontal cuyo desplazamiento horizontal perforado es mayor de 1000 m.

### **Selección del equipo.**

Una etapa importante en la planeación de un pozo es la referente a la selección del equipo, ya que de este renglón depende en gran parte el cumplimiento del objetivo. En este renglón se deben considerar varios aspectos importantes como son : El lugar donde se desarrollará la perforación, rango de profundidad, capacidad del equipo, disponibilidad, tan solo por mencionar algunos.

Por ejemplo; el tamaño, peso, cantidad de equipamiento y herramientas del equipo que se incrementan al aumentar la profundidad.

### **Secuencia de planeación de un proyecto de perforación.**

1. Proyecto a desarrollar.
2. Colección de datos.
3. Análisis de gradientes de formación.
4. Predicción de los gradientes de fractura.
5. Análisis de la profundidad total del pozo y de asentamiento de las tuberías.
6. Selección de la capacidad y tipo de equipo de perforación.
7. Selección de la geometría del agujero.

8. Programa de barrenas
9. Diseño de sarta de perforación.
10. Programa de fluidos de perforación.
11. Diseño de tuberías de revestimiento
12. Programa de cementación de tuberías de revestimiento.
13. Planeación de la terminación.
14. Diseño de aparejo de producción.
15. Proyección de los tiempos de perforación y terminación.
16. Análisis de los costos de pozo.

- **Descripción general sobre los costos de un pozo petrolero**

Uno de los aspectos que afectan los costos finales de un pozo, es el relacionado a los *problemas encontrados durante la perforación y terminación*, los cuales pueden llegar a ser hasta el de **una tercera parte del costo final del pozo.**

La preparación de la estimación de los costos de un pozo es el paso final en la planeación del mismo.

En muchos casos el costo final estimado del pozo es una de las herramientas administrativas que determina si el pozo será perforado.

Aunque es una parte esencial en la planificación de un pozo, este último paso es el más difícil de obtener, ya que depende en gran medida de los aspectos técnicos, así como los aspectos relacionados a la administración de los recursos que requiere el pozo a perforar.

Posteriormente los aspectos técnicos de la planeación que se han establecido; se requiere de la determinación de los tiempos de perforación y terminación y de la estimación de costos.

El tiempo requerido para perforar un pozo tiene un impacto significativo en muchos de los renglones que integran el costo del pozo ; los principales son : Equipo de perforación, tuberías de revestimiento, fluidos de perforación, logística, renta de herramientas, servicios de soporte.

Los tiempos de un pozo están usualmente clasificados para la perforación y la terminación, estas categorías son importantes como una guía de decisión administrativa para evaluar el potencial de riesgo contra la economía de la producción.

Varios factores afectan la cantidad de tiempo empleado en la perforación de un pozo : el ritmo de rotación, avances, tiempo de viajes de la sarta, condiciones climatológicas, problemas encontrados durante la perforación, cambio de etapa de perforación, etc.

Cada factor puede variar de acuerdo a la geología, localización geográfica, políticas de la compañía así como su efectividad.

**Definición de algunos conceptos relacionados a estos factores.**

Tiempo de rotación : Es el tiempo acumulativo de rotación neta empleado en un pozo depende primordialmente del tipo de roca y selección de la barrena.

Existen otros renglones por los cuales se ve afectado el tiempo de rotación, en estos se incluyen las condiciones de peso y rotación dados a la barrena, tipo de lodo, presión diferencial y la hidráulica de la perforación.

Tiempo de viajes : El tiempo realizado en efectuar un cambio de barrena es un renglón muy importante en la estimación de los tiempos de perforación. En muchas ocasiones llega a ser igual o mayor al tiempo de rotación. El tiempo de viaje depende de la profundidad, la integridad del agujero, capacidad del equipo y de la eficiencia de la tripulación.

Problemas de perforación : Varios tipos de problemas de perforación son manejados rutinariamente en la proyección de los tiempos de perforación, mientras otros se consideran improbables. Por lo general las condiciones geológicas e históricas de perforación en el área a menudo pueden definir la serie de problemas a encontrarse en la perforación. Ahora bien, estos problemas se pueden minimizar en muchos casos ejercitando al personal que interviene en estas actividades dé un buen juicio ingenieril y práctico en la planeación del pozo o en la evaluación de tiempos de perforación.

Tiempos que intervienen en la perforación de un pozo : El tiempo requerido para introducir las tuberías de revestimiento, el que a su vez depende de diámetro de las TRS, la profundidad de asentamiento, de las condiciones del agujero, capacidad del equipo, la habilidad de la tripulación y el equipo especial requerido en esa operación. A este tiempo se le adicionan otros como la toma de registros, cementación de las tuberías, prueba de conexiones superficiales de control, etc.

Como se puede observar de la estimación de los costos de un pozo es un aspecto de ardua labor, pues es de notarse que intervienen un número muy variado de elementos que deben tomarse en consideración.

La reducción de los costos en las actividades para la perforación de un pozo ha llegado a ser de reciente importancia en las empresas petroleras en nuestros días. Es por ello que las secciones operativas y de administración continuamente están en búsqueda de nuevas formas de mejorar las operaciones y de aplicar mejor los recursos económicos y humanos ; Tomando ventaja de la nueva tecnología para aumentar al máximo la eficiencia y el desempeño en estas actividades.

En otras palabras, los factores clave en la reducción de los costos en la perforación de un pozo están en el aprovechamiento de la tecnología innovadora, la optimización de las operaciones y en la aplicación del personal en todo su potencial.

Estos factores tienen su impacto directo en los costos, por lo que su estudio y estimación son de importancia en la reducción de los mismos para la eficaz aplicación de los recursos económicos.

La estimación o predicción de los costos en la perforación y terminación de un pozo terrestre son el punto medular en la toma de decisiones ya sea como una estimación general para el caso de un proyecto de perforación. En algunos casos se requiere de una estimación más detallada de los costos.

En general los costos que intervienen en la perforación de un pozo terrestre dependen esencialmente de dos factores :

- a).- La localización del sitio de perforación.
- b).- La profundidad total del pozo.

La localización de un pozo terrestre será quien gobierne los gastos relacionados a la preparación del sitio o para caminos e infraestructura en el movimiento del equipo.

Por otro lado, la profundidad del pozo, esta gobernada por la litología subsuperficial la cual dictará el tiempo requerido para la perforación y terminación del pozo.

Para llevar acabo la perforación de un pozo no tan solo se requiere del sitio de perforación y del equipo, sino también de una serie de materiales y servicios los cuales deben ser suministrados oportunamente por una de las secciones del departamento de perforación y/o terminación.

Estos elementos consumen gran parte de los recursos asociados a la perforación del pozo, es por ello que es indispensable su cuantificación.

En cuanto a la evaluación de costos de un pozo, Pemex ha realizado intentos para llevar acabo su cuantificación metódica, pero estos intentos no han contado con una uniformidad total en los criterios de su integración. De una revisión de los reportes de los costos de perforación en las distintas regiones en las que está conformado Pemex se lograron definir cuatro categorías que en general cubren todos los costos relacionados con un pozo. Estas son :

- Costo de infraestructura.
- Costo por movimiento de equipo.
- Costo de perforación.
- Costo de terminación.

Dentro de los costos de perforación y terminación están subdivididos en los siguientes :

1. Costo operacional normal.
2. Costo por logística.
3. Costo por administración.
4. Costo por materiales y productos.
5. Costo debido a problemas generados durante la perforación o terminación.

Costo de infraestructura : Es el que está vinculado a conceptos como : elaboración y mantenimiento de caminos hacia la localización, preparación del área de perforación, línea de suministro de agua, etc.

Costo por movimiento de equipo : Es aquel que esta ligado al transporte hasta la localización.

Costo de perforación : Es la cantidad erogada durante el periodo de perforación del pozo.

Costo de terminación : Es la cantidad ligada al proceso de terminación, hasta la definición del resultado del pozo.

Costo por logística : Está definido por la cantidad erogada por la distribución de personal, materiales y servicios a la localización.

Costo por administración : Está asociado al control administrativo de la obra de perforación y terminación del pozo.

Costo por problemas : Es la cantidad traducida en gastos no contemplados en el que el equipo suspende su actividad normal, debido a problemas. Esto puede ser causado por condiciones climáticas, problemas en la perforación o terminación (por ej. Pescas, pegaduras, descontrol

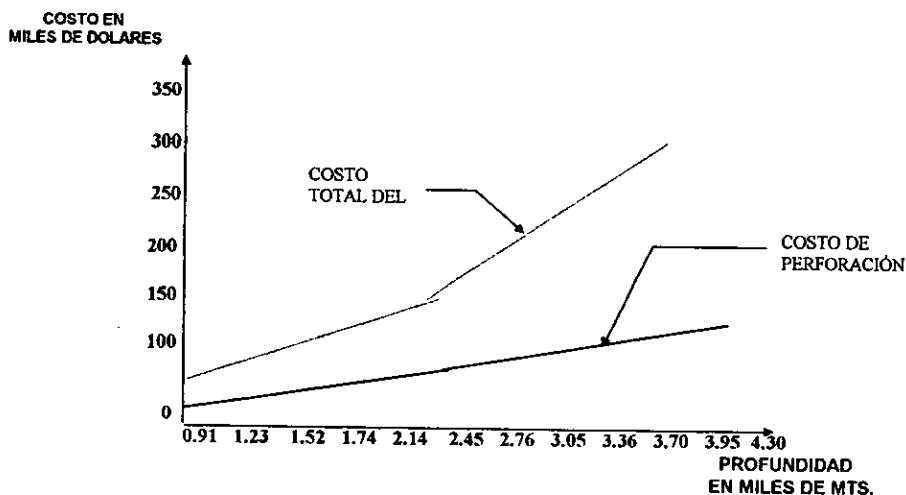
del pozo, etc.), reparaciones del equipo no programadas y esperas en general, a veces de servicios especiales.

### Estimación de los costos de perforación.

A partir de que Petróleos Mexicanos se abrió al mercado global, la cuantificación de los costos erogados tomo relevancia, el área de perforación no fue la excepción. Esta compite buscando los medios para reducir sus costos y como se estableció con anterioridad, la estimación de los costos es un factor indispensable para el desarrollo de cualquier prospecto a perforar, pues ello permite realizar evaluaciones de lo proyectado contra lo realizado, para que de esta manera pueda observarse la eficiencia en el desempeño de los trabajos efectuados. Como la búsqueda de hidrocarburos se está concentrando en los horizontes más profundos, el costo por metro perforado está aumentando constantemente. De hecho, uno de los mayores problemas que tiene la industria petrolera, es el costo de las perforaciones profundas. La siguiente gráfica 1 muestra el promedio de los costos de perforación en relación con la profundidad total del pozo.

### Razones por las cuales al aumentar la profundidad aumenta el costo por metro perforado.

- a). **Formaciones más duras.** A profundidades mayores, la presión de sobrecarga en las rocas es mayor, y por ello, la rocas son más compactas y más difíciles de penetrar.
- b). **Mayores porcentajes de tiempo en el fondo.** A grandes profundidades, la vida de la barrena es más corta debido a su diámetro que a poca profundidad y, por lo tanto, se requieren más viajes redondos por unidad de perforación.



GRAFICA 1

**c).- Aumento de problemas a mayor profundidad** . Normalmente los problemas mayores se dan en la perforación más profunda. Se encuentran formaciones con presión anormal en muchas áreas que requieren lodos de perforación de mayor peso y un control más preciso de su densidad. A su vez, los lodos más pesados reducen la velocidad de penetración. Se requiere más tiempo para controlar una pérdida de circulación en las formaciones más profundas que en las más someras. Las temperaturas más altas en las profundidades mayores, requieren el uso de fluidos especiales de perforación. También es necesario utilizar tubería de perforación de alta resistencia para profundidades mayores de 5000 m. (Todos estos factores aumentan el costo por metro perforado).

**d).- Selección del equipo de perforación.-** El equipo de perforación debe seleccionarse para una mayor profundidad a la que se operará, por ello, para perforación más profunda, se necesita más potencia (caballos de fuerza), y mayor capacidad cuando la perforación se haga a través de formaciones compactas para las cuales se requiere un equipo más potente. El equipo seleccionado debido a su capacidad su costo de perforación es mayor que para pozo somero.

**e).- Factores atenuantes.** Ciertos factores tienden a modificar o reducir las reflexiones que se han acentuado anteriormente. Por ej. en las operaciones de perforación profunda se necesitan menos movimientos del equipo en un periodo de tiempo dado, por lo que hay cierta economía en comparación con los equipos que operan a menor profundidad en los que los movimientos son relativamente frecuentes. El hecho de tener menos movimiento de equipo en un tiempo dado, es atractivo para los operadores de equipo de perforación, pues se reduce el trabajo desarmar y armar el equipo. Estos factores tienden a compensar algunos de los costos de la perforación profunda. La mayor parte de los factores que causan el aumento de costo por metro perforado en pozos profundos son los riesgos asociados a la profundidad del mismo.

### **Costos del equipo de perforación.**

**Torres de perforación.-** Para poder mantener al mínimo los costos de perforación, es muy importante la selección adecuada del equipo. El usar un equipo que es más grande y pesada que lo necesario, es ineficiente y antieconómico, mientras que, por el contrario, si se usa un equipo más pequeño de lo requerido, no sólo es peligroso sino, también, ineficiente y antieconómico. Por lo dicho, un equipo de perforación deberá seleccionarse cuidadosamente para que tenga la capacidad y de potencia necesaria para emergencias, operación eficiente y segura, y máximo rendimiento en forma balanceada.

La tendencia en la selección del equipo de perforación es de que sea más portátil o manuable, que es otro modo de reducir los costos de la perforación en general. El costo de traslado, armado y desarmado es un factor importante en el costo total de perforación. Los equipos pequeños se pueden diseñar para movilidad máxima, sin embargo, al aumentar su tamaño se sacrifica en algo lo portátil. Se han ideado varios artificios para aumentar la movilidad de un

costo, aún cuando los mástiles más altos han presentado dificultades para moverse de un lado a otro. Para evitar estas dificultades se usan mástiles telescópicos, así como otros que se pueden desmantelar en secciones.

Otro aspecto importante, es hacer los malacates más portátiles, ya que un malacate de mayor capacidad que la requerida tendrá repercusión en los costos de perforación.

**Barrenas.** La selección de las barrenas es un punto muy importante en la operación total de perforación. Cuando otras condiciones son, aproximadamente, las mismas, el comportamiento de la barrena determina el costo del metro perforado. Los factores incluidos en el comportamiento de las barrenas, la manera como se usen, y la resistencia del intervalo de roca que se está perforando. En cualquier intervalo a determinada profundidad, el costo de operación del equipo puede expresarse en términos de pesos por hora (o dólares por hora). Cada vez que una barrena se gasta, necesita reponerse y esto requiere tanto una barrena nueva como un viaje redondo (elevar y meter) de la tubería de perforación. Entonces los metros totales perforados por barrena se convierten en la unidad de perforación para determinar el costo por metro. Esto puede expresarse como sigue:

$$C = \frac{(T+t)R + B}{F} \quad (1)$$

Donde:

C = costo de perforación, (pesos por metro)

T = costo en el fondo de una barrena (pesos).

R = costo de equipo y columna de perforación, (pesos por hora).

t = horas de viaje redondo para reponer barrena.

B = valor de la barrena en pesos

F = metros perforados por una barrena.

El costo de la barrena se expresa en esta forma como un número equivalente de horas equipo y se suma al número de horas por viaje redondo.

### **Métodos para reducir los costos de perforación.**

Cuando se investigan métodos para reducir los costos de perforación, es necesario tener datos reales del costo de todas las partes básicas de la operación de perforación.

Por ej. Distribución del costo en porcentaje de la perforación de un pozo típico.

1. Costos de equipos en tierra de 2150 a 5000 m

a) Mano de obra y supervisión (33 – 35%)

- b) Reparaciones y refacciones (17-20%)
- c) Depreciación del equipo. (5-10 %)
- d) Gastos indirectos, incluyendo alimentación (13-15%)
- e) Otros 7.5%
- f) Barrenas (8-12%)
- g) Acarreo: para equipos de tierra (8-15%)
- h) Combustible y agua (4-9%)

Al aumentar la vida de la barrena se logra una ventaja doble:

Se reduce el costo de barrenas y, como consecuencia, el tiempo de viajes redondos que resulta de la vida más larga de la barrena. El comportamiento de la barrena podría tal vez mejorarse por muchos medios por ejemplo:

Cuando la velocidad de perforación es bastante constante, la relación puede expresarse como :

$$C = \frac{(F/r+t)R+B}{F} \quad (2.a)$$

$$C = \frac{R}{r} + \frac{tR + B}{F} \quad (2.b)$$

r = velocidad de perforación en m/h.

Ejemplo.- cuando el equipo de perforación y la columna de tubería de perforación cuestan \$4000 por hora, la velocidad de perforación es de 2 m por hora, se requieren 5 hrs., para un viaje redondo, el costo de la barrena es de \$ 25000 y se perforan 13.33 m. por hora, el costo por metro sería.

$$C = \frac{4000}{2} + \frac{5(4000) + 25000}{13.3}$$

$$C = \$ 5383.458 \text{ por metro.}$$

Tanto el costo del equipo como el de la tubería y el tiempo necesario para un viaje redondo pueden expresarse como funciones de la profundidad de perforación. Ambas cantidades tienden a aumentar aritméticamente con la profundidad.

Es importante hacer un análisis del tiempo de perforación y profundidad que se usa para calcular el costo de perforación de un pozo. Esto puede ser mediante la preparación de una tabla que indique la profundidad y espesor de las formaciones geológicas que se encontrarán



en el pozo propuesto. También es necesario conocer la velocidad a la que se pueden perforar las formaciones y el número de barrenas que se usarán en cada formación.

Un método gráfico de análisis de costos de perforación en términos de comportamiento de la barrena ha sido presentado por Yeatman y Woods. Los metros totales perforados por la barrena se transportan a la gráfica de horas totales por barrena. Está basada, esencialmente en la Ec. (1), arreglada en la siguiente forma :

$$F = \frac{R}{C} \left( \frac{B}{R} + t + T \right) \quad (3)$$

Al aumentar la vida de la barrena se logra una ventaja doble : se reduce el costo de barrenas y, como consecuencia, el tiempo de viajes redondos que resulta de la vida más larga de la barrena. El comportamiento de la barrena podría mejorar por los siguientes medios:

1. Determinando el peso óptimo de la barrena.
2. Usando un diseño diferente de barrena para tener un parámetro de comparación.
3. Aumentando la vida de la barrena con el uso de un tipo diferente de fluido de perforación.
4. Determinando la velocidad óptima de rotación.

El costo de depreciación del equipo que se debe de cargar a una determinada obra de perforación depende del número de días necesarios para perforar el pozo, pues la vida total del equipo, comúnmente se estima a base del número de días que se use.

**Los factores relacionados con las prácticas de perforación que generalmente reducen los costos son:**

- El uso del peso máximo posible en la barrena dependiendo de la formación, la barrena, la capacidad de los lastrarrenas y la hidráulica de circulación.
- El uso de velocidades más lentas en las formaciones más duras, permiten aplicar mayores pesos en la barrena y dan un mayor número de horas perforando en el fondo y mayores metros perforados por barrena (puesto que la velocidad de perforación aumenta con la velocidad de rotación y peso).
- Las relaciones entre el peso en la barrena y total de horas girando así como metros totales perforados pueden requerir en algunos casos una definición más precisa. Por ej. Las barrenas comunes y las de carburo con diamantes usadas en la perforación con aire, generalmente, reducen los costos de perforación por largas corridas a pesos reducidos.
- El uso del aire o gas para circulación, siempre que sea posible, ahorra dinero. El método preferible es el uso de lodos propios para perforación, entre más ligeros y de baja viscosidad, baja pérdida de filtrado y que sean compatibles con las formaciones. El uso de lodos de emulsión de aceite , generalmente, son favorables. También el uso de las barrenas a chorro con altos gastos de circulación son favorables en la mayoría de las formaciones suaves.

## 1.5. MECANISMOS UTILIZADOS EN LA SELECCIÓN DEL INTERVALO A PRODUCIR.

### SELECCIÓN DEL INTERVALO PRODUCTOR.

Para seleccionar adecuadamente el intervalo productor de un pozo, es necesario recopilar y analizar toda la información (petrofísica, geofísica y geológica) disponible del yacimiento.

Básicamente la selección del intervalo productor, es función del tipo de yacimiento, del mecanismo de empuje que pueda prevalecer e indiscutiblemente de las propiedades del sistema roca-fluidos del yacimiento. La determinación de la variación de las saturaciones de fluidos, y del espesor de la zona de transición, también es esencial en la selección del intervalo productor, y conocer los contactos gas-aceite y aceite - agua.

A continuación se presentan los criterios que norman la selección de dicho intervalo productor, al considerar mecanismos de desplazamiento que prevalecerán al explotar un yacimiento.

#### • Procesos de desplazamiento.

La recuperación del aceite se obtiene mediante un proceso de desplazamiento. El gradiente de presión obliga al aceite a fluir hacia los pozos, pero este movimiento se verifica solamente si otro fluido llena el espacio desocupado por el aceite y mantiene, en dicho espacio, la presión requerida para continuar el movimiento de los fluidos. *En cierto modo el aceite no fluye del yacimiento, sino que es expulsado mediante un proceso de desplazamiento, siendo los principales agentes desplazantes el gas y el agua.*

Los procesos de desplazamiento son :

1. Expansión de la roca y los fluidos.
2. Empuje por gas disuelto liberado.
3. Empuje por casquete de gas.
4. Empuje hidráulico.
5. Desplazamiento por segregación.

#### 1. Expansión de la roca y los fluidos.

Este proceso de desplazamiento ocurre en los yacimientos bajosaturados ( $P > P_b$ ), hasta que se alcanza la presión de saturación. *La expulsión del aceite se debe a la expansión del sistema.* El gas, el aceite, y el agua congénita en la roca se expanden, desalojando hacia los pozos productores el aceite contenido en el yacimiento. La baja compresibilidad del sistema, el ritmo de declinación de la presión con respecto a la extracción, es muy pronunciado, *la liberación del gas disuelto en el aceite ocurre en la tubería de producción*, al nivel en que se obtiene la presión de saturación ( $P_b$ ). La relación gas aceite producida permanece, por lo tanto, *constante* durante esa etapa de explotación, e igual a  $R_{si}$ . La saturación de aceite prácticamente no varía. La porosidad y la permeabilidad absoluta disminuyen ligeramente, así como la viscosidad del aceite. El factor de volumen del aceite ( $B_o$ ) aumenta también en forma muy ligera.

Debido a estas circunstancias, como se puede ver en la siguiente ecuación 1, el índice de productividad permanece prácticamente constante.

$$J = \frac{q_o}{\Delta p} = \frac{C \cdot k r_o k h}{\mu_o B_o \ln \frac{r_e}{r_w}}$$

$$J = C \frac{k_o}{\mu_o B_o} = cte.. (1)$$

## 2. Empuje de gas disuelto liberado.

Una vez iniciada en el yacimiento la liberación del gas disuelto en el aceite, al alcanzarse la presión de saturación ( $P_b$ ), el mecanismo de desplazamiento del aceite se deberá, primordialmente, al empuje de gas disuelto liberado; ya que si bien es cierto que tanto el agua intersticial en la roca continuará expandiéndose, su efecto resulta despreciable, puesto que la compresibilidad (o expansionabilidad) del gas es mucho mayor que la de los otros componentes de la formación. El gas liberado no fluye inicialmente hacia los pozos, sino que se acumula en forma de pequeñas burbujas aisladas, las cuales por motivo de la declinación de la presión, llegan a formar posteriormente una fase continua, que permitirá el flujo de gas hacia los pozos. También puede ocurrir flujo de la fase gaseosa discontinua, por separación parcial del gas cuando la presión del gas excede a la del aceite que lo confina.

La saturación de gas mínima ( $S_g$ ) para que ocurra flujo del mismo se denomina saturación de gas crítica ( $S_{gc}$ ). Durante esta etapa, en la que la saturación de gas es menor que la crítica, la relación gas-aceite producida disminuye ligeramente, ya que el gas disuelto en el aceite, queda atrapado en el yacimiento donde ( $R = R_s$ ). *El gas liberado llena totalmente el espacio desocupado por el aceite producido.* La saturación de aceite disminuirá constantemente, a causa de su producción y encogimiento por la liberación del gas disuelto; por lo tanto, mientras que la permeabilidad del aceite disminuye continuamente, la permeabilidad al gas aumentará. El gas fluirá más fácilmente que el aceite, debido a que es más ligero, menos viscoso y a que en su trayectoria se desplaza por la parte central de los poros (bajo condiciones iguales, su movilidad es mucho mayor que la del aceite). De esta la relación gas-aceite que fluye en el yacimiento aumentará constantemente y la relación gas-aceite producida en la superficie mostrará un progresivo incremento, hasta que la presión del yacimiento se abata sustancialmente. Cuando esto ocurra, la relación medida en la superficie disminuirá, debido a que a presiones bajas, los volúmenes de gas en el yacimiento se aproximan a los volúmenes medidos en la superficie.

Debido a que este tipo de mecanismo se presenta generalmente en yacimientos cerrados, la producción de agua es muy pequeña o nula.

Las recuperaciones por empuje de gas disuelto son casi siempre bajas, variando generalmente entre el 5% y el 35% del aceite contenido a la presión de saturación.

Cuando este mecanismo de desplazamiento ocurre en yacimientos que no presentan condiciones favorables de segregación, la recuperación es totalmente independiente del ritmo de extracción.

Se representa gráficamente el comportamiento de los yacimientos indicando la variación de la presión y la relación gas-aceite contra la recuperación o la producción acumulativa ( $N_p$ ). En la figura (1) se muestra diagramáticamente el comportamiento de un yacimiento productor bajo los dos mecanismos indicados.

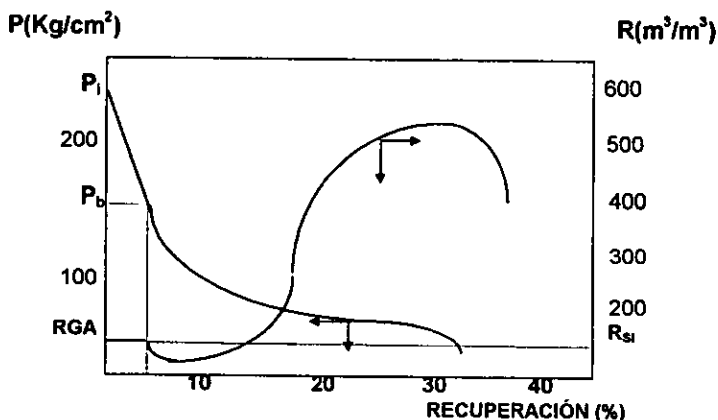


FIG 1. CURVAS DE VARIACION DE LA PRESIÓN Y RELACIÓN GAS-ACEITE INSTANTANEA, PARA UN YACIMIENTO PRODUCTOR POR EXPANSION DEL SISTEMA Y POR EMPUJE DE GAS DISUELTO LIBERADO

Si se tiene un yacimiento de aceite que por sus características, producirá sin entrada de agua y sin casquete de gas (original o secundario), entonces se recomienda disparar todas las zonas productoras de aceite limpio, desde la cima hasta la base de la formación.

### 3. Empuje casquete de gas.

El empuje por capa de gas consiste en una invasión progresiva de la zona de aceite por gas ; acompañada por un desplazamiento direccional del aceite fuera de la zona de gas libre y hacia los pozos productores. Los requerimientos básicos son :

- 1). Que la parte superior del yacimiento contenga una alta saturación de gas.
- 2). Que exista un continuo crecimiento o agrandamiento de la zona ocupada por el casquete de gas.

La zona de gas libre requerida puede presentarse de tres maneras :

- a) *Existir inicialmente en el yacimiento como casquete.*
- b) *Bajo ciertas condiciones, puede formarse por la acumulación de gas liberado por el aceite al abatirse la presión del yacimiento, a consecuencia de la segregación gravitacional.*
- c) *La capa o casquete de gas puede crearse artificialmente en la parte superior del yacimiento, si existen condiciones favorables para su segregación.*

Cuando el yacimiento se ha depresionado, hay otro mecanismo para que el pozo siga fluyendo o sea la inyección de gas o nitrógeno, y en esa forma la presión del yacimiento permanecerá constante. Es obvio que si la presión del yacimiento se mantiene en su valor original, el gas inyectado o nitrógeno no tiene acceso a la zona de aceite, excepto atrás o en el frente de avance del gas libre y por lo tanto la parte inferior de la estructura conserva sus condiciones originales de saturación de aceite, hasta que se invada por el gas inyectado. La producción de aceite proviene de los pozos localizados en la zona de aceite, pero el espacio del aceite producido es reemplazado por el gas o nitrógeno inyectado en el yacimiento. En esta forma el proceso obliga al aceite a moverse hacia la perforación efectuada.

La ventaja de este mecanismo consiste en que *propicia*, mediante una adecuada localización y terminación de los pozos, la obtención de producciones de aceite de *la sección del yacimiento que no contiene gas libre, reteniéndose, en la parte superior del yacimiento, el gas libre que se utiliza para desplazar el aceite.*

Sin inyección de gas o nitrógeno, el empuje de gas del casquete no tendrá la presión suficiente, para hacer fluir el aceite debido a la declinación de la presión. Si el volumen de gas libre inicialmente presente en el yacimiento es grande, comparado con el volumen total original de aceite, la declinación de presión requerida para la invasión total de la zona de aceite por el casquete de gas será ligera y el comportamiento del yacimiento se aproximará al obtenido con inyección de gas o nitrógeno. Si por otra parte el volumen de la capa de gas es relativamente pequeño, la presión del yacimiento declinará a mayor ritmo, permitiendo la liberación del gas disuelto y el desarrollo de una saturación de gas libre en la zona de aceite. Cuando la saturación de gas libre forme una fase continua, su exclusión de los pozos productores será imposible y el mecanismo de desplazamiento se aproximará al de empuje por gas disuelto.

Las recuperaciones de yacimientos con capa de gas varían normalmente del 20 al 40% del aceite contenido originalmente, pero si existen condiciones favorables de segregación se pueden obtener recuperaciones del orden del 60% o más.

**En yacimientos con casquete de gas sin entrada de agua.** Los intervalos productores se sitúan en la parte inferior del yacimiento, procurando evitar la conificación del agua. Los ritmos de producción se controlan para obtener un avance uniforme (horizontal) del contacto gas-aceite y evitar la prematura conificación y digitación del gas del casquete. Ver la siguiente figura (a).

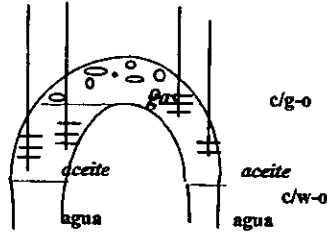


FIG. (a)

Yacimientos con casquete de gas y con entrada de agua. Ver la siguiente figura (b).

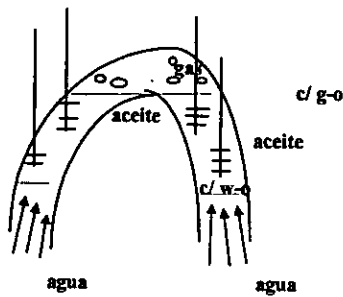


FIG. (b)

Los intervalos se localizan en la parte media del yacimiento, dependiendo de la intensidad de la entrada de agua ó empuje de gas.

- Si prevalece la entrada de agua se seleccionará arriba de la parte media.
- Si prevalece la expansión de gas se seleccionarán abajo de la parte media.

El objetivo es minimizar los costos de operación (reparaciones para la selección de un nuevo intervalo productor).

#### 4. Empuje por agua.

El desplazamiento por invasión de agua es en muchos sentidos similar al del casquete de gas. El desplazamiento de los hidrocarburos tiene lugar en este caso atrás y en la interfase agua- aceite móvil.

En este proceso el agua invade y desplaza al aceite, progresivamente, desde las fronteras exteriores del yacimiento hacia los pozos productores. Si la magnitud del empuje hidráulico es lo suficientemente fuerte para mantener la presión del yacimiento o permitir sólo un ligero abatimiento de ella, entonces el aceite será casi totalmente recuperado por desplazamiento con agua, puesto que no habrá liberación de gas en solución o dicha liberación será pequeña y así mismo el desplazamiento que ocasione.

Los requerimientos básicos para este proceso son :

- En primer lugar una fuente adecuada que suministre agua en forma accesible al yacimiento.
- En segundo término una presión diferencial entre la zona de aceite (yacimiento) y la zona de agua (acuífero), que induzca y mantenga la invasión. El empuje hidráulico puede ser natural o artificial.

Para que se presente en forma natural debe existir, junto a la zona productora, un gran volumen de agua en la misma formación, sin barreras entre el aceite y el agua, y la permeabilidad de la formación facilite una filtración adecuada.

La formación acuifera puede algunas veces alcanzar la superficie. En este caso la fuente del agua de invasión podrá disponerse a través de la entrada de agua superficial por el afloramiento. Esta condición no es muy común. Generalmente la invasión de agua del acuífero en el yacimiento, da, como resultado la declinación de la presión transmitida del yacimiento. Debido a que las compresibilidades de la roca y el agua son muy pequeñas, un empuje hidráulico regular requerirá de un acuífero extenso y grande, miles de veces mayor que el yacimiento.

Tan pronto como el agua invade una sección de la zona de aceite y desplaza algo de él, la saturación del agua aumenta, la formación adquiere e incrementa su permeabilidad al agua y ésta tiende a fluir junto con el aceite. Como agente desplazante el agua tiene una ventaja sobre el gas, ya que debido a su menor movilidad (mayor viscosidad), un volumen dado de agua introducido en el espacio poroso desalojará más aceite que el mismo volumen de gas y se acumulará también en mayor grado, mostrando menos tendencia que el gas a fluir a través del aceite.

Después que la interfase o contacto agua-aceite alcanza un pozo, su producción de agua aumenta progresivamente. El proceso se termina al abandonar el yacimiento cuando se invaden los pozos y su producción disminuye a un nivel tal que la recuperación deja de ser costeable.

En la mayoría de los yacimientos agotados por empuje de agua, la presión del yacimiento se conserva a un nivel relativamente alto cuando se abandona su explotación.

La relación gas-aceite producida en yacimientos con empuje hidráulico efectivo no sufre cambios sustanciales, debido a que al mantenerse alta la presión, se evita la liberación del gas disuelto y su disipación en la producción.

Las recuperaciones varían normalmente entre el 35 y el 75% del volumen original de aceite en el yacimiento. Las recuperaciones bajas corresponden a yacimientos heterogéneos o con aceite viscoso.

En yacimientos con empuje hidráulico la recuperación es sensible al ritmo de explotación. Si los gastos son altos el depresionamiento propiciará la liberación de gas y el desplazamiento con agua se efectuará en presencia de una fase gaseosa. En estas condiciones la saturación de aceite residual puede reducirse substancialmente. Esta reducción proporciona una recuperación de aceite mayor que la obtenida con invasión de agua donde no existe una fase gaseosa. El desplazamiento con agua en una formación parcialmente saturada de gas da lugar al desarrollo de una zona de alta saturación de aceite (banco de aceite), formada adelante del agua de invasión.

El banco de aceite desplaza parte de la fase de gas móvil inicial, dejando gas residual *atrapado* distribuido en los poros en forma de burbujas discontinuas o filamentos. El aceite es desplazado posteriormente por el agua, en presencia de la fase gaseosa inmóvil. En la fig. 2 se presenta la secuencia del sistema de desplazamiento descrito.

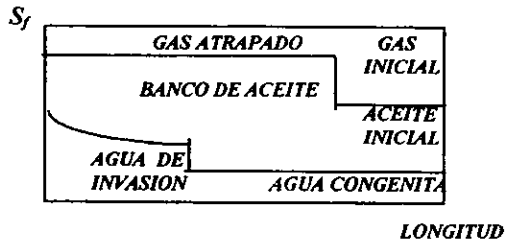


FIG. 2 DISTRIBUCIÓN DE LAS SATURACIONES DE FLUIDOS EN UN SISTEMA DE DESPLAZAMIENTO DE ACEITE CON AGUA EN PRESENCIA DE UNA FASE GASEOSA.

Si se desea obtener la máxima recuperación, se deberá controlar el ritmo de producción, a fin de que el desplazamiento por agua se efectúe uniformemente a la presión más conveniente. En la figura 3 se muestra una comparación de los comportamientos de yacimientos de acuerdo al mecanismo de empuje operante.

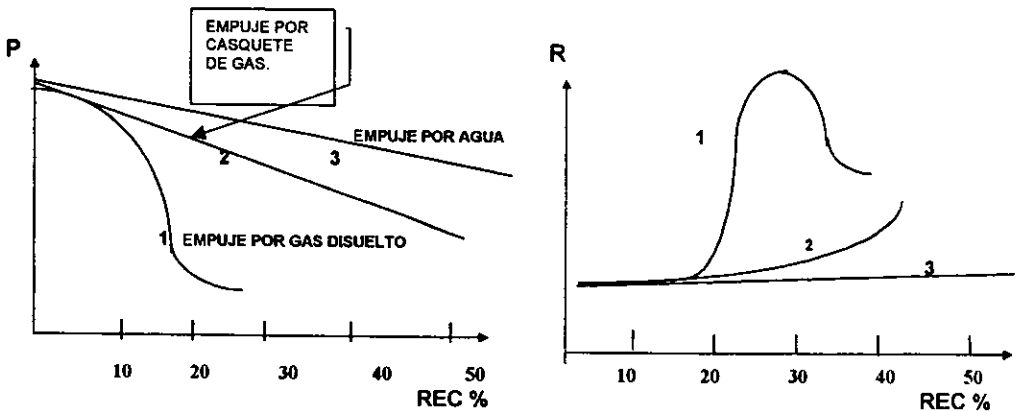
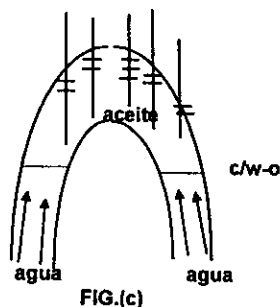


FIG. 3 VARIACIONES EN LAS CURVAS DE DECLINACIÓN DE LA PRESIÓN Y RELACIÓN GAS ACEITE PRODUCIDA, DEPENDIENDO DEL TIPO DE EMPUJE DEL YACIMIENTO.



- **Yacimientos con entrada de agua, sin casquete de gas.**

Cuando la comunicación es vertical es buena, el intervalo productor se sitúa en la parte superior del yacimiento. Ver la sig. fig. (c).



### 5. Desplazamiento con segregación gravitacional.

La segregación gravitacional o drene por gravedad, puede clasificarse como un mecanismo de empuje; sin embargo, se considera más bien como una modificación de los demás. La segregación gravitacional es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades. El drene por gravedad puede participar activamente en la recuperación del aceite. Por ej. en un yacimiento bajo condiciones favorables de segregación, gran parte del gas liberado fluiría a la parte superior del yacimiento, en vez de ser arrastrado hacia los pozos por la fuerza de presión, contribuyendo así a la formación o agrandamiento del casquete de gas y aumentando la eficiencia total del desplazamiento.

Los yacimientos presentan condiciones propicias a la segregación de sus fluidos; cuando poseen espesores considerables o alto relieve estructural, alta permeabilidad y cuando los gradientes de presión aplicados, no gobiernan totalmente el movimiento de los fluidos.

La recuperación en yacimientos donde existe segregación de gas y/o de agua, es sensible al ritmo de producción. Mientras menores sean los gastos, menores serán los gastos de presión y mayor la segregación. Si se establece en un yacimiento contra flujo de aceite y gas, se desarrollará una capa de gas y la relación gas -aceite producida mostrará una disminución. En la sig. figura 4 se presenta diagramáticamente el efecto que se produce, en un yacimiento con y sin segregación, sobre su recuperación y su relación gas-aceite producida.

La observación de la fig. 5 permite analizar, en forma cualitativa, las trayectorias de las burbujas de gas liberado en un yacimiento, así como las fuerzas que actúan sobre las mismas.

Dichas fuerzas son: el peso de la burbuja de gas ( $F_g$ ), el empuje debido a la diferencia de densidades entre el gas y el aceite ( $F_e$ ), las fuerzas viscosas ( $F_u$ ), y la fuerza debida al gradiente de presión ( $F_p$ ).

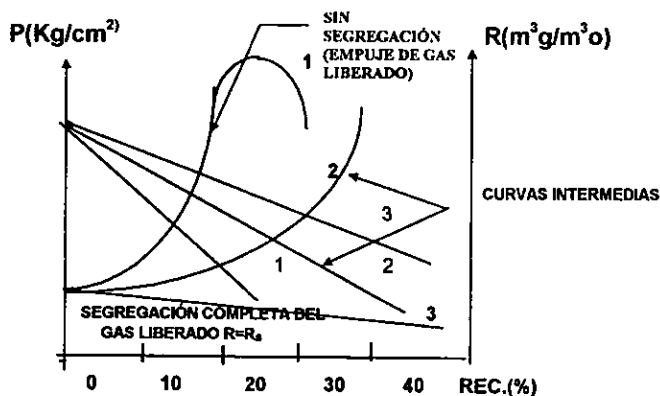
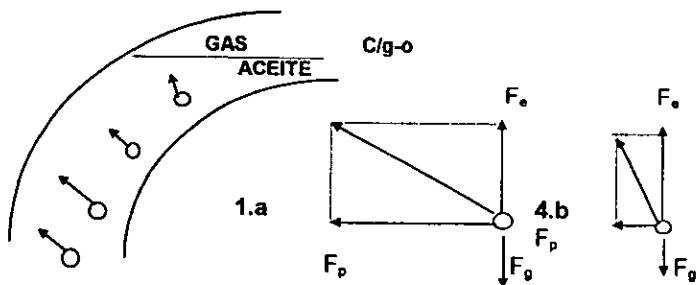


FIG. 4 EFECTO DE LA SEGREGACION GRAVITACIONAL EN LA RECUPERACION TOTAL Y EN LA RELACION GAS-ACEITE INSTANTANEA.

El gradiente de presión es mucho menor entre mayor es la distancia al pozo productor. Así una burbuja como la mostrada en (1), cuyo diagrama de cuerpo libre se presenta en (a), tenderá a ascender, pero su movimiento predominante será hacia el pozo; sin embargo en una burbuja como la indicada en (4), cuyo diagrama de cuerpo libre se presenta en (b), la resultante de las fuerzas, tenderá a incorporarla al casquete, en vez de desplazarse hacia el pozo.

FIG. 5 REPRESENTACIÓN DE LAS FUERZAS QUE ACTUAN SOBRE UNA BURBUJA DE GAS EN UN YACIMIENTO

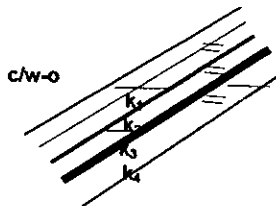


- **Yacimientos con condiciones favorables a la segregación.** (grandes espesores ó alto relieve estructural, alta permeabilidad vertical, aceite ligero echado pronunciado).  
Habiendo perforado los pozos en los flancos (en el caso de un anticlinal), se disparan los intervalos en la parte baja del yacimiento, para evitar la producción del casquete de gas secundario. Se debe también evitar la conificación de agua.

## 6.- Combinación de empujes.

La mayoría de los yacimientos quedan sometidos durante su explotación a más de uno de los mecanismos de desplazamiento explicados. Por ejemplo. Un yacimiento grande puede comportarse inicialmente como productor por empuje de gas disuelto. Después de un corto período de producción, la capa de gas asociado actúa efectivamente y contribuye substancialmente a desplazar aceite. Posteriormente, después de una extensa extracción, la presión del yacimiento caerá lo suficiente como para establecer la entrada de agua del acuífero, de modo que el empuje por agua se presentará como parte importante del mecanismo de desplazamiento.

Otro tipo de yacimientos no considerados anteriormente son los llamados *estratificados con diferentes permeabilidades en cada estrato*. Por ejemplo.



Se disparan todos los cuerpos productores, quedando frente a las zonas improductivas, intervalos que permitirán colocar empacadores, para efectuar, en lo futuro tratamientos de estimulación u obturamiento selectivo.

Como se observa, los intervalos productores se seleccionan considerando no solo los valores de porosidad y saturaciones de agua obtenidos de los registros. Es necesario conocer la geología del yacimiento y los mecanismos de desplazamiento que participarán, en forma natural o artificial, durante la explotación futura de los hidrocarburos.

## CAPITULO II.

### II. TECNICAS DE TERMINACION DE POZOS PETROLEROS

#### II.1. IMPORTANCIA DE LA PERFORACION DE UN POZO EN RELACION CON SU TERMINACION.

Para realizar una terminación óptima de un pozo es necesario disponer de toda la información posible, recopilada durante su perforación. La información recabada durante la perforación comprende las características de la columna geológica atravesada por la barrena, además del contenido, las características y la distribución de los fluidos.

- **Determinación de la columna geológica y características de las formaciones perforadas.**

Para obtener este tipo de información existen métodos directos e indirectos:  
Se obtiene información directa mediante.

1. Muestras de canal
2. Cortes de núcleos
3. Pruebas de formación
4. Datos sobre gasificaciones y pérdidas de circulación observadas durante la perforación.

Entre los medios que proporcionan información indirecta sobresalen los registros geofísicos. Esta información permite realizar una buena terminación, lo cual redundará en una mayor producción y recuperación de hidrocarburos.

La información que proporciona los métodos directos así como los indirectos, es la siguiente:

- 1) Características petrofísicas de las formaciones atravesadas por la por la barrena.
  - a) Composición mineralógica y contenido de fósiles.
  - b) Porosidad
  - c) Permeabilidad
  - d) Presión capilar
  - e) Edad geológica
- 2) Características de los fluidos contenidos en las formaciones:
  - a) Composición
  - b) Saturaciones
  - c) Viscosidades
  - d) Densidades
  - e) Condiciones a que están sometidos (presión y temperatura)

- f) Contenido de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>
- g) Contenido de asfáltenos

Esta información permite prever el comportamiento del pozo en su explotación.

- Muestras de canal y corte de núcleos.

*Muestras de canal.* Son los fragmentos de roca cortados por la barrena y sacados a la superficie por la circulación de un fluido. Este fluido es bombeado por el interior de la tubería de perforación y sale por las toberas limpiando el fondo del pozo acarreado todos los fragmentos (detritos), hasta la superficie, en donde se toman algunas de las muestras más grandes para su análisis.

La información que proporcionan estas muestras es insuficiente pero significativa, en el sentido de que no se invierte nada en su obtención. Estas proporcionan poca información, debido a que son muestras muy pequeñas, además están contaminadas por el fluido de perforación, por lo que no son representativas de las existentes en las formaciones.

*Corte de núcleos.* Los núcleos son fragmentos de roca relativamente grandes que son cortados por barrenas especiales.

Un núcleo proporcionará mayor información sobre la litología y contenido de fluidos, siempre y cuando no esté contaminado; para evitar la contaminación se usan lodos especiales y, al recuperarlo en la superficie, es necesario meterlo en una manga protectora para preservarlo y llevarlo al laboratorio para su análisis.

Existen varios métodos para efectuar corte de núcleos, algunos de ellos son los siguientes:

- 1) Muestreo convencional
- 2) Muestreo de diamante
- 3) Muestreo con cable
- 4) Muestreo con circulación inversa
- 5) Muestreo de pared.

El equipo para cortar y recuperar núcleos en general, consta de las siguientes partes:

- Barrena muestreadora
- Tambor o barril exterior
- Tambor o barril interior
- Retenedor de núcleo
- Cabeza de recuperación
- Válvula de alivio de presión.

La práctica de corte de núcleos se usa preferentemente en áreas no conocidas y su operación es la siguiente:

- 1) Se coloca el equipo muestreador en el extremo inferior de la tubería de perforación y se introduce hasta el fondo del agujero.

- 2) La barrena empieza a cortar el núcleo perforando solamente la parte del borde exterior y, al mismo tiempo, el núcleo va siendo alojado en el barril interior.
- 3) Cuando se termina de cortar el núcleo, éste es retenido por un seguro retenedor.
- 4) Posteriormente es sacado el núcleo del barril muestreador, mediante la ayuda de un cable de acero. Se extrae solamente este barril, ya que es independiente del equipo.

Se debe procurar obtener un núcleo de un tamaño adecuado y ser recuperado totalmente.

Ya teniéndolo en la superficie debe sacarse del barril procurando que no se alteren las condiciones a las que está sometido y, por lo tanto sea representativo de las condiciones que prevalecen en el área en donde fue cortado. Posteriormente se lleva al laboratorio para su análisis.

Durante la operación de corte de núcleos, el fluido de control circula entre el espacio del barril exterior y del barril interior, pero no debe pasar por dentro de este último para evitar la contaminación del núcleo.

La inconveniencia principal del método antiguo para sacar núcleos consiste en que es necesario sacar la tubería para recuperar el núcleo cortado, en cambio ahora, con la ayuda del cable de acero y el diseño de un barril que aloja al núcleo y que es independiente del equipo, es posible sacar este barril, conteniendo el núcleo, con el cable, evitando tener que usar la tubería. Esta nueva manera de obtener muestras ha reducido mucho el costo de la obtención de núcleos.

La decisión de obtener núcleos se toma cuando los registros geofísicos indican la existencia de una zona con posibilidad de contenido de hidrocarburos y no se está seguro de ello por falta de información.

El corte de núcleos en la pared del pozo es realizado con un equipo diferente, que trabaja por percusión. Este tipo de corte se puede efectuar en cualquier parte de la pared y en cualquier instante de la perforación del pozo. Con este tipo de corte se obtiene información de zonas que ya fueron perforadas, pero que pasaron inadvertidas y muestran posibilidad de contener hidrocarburos.

#### • Pérdidas de circulación y gasificaciones.

*Pérdidas de circulación.* Se definen como la pérdida total o parcial del fluido de control (lodo de perforación) hacia una formación muy permeable. Este problema es común en la perforación de pozos y se manifiesta cuando por el espacio anular no retorna parte o todo el lodo bombeado por la tubería de perforación. Esto se detecta observando el nivel de las presas del lodo.

Para que se presente este tipo de problema de pérdida de circulación, se requiere de dos condiciones principales:

- a) Que la formación sea muy permeable para aceptar el paso del lodo.
- b) Que exista una presión diferencial a favor del pozo; es decir, que la presión hidrostática sea lo suficientemente mayor que la presión de formación para que se produzca el flujo hacia la formación.

Las pérdidas de circulación aumentan el costo de perforación, pues el valor del lodo perdido y el de los obturantes empleados, debe añadirse el tiempo que dura el equipo sin-perforar y además los problemas que acompañan al problema de pérdida de circulación, como son: pegaduras de tuberías, reventones, desviaciones del agujero o hasta el abandono mismo del pozo. Otros problemas que pueden ocasionar, son: daño a la formación permeable, dificultan el corte de núcleos, etc.

Las causas más comunes de este tipo de problemas (pérdida de circulación) son las siguientes :

- a) **Causas naturales.**- Las causas naturales que originan problemas de pérdida de circulación son todas aquellas que no tienen control humano, como la presencia de cavernas o fracturas en la formación.
- b) **Causas inducidas.**- Las causas inducidas de los problemas de pérdida de circulación son todas aquellas que son provocadas por la intervención del hombre, como bajar la tubería de perforación o de ademe en forma muy rápida, con lo cual se genera un represionamiento, que puede fracturar las formaciones.

Otras causas que pueden incrementar considerablemente la presión sobre las paredes del pozo son el incremento inadecuado de la densidad del lodo, iniciar el bombeo del lodo con una presión alta, etc.

Estos problemas de pérdida del lodo se pueden evitar si se acatan todas las recomendaciones o medidas preventivas siguientes :

- 1.- Emplear lodo con la densidad mínima requerida para controlar el flujo de fluidos de la formación hacia el pozo. No se puede recomendar un valor numérico, pero se debe de recordar que la presión hidrostática de la columna debe ser mayor que la presión de la formación.
- 2.- Evitar inicios de bombeo de lodo en forma brusca.
- 3.- Evitar introducir tubería en forma muy rápida
- 4.- Aprovechar la información de zonas con pérdidas de circulación que se hayan suscitado en pozos vecinos.
- 5.- Vigilar constantemente las propiedades del lodo.

**Las pérdidas de lodo se pueden clasificar de acuerdo a la cantidad de lodo perdido en :**

- a) Pérdidas parciales
- b) Pérdidas totales

**De acuerdo a su profundidad en :**

- a) Pérdidas superficiales
- b) Pérdidas profundas

Las pérdidas de tipo superficial generalmente se producen en formaciones no consolidadas que se encuentran a poca profundidad y se caracterizan por la aceptación de grandes cantidades de lodo, en cambio las pérdidas de tipo profundo se dan en formaciones más duras pero con grandes fisuras o cavernas.

Existe una gran variedad de métodos para controlar los problemas de pérdida de circulación. Como cada problema de pérdida de circulación es diferente, se requiere de un análisis individual, ya que no existen soluciones genéricas.

Los métodos más comunes para controlar las pérdidas de circulación son :

- Método de perforación ciega
  - Método de disminución de densidad
  - Método de tiempo de espera
  - Método de colocación de baches y tapones.
- 
- **Método de perforación ciega.** Consiste en bombear agua para acarrear los fragmentos de formación cortados por la barrena hacia la zona de pérdida, en donde son depositados para obturarla. Este método se recomienda cuando la zona de pérdida es una formación con grandes fisuras o cavemas. La desventaja es que no se recuperan muestras de canal en la superficie durante su aplicación.
  - **Método de disminución de densidad.** Consiste en disminuir la densidad del lodo de perforación para reducir la presión hidrostática. Esto se logra agregándole agua al lodo de perforación. (También puede usarse aceite).
  - **Método de tiempo de espera.** Consiste en levantar la sarta de perforación hasta el extremo inferior de la última tubería de ademe cementada ( o sea hasta la zapata de la tubería de ademe) y esperar un cierto tiempo, de tal forma que el lodo esté estático para dar oportunidad a que la formación se ajuste o adapte a las nuevas condiciones de presión. Se cree que el lodo, al penetrar en las fisuras de la formación, se hace viscoso por la deshidratación sufrida por las altas temperaturas y presiones que predominan abajo. Esto hace que se forme un empacamiento que refuerza la resistencia de la formación.
  - **Método de colocación de baches y tapones.** Este método consiste en desplazar baches o tapones de material obturante o sellante para depositarlos frente a la zona de pérdida.

Existen muchos materiales que sirven para obturar o sellar la zona de pérdida, entre los más comúnmente usados están los siguientes :

- a) Tapones de cemento yeso
- b) Tapones de cemento- bentonita
- c) Tapones de diesel-bentonita
- d) Tapones de arcillas (cal-seal)
- e) Baches de cáscaras de nuez, de celofán, de perlita, etc.

La desventaja de este método es el uso de materiales de alta densidad o que contaminan el lodo ; sin embargo, es muy eficiente para controlar pérdidas de circulación de gran profundidad. Se debe de tener cuidado en no usar altas concentraciones de material obturante, lo cual provocaría otros problemas.

#### • GASIFICACIONES.

Las gasificaciones consisten en la contaminación del lodo de perforación por un flujo de gas (pocas veces con aceite) que sale de la formación hacia el pozo, provocado por una presión diferencial a favor de la formación productora (la presión de la formación es mayor que la presión hidrostática). Esta contaminación del lodo por el gas provoca una disminución en la densidad del lodo y por lo tanto en la presión hidrostática.



Una causa de las gasificaciones en los pozos durante la perforación es la disminución de la densidad del lodo que origina una presión hidrostática incapaz de contener la presión ejercida por los fluidos de la formación. Esta reducción de la densidad puede ser causada por algún contaminante.

Otra causa muy común es el efecto de succión que se origina cuando se extrae la tubería en forma rápida.

La forma de controlar la gasificación es aumentando la presión hidrostática y, para lograr esto, se eleva la densidad del lodo o se llena el pozo de lodo si es que el nivel está bajo.

Se debe tener precaución con este tipo de problemas (las gasificaciones) ya que cuando se vuelven incontrolables provocan los reventones o crean peligro de incendio, lo que se aconseja darles la atención debida. Estos problemas de gasificación son muy comunes durante la perforación de pozos petroleros ; pero en especial en los pozos de tipo exploratorio, en donde no se tiene información precisa sobre la columna geológica que se está perforando.

- **PRUEBAS DE FORMACION Y PRODUCCION.**

### ***Pruebas de formación.***

El análisis de núcleos en el laboratorio y la interpretación de registros geofísicos proporcionan información sobre las características de las diferentes formaciones atravesadas por la barrena y de los fluidos contenidos ; pero no sobre el comportamiento de estos fluidos. Para obtener esta información es necesario hacer una prueba de formación. La prueba de formación consiste en hacer una terminación temporal del pozo y de ésta manera provocar que la formación se manifieste. Para lograr esto es necesario crear una presión diferencial a favor de la formación y para crear esta presión diferencial se necesita aislar la formación que va a ser probada, suprimiendo la presión hidrostática. Para aislar la formación se utiliza un empacador o tapón especial, quedando en comunicación la formación con la superficie, por lo que actuará sólo en ella la presión atmosférica, lo cual permite que los fluidos de la formación fluyen hacia el pozo y luego hasta la superficie. El objetivo de la prueba de formación es crear las condiciones favorables para que fluya la formación productora y, de esta manera, obtener información sobre el comportamiento de los fluidos y la formación.

Con esta información y con la anteriormente obtenida, se evalúa la capacidad (potencialidad) de producción de dicha formación para saber si es comercial su explotación. Las pruebas de formación se efectúan durante la perforación, por lo que siempre se realizan en agujero descubierto. Estas pruebas son costosas, pero indispensables en ciertos casos, especialmente en pozos exploratorios.

Existen varios tipos de equipos para realizar pruebas de formación, pero el más comúnmente usado es el de *tipo convencional*, el cual está compuesto de las siguientes partes :

Cabezal, Tubería de perforación, Empacador de pared, Válvula, Termómetro, Pichancha, Manómetro (registrator de presión), Carta registradora y Estrangulador.

### **Operación del equipo convencional en pruebas de formación:**

Las operaciones efectuadas al realizar una prueba de formación, con equipo convencional son:

- 1) Se coloca el equipo de prueba en la parte inferior de la tubería de perforación.
- 2) Se introduce el aparejo de prueba hasta asentarlo en el fondo del pozo. Este aparejo está diseñado de tal manera que quede el empacador frente a una formación firme, al ser asentado en el fondo. El diseño permite que el empacador quede bien anclado para lograr un buen aislamiento y así evitar fugas.
- 3) Se ancla el empacador, el cual soporta la presión hidrostática de la columna del lodo y deja aislada del efecto de ésta a la formación que se desea probar.
- 4) Se abre la válvula de prueba mediante un giro a la tubería o con la ayuda de una varilla de acero, dejándola caer con lo que romperá un disco y así quedará comunicada la formación con el interior de la tubería de perforación y con la superficie.

Simultáneamente con el probador se mete una carta en la que se registran el tiempo y las presiones durante la operación. En algunos casos se recomienda usar un colchón de agua que hará un efecto de contrapresión, para evitar que se colapse la tubería.

### **Pruebas de producción.**

Las pruebas de producción son equivalentes a las pruebas de formación, sólo que las primeras se realizan durante la terminación del pozo y se pueden efectuar tanto en agujero descubierto como en agujero ademado, en cambio las segundas se realizan durante la perforación del pozo y siempre en agujero descubierto.

Como se indicó las pruebas de producción se realizan durante la terminación y casi siempre en agujero entubado, por lo que se efectúan disparos con pistolas especiales para perforar dicha tubería de ademe y poner la formación productora en comunicación con el pozo.

Precauciones que se deben tomar antes de realizar una prueba de producción:

- 1) Revisar el equipo probador y las conexiones superficiales (preventores)
- 2) Realizar la prueba durante el día.
- 3) Utilizar un colchón de agua como contrapresión.
- 4) Anclar el empacador en una formación firme.

### **• Tipos de terminación.**

La terminación de un pozo petrolero, completa la perforación y es tan importante como ésta. Por medio de la terminación de un pozo se pueden extraer los hidrocarburos de los yacimientos a la superficie.

La terminación se lleva a cabo después que se ha cementado la tubería de ademe de explotación o bien en agujero descubierto. La terminación deberá planearse y se elaborará un programa que indique la secuencia de trabajos que se realizarán. Se incluirá el estado mecánico del pozo, así como de los accesorios que se van a utilizar.

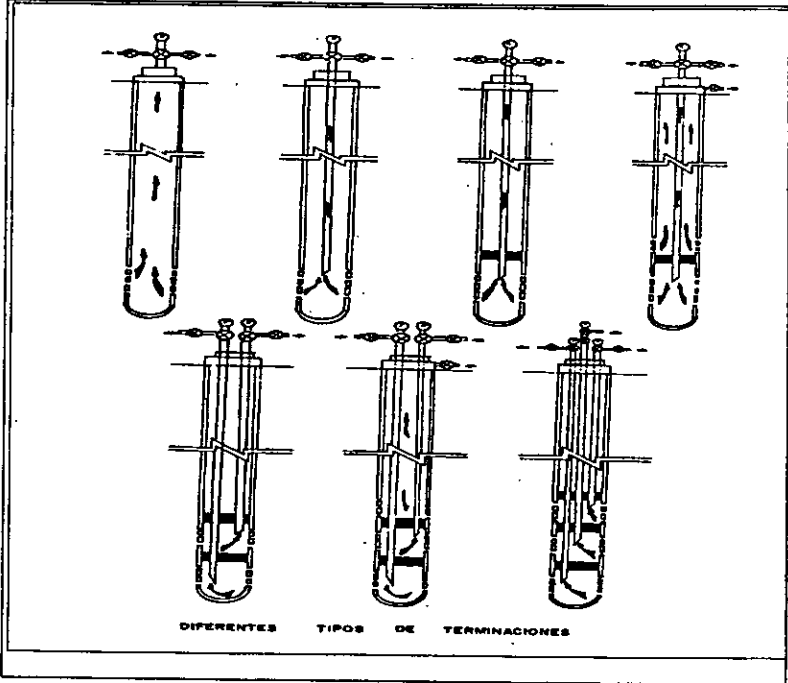
**Para cualquier terminación se tendrán tres tipos de pozos, que son :**

- 1) Pozo en agujero descubierto
- 2) Pozo en agujero ademado
- 3) Pozo en agujero reducido revestido (T.R. corta)

**En cada tipo de pozo se pueden efectuar las siguientes terminaciones :**

<b>Terminación en agujero descubierto</b>	Sencilla	<p>a) Con tubería de producción (T.P) franca(sin empacador).Produce por T.P. y Espacio Anular (E.A.)</p> <p>b)Con tubería de producción, un empacador y accesorios. Produce por T.P.</p>
<b>Terminación en agujero ademado</b>	<p>1) Sencilla</p> <p>2) Sencilla selectiva</p> <p>3) Doble</p> <p>4) Doble selectiva</p>	<p>a) con T.P. franca (sin empacador). Produce por T.P. y Espacio Anular.</p> <p>b) con T.P empacador y accesorios. (Válvula de circulación, Niple de asiento, Empacador, Junta de seguridad, Etc.). Produce por T.P.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Con T.P <i>dos empacadores</i> (a diferentes intervalos) y T.R cementada y accesorios. Produce por T.P.</li> <li>• Con <i>dos T.P. , dos empacadores</i> y accesorios. (Produce por diferentes intervalos por las T.P.)</li> <li>• Con <i>dos T.P. , más de dos empacadores</i> y accesorios. Produce por tubería de producción (T.P.).</li> </ul>

Para cada tipo de terminación, se tienen ventajas y desventajas, las cuales es importante evaluar en función del tipo de yacimiento, estado mecánico del pozo y costo. También es importante conocer en forma aproximada, el gasto con el que se va a explotar el pozo, para así disparar adecuadamente la tubería de revestimiento y planear mejor el depresionamiento del pozo y del yacimiento. Ver las siguientes figuras.



## **Disparos en pozos de aceite y gas.**

Disparar es la más importante de todas las operaciones en la terminación de los pozos con tuberías de revestimiento. Para evaluar y optimizar la producción y la recuperación de cada zona es esencial obtener una comunicación adecuada entre el fondo del pozo y las zonas de interés, así como un buen aislamiento entre dichas zonas.

La investigación desarrollada por Exxon descubrió la trascendencia de :

- a) El taponamiento de los disparos con lodo o con residuos de las cargas preformadas.
- b) Disparar con una presión diferencial hacia el fondo del pozo.
- c) El efecto de la resistencia a la compresión de la formación sobre el tamaño del agujero de los disparos y su penetración.

Este trabajo condujo al desarrollo de :

cargas preformadas no obturantes ; de pistolas disparables a través de la tubería de revestimiento ; de pistolas a bala mejoradas ; y de la norma API RP-43, sección 2, para evaluar los disparos bajo condiciones de flujo simuladas en el pozo. El desarrollo de pistolas a chorro efectivas, ha mejorado la penetración cuando se presentan formaciones de alta resistencia a la compresión, cementos de alta resistencia a la compresión, y/o tuberías de revestimiento de alta resistencia con espesor grueso.

Aunque existe la tecnología necesaria para asegurar buenos disparos en la mayoría de los pozos, en muchas áreas regularmente se tiende a obtener disparos deficientes.

*Las tres causas más probables para la obtención de disparos deficientes son :*

- 1) Desconocimiento de los requerimientos para disparar óptimamente.
- 2) Control inadecuado del claro (distancia entre la carga y la tubería de revestimiento), particularmente cuando se corren las pistolas a través de la tubería de producción.
- 3) La práctica generalizada de preferir realizar los disparos en función de su precio, en lugar de su calidad.

## **II.2. LA CONTAMINACION COMO UN FACTOR DETERMINANTE A CONSIDERAR EN LA PERFORACION, TERMINACION Y REPARACION DE POZOS.**

Pemex Exploración y Producción como empresa responsable y comprometida con el país, debe transformarse en una empresa modelo en eficiencia, productividad, y competitividad, dentro de un marco estricto de seguridad industrial y protección al medio ambiente, consideraciones observadas en la implantación de acciones específicas para eliminar las causas de contaminación ambiental.

El aplicar las leyes y reglamentos de contaminación ambiental nacionales e internacionales, determinó la incorporación de equipos y tecnología necesarios para complementar las acciones prácticas y cambios en los procedimientos de trabajo para operar libre de contaminación en las actividades de Perforación, Terminación y Reparación de Pozos.

La nueva responsabilidad que compartimos exige de un cambio de actitudes, un fortalecimiento en la capacidad para trabajar en equipo y fomentar el espíritu de servicio, cualidades esenciales que permitirán alcanzar la excelencia en nuestras actividades petroleras.

### **Clasificación y caracterización de los contaminantes durante la perforación terminación y reparación de pozos.**

Para determinar las acciones específicas a implantar se realizó un estudio, cuya primera fase consistió en identificar las fuentes contaminantes obtenidas durante las operaciones de Perforación, Terminación y Reparación de pozos. Posteriormente, se clasificaron y agruparon de acuerdo a sus propiedades:

**Contaminación Química.** Es generada por los contaminantes de mayor impacto. Estos se dividen en orgánicos e inorgánicos. Entre los orgánicos se encuentran: recortes impregnados con fluidos de emulsión inversa, fluidos de perforación de emulsión inversa, combustibles, grasas, lubricantes, ácido graso. En los inorgánicos se tienen. Metales pesados (bario, cadmio, cromo, etc.), ácido clorhídrico, salmuera, cemento.

**Contaminación Física.** Es la que se genera durante la recolección de aguas residuales. Por ejemplo tenemos: turbidez, espumas, material flotante (bolsas, maderas, etc.)

**Contaminación Biológica.** Proviene del uso de trailers- habitación y servicios sanitarios del personal que labora en la localización de un pozo petrolero. Por ejemplo Aguas negras y Basura orgánica.

Clasificados los desechos contaminantes, se procedió a caracterizarlos considerando su ubicación, la frecuencia de los eventos y los volúmenes generados. En la tabla 1 se muestran los resultados.

Posteriormente, se procedió a la jerarquización de los mismos con objeto de identificar los de mayor relevancia, dándoles prioridad tanto en las campañas permanentes de concientización como en la aplicación de soluciones. En la tabla 2 se presentan resultados donde se resalta el recorte impregnado con fluido de perforación de emulsión inversa.

Sin embargo, el uso de estos fluidos está actualmente restringido a la perforación de lutitas altamente reactivas, en función de que la tecnología de los fluidos base agua, sustitutos de las emulsiones inversas, ha tenido un amplio desarrollo, que ha permitido el desplazamiento gradual de fluidos base aceite.

**TABLA 1**  
**CARACTERIZACION DE LOS DESECHOS CONTAMINANTES**

OPERACIÓN	TIPO DE DESECHO	RITMO VOL. GENERADO	FRECUENCIA	VOLUMEN (M <sup>3</sup> )
PERFORANDO	RECORTE IMPREGNADO DE E.I.	6 (M <sup>3</sup> /DIA)	DIARIO	180.5
LIMPIEZA PISO DE PERFORACIÓN	FLUIDOS PERFORACIÓN, AGUA ACEITOSA	4 (M <sup>3</sup> /DIA)	OCASIONAL	104
LIMPIEZA	AGUA RESIDUAL	40 M <sup>3</sup>	OCASIONAL	40
INDUCCION	FLUIDO DE Y AGUA DE CONTROL, HIDROCARBUROS	5 M <sup>3</sup> /IND.	3-4 VECES	20
CONEXIONES FLECHA	FLUIDO DE PERFORACION, GRASA, LUBRICANTES	74 LT/CONEX	CONEXION	18
CORTE NUCLEO	FLUIDO DE PERFORACION	4 M <sup>3</sup> NUCLEO	3 VECES	12
MANTENIMIENTO DE MAQUINAS	ACEITE	2.4 M <sup>3</sup>	2-5 VECES	12
TRAYLERS-HABITACION	AGUAS NEGRAS	12 M <sup>3</sup>	CONTINUO	12
REPARACION DE BOMBAS DE LODO	FLUIDO DE PERFORACION	10 M <sup>3</sup>	ETAPA	10
BACHES DESPEGADORES	ACEITE CRUDO, FLUIDO DE PERFORACIÓN	10 M <sup>3</sup>	ETAPA	10
CAMBIO DE FLUIDOS	FLUIDO DE PERFORACIÓN	10 M <sup>3</sup>	CAMBIO	10
ESTIMULACION ACIDA	ACIDO, FLUIDO DE CONTROL, AGUA DE FORMACION, HIDROCARB.	10 M <sup>3</sup>	INTERVENCION	10
VIAJES DE TUBERIAS	FLUIDO DE PERFORACION	40 LT/CONEX	CONEXION	8
PRUEBAS DE T.R., CABEZAL Y PREVENTORES.	FLUIDO DE PERFORACION	5 M <sup>3</sup> /ETAPA	ETAPA	5
LIMPIEZA DE PRESAS	FLUIDO DE PERFORACION, SOLIDOS.	5 M <sup>3</sup>	CAMBIO	5
TAPON DE SAL	SALMUERA, FLUIDO DE CONTROL	1 M <sup>3</sup>	3-4 VECES	4
CEMENTACION DE T.R	CEMENTO, FLUIDO DE CONTROL	3 M <sup>3</sup> /CEMENTO	CEMENTACIÓN	3
TAPON DE CEMENTO	CEMENTO, FLUIDO DE PERFORACIÓN	1 M <sup>3</sup>	2 VECES	2
TRATAM. Y ACOND. DEL FLUIDO DE PERF.	FLUIDO DE PERFORACION Y ADITIVOS	0.5 M <sup>3</sup> /OPER.	OPRACION	0.5
DENSIFICACION DEL FLUIDO	POLVOS Y MATERIAL QUIMICO	0.2 TON	CONTINUO	4 TON
LIMPIEZA	BASURA CHATARRA	0.5 TON	CONTINUO	2.5 TON

**TABLA 2**  
**JERARQUIZACION DE LOS DESECHOS CONTAMINANTES**

DERRAME	VOLUMEN TOTAL M <sup>3</sup>	PORCENTAJE DE IMPACTO
RECORTES IMPREGNADOS CON FLUIDO DE PERFORACION.	160.5	36.81
FLUIDOS DE PERFORACION DERRAMADOS EN EL PISO DE PERFORACION	142	32.57
TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES	40	9.17
DERRAMES EMITIDOS DURANTE LA ESTIMULACION E INDUCCION DE UN POZO	30	6.88
FLUIDO DE PERFORACION DERRAMADO DURANTE EL CAMBIO DE BASE	15.5	3.56
FLUIDOS ACEITOSOS DERRAMADOS DURANTE EL MANTENIMIENTO DE MAQUINAS Y BOMBAS.	12	2.75
TRATAMIENTO DE AGUAS NEGRAS	12	2.75
FLUIDO DE PERFORACION DERRAMADO DURANTE LA REPARACION DE BOMBAS.	10	2.29
FLUIDO DE PERFORACION DERRAMADO DURANTE CEMENTACION, PRUEBAS DE T.R. CABEZAL Y PREVENTORES.	8	1.83
DERRAMES EMITIDOS DURANTE LA REBAJADA DE TAPONES DE CEMENTO, SAL, ETC.	6	1.38

**Aplicación de procedimientos internos sobre la protección ecológica para actividades de perforación, terminación y reparación de pozos petroleros.**

Conscientes de la urgencia de Pemex Exploración y Producción de disponer de procedimientos internos que satisfagan las leyes, normas, reglamentos y acuerdos nacionales e internacionales sobre la materia, con el fin de establecer límites de descarga de desechos generados durante las operaciones de Perforación, Terminación y Reparación de Pozos Petroleros terrestres, lacustres y marinos, se procedió a la búsqueda y análisis de estas normas aplicables a nuestra actividad.

A continuación se presentan los resultados del análisis de la literatura recopilada y los procedimientos internos establecidos :

**a) Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en México.**

La primera ley ambiental se aprobó en 1972. Después se emitió la ley general de equilibrio ecológico y la protección al ambiente, con vigencia a partir del primero de marzo de 1988, misma que constituye un estatuto de amplio alcance que cubre todos los tipos de contaminación, así como la protección y conservación de los recursos naturales. En congruencia con esta ley, posteriormente se emitieron :

- 1) Ley de equilibrio ecológico y la protección del ambiente del estado de Tabasco, con vigencia a partir del 20 de marzo de 1990.



2) Ley de equilibrio ecológico y la protección al ambiente del estado de Chiapas, con vigencia a partir del 30 de Agosto de 1991.

Estas leyes, administradas por la secretaria de desarrollo social, el gobierno del estado de Tabasco y el gobierno del estado de Chiapas, respectivamente han servido de base para el establecimiento de convenios y reglamentos sobre la prevención de la contaminación de terrenos, lagunas, ríos, etc.

#### **b) Reglamento de Trabajos Petroleros.**

Reglamento administrado por la Secretaría de Energía, Minas e Industria Para estatal, que regula las instalaciones y actividades en materia de industria petrolera, con vigencia a partir del 27 de febrero de 1974.

#### **c) Ley de aguas nacionales.**

Ley administrada por la comisión nacional de agua para regular el uso, explotación y aprovechamiento de este recurso natural, así como la conservación de su calidad, con vigencia a partir del 1 de diciembre de 1982.

La aplicación conjunta de las leyes y reglamentos referidos en los apartados 1,2,3, prohíbe el vertimiento a terrenos, lagunas, ríos y mares de los siguientes desechos :

- Recortes contaminados con fluidos de emulsión inversa.
- Fluidos de perforación de emulsión inversa
- Petróleo crudo
- Diesel.
- Aceite lubricante.
- Fluidos hidráulicos.
- Mezclas que contengan hidrocarburos.
- Plásticos y maderas.
- Desechos que contengan cromo, mercurio y cadmio.

Existen otros códigos o reglamentaciones de otros países por ejemplo.

- 1) Código de reglamentaciones federales número 40, parte 425 a 699, de la agencia de protección ambiental de los Estados Unidos de América.
- 2) Reglamentación aplicable en el Reino Unido
- 3) Legislación ambiental de Holanda.
- 4) Reglamentación aplicable en Canadá.
- 5) Etc.

Existen convenios internacionales en donde participa nuestro país. Aquí contiene una serie de reglamentaciones para prevenir la contaminación de ríos, lagunas y mares ocasionada por barcos, barcazas, así como las plataformas de perforación y producción.

Algunos de estos convenios son :

- 1) MARPOL 72/78 (Organización Marítima Internacional)
- 2) ROCRAM (Red Operativa de Cooperación Regional entre Autoridades Marítimas).
- 3) Cooperativa del Caribe.
- 4) Protocolo de Cartagena
- 5) ARPEL (Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana)

### **Procedimientos internos de protección ecológica en actividades de perforación, terminación y reparación de pozos.**

Como resultado de la revisión detallada de normas, leyes, reglamentos y acuerdos nacionales y extranjeros relacionados con la protección del medio ambiente, y con objeto de disponer de bases prácticas que permitan que las operaciones de Perforación, Terminación y Reparación de Pozos Petroleros realicen libres de contaminación y con apego a las leyes nacionales e internacionales, se presentan en trabajo los procedimientos internos sobre la materia :

- 1) Se prohíbe la descarga a terrenos, ríos, lagunas y mares de fluidos de Perforación, Terminación y Reparación de Pozos que contengan diesel, aceite de máquinas, aceite hidráulico o contaminado con hidrocarburos de la formación productora. Para determinar la presencia de hidrocarburos libres y el grado de toxicidad de los desechos, se deben emplear las pruebas de LC-50 y brillo estático.
- 2) Se prohíbe la descarga de los recortes de formación producidos con fluidos de emulsión inversa (diesel) .
- 3) Se prohíbe la descarga de fluidos de perforación a base de CROMO con un contenido máximo de 5.0 mg/lit . La descarga de los recortes generados al perforar usando este fluido también se limita a un máximo de 5.0 mg/kg.
- 4) Los fluidos ácidos que hallan sido recuperados de las operaciones de tratamientos a pozos deben ser tratados con agentes neutralizantes antes de ser confinados o descargados a ríos, lagunas, pantanos y mares.
- 5) Se prohíbe la descarga de los aceites y grasas lubricantes utilizados en la maquinaria del equipo.
- 6) El contenido de mercurio y cadmio en la barita empleada para densificar el fluido de perforación no deberá exceder 1.0 y 3.0 mg/kg, respectivamente . Los fluidos que no cumplan con este requisito, se considerarán tóxicos y no podrán descargarse.
- 7) Esta prohibida la descarga a terrenos, ríos, lagunas, pantanos y mares de sólidos , sólidos flotantes, espumas visibles, componentes alógenos, cromato de sodio, surfactantes y detergentes.
- 8) La descarga de aguas residuales para ser vertidas a terrenos, pantanos lagunas o mares deben cumplir con las siguientes normas :

9) Sólidos sedimentables 1.0 ml/lt, Sólidos totales suspendidos 60.0 ml/lt, Grasas y aceites 10.0 mg/lt., ph 4.5 - 9.0

Como información adicional se presentan las pruebas que se deben considerar para determinar la toxicidad y la existencia de hidrocarburos libres en los desechos.

#### **Prueba de toxicidad.**

La Agencia de Protección Ambiental (EPA) de los Estados Unidos de América emplea el bioensayo con organismos vivos LC-50 (Lethal Concentration) a 96 horas, para determinar la toxicidad de los diferentes sistemas de fluidos empleados en la Perforación, Terminación y Reparación de Pozos. El valor determinado en esta prueba es la concentración de la fase de partículas en suspensión del fluido de interés, en la cual mueren 50% de los organismos empleados (usualmente larvas del camarón) después de 96 horas. Por lo tanto, a mayor toxicidad del fluido, menor será el valor de la prueba LC-50. Es decir, a mayor toxicidad menor será el resultado de la concentración de la prueba LC-50.

La EPA prohíbe la descarga al mar de fluidos de Perforación, Terminación y Reparación de Pozos que presenten un valor de LC-50 menor o igual a 30000 ppm, los cuales son considerados tóxicos.

#### **Prueba de brillo estático.**

Consiste en agregar el fluido de interés a un recipiente conteniendo agua de mar. Posteriormente se hace la observación del fluido en una hora. Si se detecta en la superficie del agua una mancha metálica o plateada, reflejo o incremento del reflejo, es indicativo que existen hidrocarburos libres.

#### **Acciones específicas de Pemex Exploración y Producción para la protección del medio ambiente.**

Pemex Exploración y Producción cumpliendo con la responsabilidad de preservar el medio ambiente, establece una relación armónica entre las actividades petroleras con el entorno ecológico, a través de haber implantado las siguientes acciones :

##### **a) Campaña Permanente de Concientización Ecológica**

Conscientes de que el medio más efectivo y económico para eliminar la contaminación es evitándola, se desplegó una campaña permanente de difusión para incrementar la cultura ecológica del personal, que incluye desde la posición más modesta en una instalación (obreros) hasta los mandos superiores técnicos y administrativos. Esta campaña se lleva a cabo a través de pláticas en los equipos de Perforación y Reparación de Pozos, forma parte de los cursos de

capacitación, se distribuyen folletos, se colocan letreros en las instalaciones y se modifican y difunden procedimientos de trabajo que evitan la contaminación.

## **b) Soluciones inmediatas para el Control de la Contaminación.**

La mayor parte de los problemas de la contaminación requieren de ciertos cambios a

procedimientos de trabajo y/o incorporar dispositivos a los equipos, mismos que en su mayoría fueron establecidos por los propios trabajadores de perforación, reparación y del grupo técnico de control ecológico. A continuación se describen los problemas detectados, su ubicación y las acciones establecidas para erradicarlos.

### **• Fluidos derramados en el piso de perforación.**

Durante las actividades de perforación, terminación y reparación de pozos se realizan movimientos ascendentes y descendentes de tubería para cambios de barrena, empleo de herramientas especiales, acondicionamiento de lodo, problemas de pérdidas de circulación, toma de registros etc. En estos movimientos, el fluido de perforación es arrastrado hacia afuera del pozo por la parte exterior e interior del tubo, provocando derrames sobre el piso de trabajo ; lo mismo sucede en el momento de la desconexión de los tramos. Para resolver este problema se han implantado las siguientes soluciones, con el fin de evitar el arrastre de todo a la superficie y canalizar a un lugar de disposición los fluidos que eventualmente fuesen derramados en el piso de trabajo :

Limpiador exterior de tuberías : Su función es limpiar el lodo adherido en la parte exterior de la sarta de perforación durante el movimiento ascendente de tuberías, evitando el derrame en el piso de perforación. Consiste en una caja metálica con un niple -campana colector de lodos, instalada sobre el conjunto de preventores, por debajo de la mesa rotatoria. En su interior se localizan gatos neumáticos para permitir que la unidad selladora- limpiadora de caucho accione sobre la tubería de perforación manteniendo permanente el espacio anular cerrado, pero permitiendo el movimiento ascendente -descendente de tuberías de trabajo, estabilizadores y barrena, no requiriéndose por lo tanto eliminarlo durante las operaciones de introducción o extracción de las sargas de trabajo de perforación.

Limpiador para interior de tuberías. Su función es limpiar el lodo del interior de la sarta de perforación durante el movimiento ascendente de tuberías, principalmente en los cambios de barrena. Consiste en una barra metálica conocida como mandril que contiene los elementos giratorios con orificios para el escurrimiento de líquidos viscosos, colocados por pares con una separación similar entre los mismos. Para evitar la caída libre posee una cámara de flotación que permite el deslizamiento interior por gravedad.

Sustituto de retención de lodo : Este equipo evita el derrame de lodo en el piso de perforación durante las desconexiones de la flecha de perforación y consiste en una válvula de retención de fluido colocada en la parte inferior de la flecha. Está diseñada para operar con válvula

retenedora del fluido en ambos sentidos, se encuentra calibrada de tal manera que abre al aplicarle la presión de bombeo y cierra en forma automática al retirarle la presión.

Camisa colectora de hules intercambiables y descarga al sistema de drenaje: Su función es colectar el lodo que se derrama en el piso de trabajo al desconectar la tubería de perforación durante el movimiento ascendente de la misma. La camisa colectora está ensamblada en dos secciones con elastómeros (bandas de hule) que se acoplan a la tubería de perforación. Se instala con cables de acero a la estructura del equipo y se opera manualmente. Su diámetro de trabajo está en función de la tubería de perforación que se esté utilizando.

El lodo captado por la camisa colectora se envía por medio de una manguera de 4" a la charola colectora, la que a su vez descarga a la presa de lodos a través de la línea de flote.

Mangueras con cierre automático, jabón biodegradable y escurridores para lavar el piso de perforación.

El piso de perforación es la superficie de acceso al pozo y los trabajos se realizan con intervenciones constantes de personal manual, por lo tanto la limpieza del mismo constituye una medida de seguridad. Actualmente la limpieza del piso de trabajo se lleva a cabo con jabón biodegradable y se retira con escurridores. A la manguera de agua se le dotó de una válvula de cierre automático que evita el derrame sin control de ese líquido.

Charola colectora con descarga a presa de asentamiento: Se ha implantado la instalación de una charola colectora abatible colocada inmediatamente bajo el piso de perforación. Su diseño permite el desmantelamiento parcial para no afectar las actividades propias del pozo y tiene la función de colectar los fluidos vertidos sobre el área de trabajo, para evitarlos a través de la línea de flote hacia las cunetas para aguas aceitosas o hacia la presa de asentamiento para lodos.

- **Fluidos de perforación derramado durante el cambio de base y otras actividades.**

Al realizar el cambio de fluido base aceite a base agua o viceversa, es necesario lavar las presas almacenadoras para que el remanente no provoque alteración en las propiedades químicas del nuevo fluido de perforación. Anteriormente se empleaba la compuerta lateral de la presa, provocando derrame de fluidos contaminantes. Para evitar este tipo de contaminación se establecieron las siguientes soluciones:

Presas auxiliares para recibir baches contaminados: Se utilizan presas auxiliares con capacidad de 40 m<sup>3</sup> para recibir lodos u otros fluidos contaminados. Posteriormente se succionan con pipas y se transportan a la planta de tratamiento de lodo o de tratamiento de aguas residuales.

Válvula de retención en línea de llenado para tanques de almacenamiento de fluidos: El transporte de fluidos de perforación a pozos se realiza en pipas, las cuales descargan a través de una línea de llenado para tanques de almacenamiento. Al término de la descarga, dicha línea queda con cierta cantidad de fluido que anteriormente se derramaba ocasionando contaminaciones en la localización. Para evitar lo anterior se instaló una válvula de retención de 3" de diámetro en la mencionada línea de llenado.

Bomba de achique para recuperar fluidos del contrapozo: Actualmente el achique del contrapozo se efectúa con una bomba centrífuga de 2" x 3" acoplada a un motor eléctrico de 20 HP. Si el fluido en el contrapozo es agua se descarga en las cunetas y si dicho fluido es lodo se

descarga en las presas. La línea de succión de esta bomba está provista de válvula de retención check de 3" de diámetro.

### **Fluido de perforación derramado.**

Las bombas de lodo en los equipos de perforación y reparación de pozos, permiten el movimiento del fluido de control dentro del pozo, siendo una de sus funciones la de eliminar en

superficie el recorte de la formación perforada. Las bombas manejan gastos y presiones elevadas, esfuerzo dinámico que origina frecuentes separaciones (cambios de pistones, camisas, válvulas, etc.). Durante las reparaciones generalmente se tiraban a las cunetas volúmenes considerables de fluido. Para evitar lo anterior se estableció lo siguiente :

Válvulas de control en líneas de succión de bombas e instalación de cajas colectoras bajo tapa de módulos: Las cajas colectoras captan el lodo derramado durante la reparación de las bombas, para posteriormente enviarlo a la presa de succión con el auxilio de una bomba centrífuga de 2" x 3" acoplada a un motor eléctrico de 20 HP. También se instaló una válvula de compuerta con diámetro de 12" en cada línea de succión de la bomba, con el fin de evitar el derrame del fluido contenido en esa línea, durante la reparación de las mencionadas bombas de lodo.

### **Derrames emitidos durante la estimulación e inducción de un pozo.**

Otra actividad importante que se realiza en la intervención de un pozo es la estimulación, cuyo objetivo es incrementar el gasto de producción y prolongar la vida del pozo. Se realiza inyectando ácido a la formación, éste reacciona con la matriz de la roca y después de un tiempo de permanencia se abre el pozo arrojando ácido gastado, sedimentos, hidrocarburos y fluido de control.

La inducción se realiza después de intervenir un pozo con objeto de dejarlo produciendo y se lleva a cabo aligerando la presión hidrostática del pozo con fluido de bajo peso específico (nitrógeno). Para tener control de los efluentes del pozo se implantó lo siguiente :

Tanques colectores para almacenar salmueras, soluciones ácidas gastadas y sólidos de la formación

Estos tanques tienen como función el almacenamiento de los efluentes de bajo grado de ignición, para evitar que sean descargados a la presa de desperdicio. Posteriormente se retiran en pipas a plantas tratadoras de aguas residuales. Adicionalmente está en proceso la adecuación de los tanques colectores con sistema de separación para manejar los efluentes con contenido de hidrocarburos.

### **Derrames de residuos aceitosos durante el mantenimiento de motores de combustión interna.**

El aceite lubricante de desecho de los motores de combustión interna en los equipos de perforación y reparación de pozos, así como el derrame de fluidos aceitosos provenientes de la

limpieza del equipo, presas, etc., se canalizaban a través de las cunetas y se depositaban en la presa de desperdicios. Para evitar este problema se estableció lo siguiente :

Bomba centrífuga para efectuar cambio de aceite y depósito para aceite quemado.

Actualmente la descarga del aceite quemado de los motores de combustión interna se efectúa con el auxilio de una bomba centrífuga de 40 gal/min. Acoplada a un motor de 3HP, que lo vierte a un depósito metálico de 3 m<sup>3</sup> de capacidad, para posteriormente enviarlo en pipas a la batería de separación más próxima.

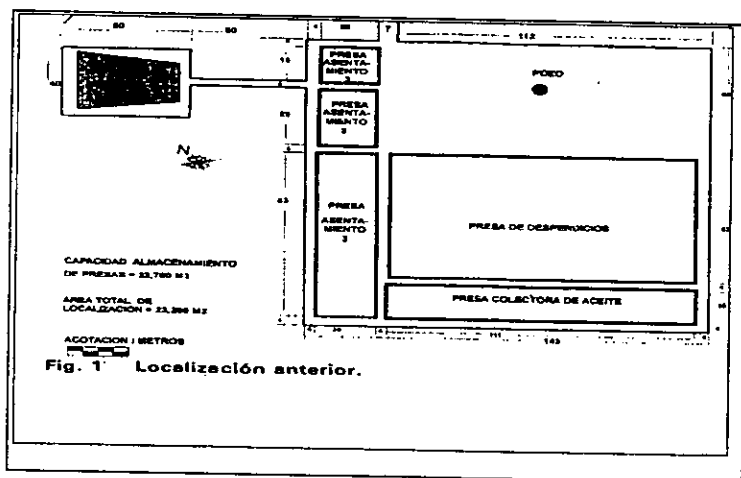
Este deposito se ubica a un costado del área de motores de combustión interna.

Por otra parte, la carga de aceite nuevo desde los tambores de 200 lt al cárter de los motores de combustión interna, se efectúa aprovechando la misma bomba usada para la descarga del aceite quemado, haciendo únicamente los cambios convenientes en las líneas de succión y de descarga a la bomba centrífuga.

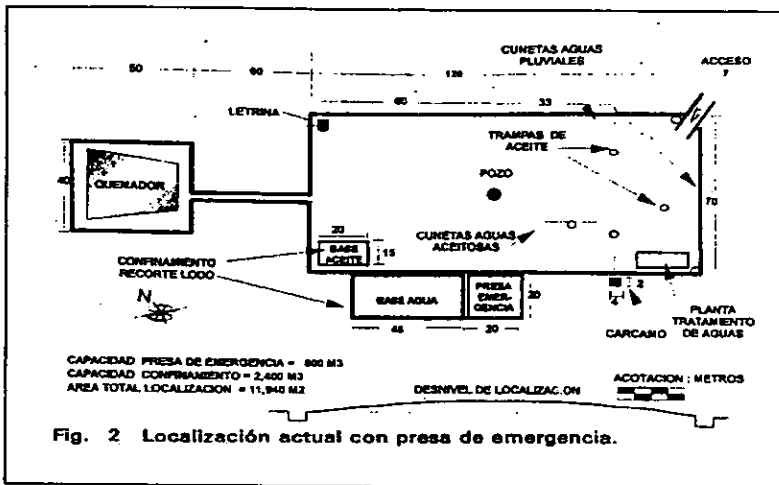
Escape ecológico. La instalación de este tipo de escape en los motores de combustión interna evita la contaminación de sitios aledaños, causada por salpicaduras del aceite quemado que es arrastrado por los gases en los escapes convencionales. El aceite queda retenido en el depósito de agua, permitiendo únicamente la salida de los gases de combustión.

**Reducción del área a localizaciones de perforación.**

Las localizaciones de diseños anteriores, se construían con cinco presas de terracería para almacenar hasta 22, 780 m<sup>3</sup> de desechos contaminantes, con el inconveniente de que en temporadas de lluvias intensas se derramaban provocando daños al medio ambiente (fig. 1)



Se analizaron diferentes propuestas dando como resultado la disminución del área a 11,940 m<sup>2</sup> que representa aproximadamente el 51.3% de lo que se venía ocupando (23.260 m<sup>2</sup>) en la construcción de localizaciones convencionales. El nuevo diseño (fig. 2) considera :



**Area de trabajo :** Una plantilla de perforación de 120 x 70 m, con desnivel a dos aguas del 1% provista de cuneta perimetral de concreto para aguas pluviales, con sus respectivas trampas de aceite en los puntos de descarga.

**Presa de emergencia :** Una presa de emergencia de 20 x 2 m con capacidad de 800 m<sup>3</sup>, impermeabilizada, cuyo objeto es contener líquidos que eventualmente estuviesen fuera de control del personal del equipo (agua salada, hidrocarburos, lodo contaminado, etc.).

Disminuir el área en las localizaciones obligó a nuestro personal a establecer procedimientos operativos más rigurosos, cuyo común denominador es el de evitar descargas de contaminantes.

**Confinamiento para recortes.** Los recortes y residuos producidos durante la perforación con fluidos base agua se depositan en un confinamiento de terracería de 45 x 20 x 2 m, con capacidad de 1800 m<sup>3</sup>, impermeabilizado y techado.

Al término de la intervención de recortes se descontaminan y podrán ser usados como material de relleno.

**Recolección, transportación y confinamiento de recortes :** Los recortes obtenidos al perforar las diferentes etapas de un pozo se captan en cajas metálicas y de allí se transportan, mediante cargadores frontales neumáticos (Payloaders), hasta los respectivos confinamientos donde se depositan.



Sistema de cunetas o canaletas : Las cunetas para aguas aceitosas constituyen un sistema de drenaje interior, provisto de trampas de aceite, capta los líquidos provenientes del lavado de equipos, enfriamiento de máquinas, etc. y los descarga en el cárcamo (presa) para aguas residuales (fig. 3 ).

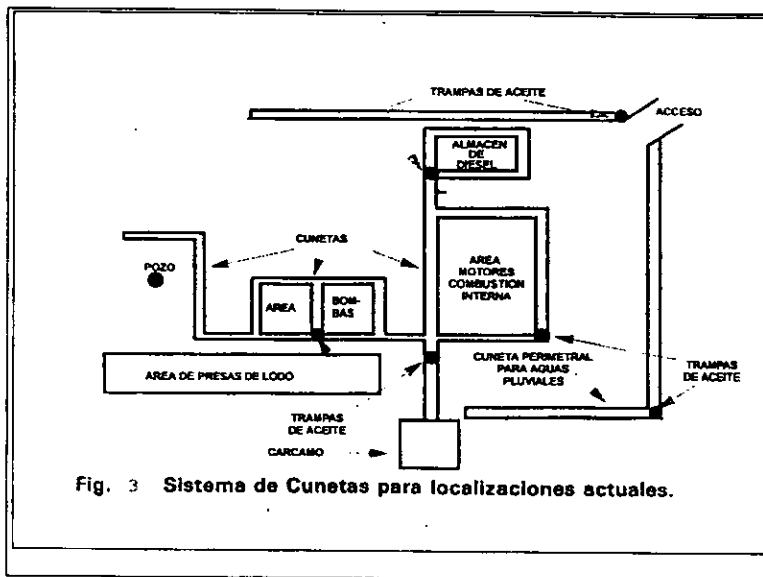


Fig. 3 Sistema de Cunetas para localizaciones actuales.

En tanto que la cuneta perimetral, también provista de trampas de aceite en sus puntos de descarga, capta las aguas pluviales y la descarga al exterior de la localización. Las trampas de aceite metálicas (cilindros donde llega el aceite a través de las cunetas) están ubicadas estratégicamente y su objetivo es separar el aceite del agua por medio de un tubo trampa. El aceite separado en dichas trampas se recupera con el auxilio de una bomba neumática de diafragma, con gasto variable de 0 a 2.5 lt/seg. Y se envía al depósito para aceite quemado.

Cárcamo. Las aguas aceitosas captadas en las cunetas se reciben y almacenan en un cárcamo de concreto de 16 m<sup>3</sup> de capacidad y de allí se bombean a la planta tratadora de aguas residuales.

Planta tratadora de aguas residuales. Con objeto de que el agua empleada en los equipos de perforación y reparación de pozos sea reutilizada y posteriormente descargada en condiciones a los cuerpos naturales de agua (ríos, lagunas y pantanos), formando un circuito cerrado, lo que permite disminuir el volumen de agua suministrada durante las actividades de perforación, terminación y reparación de pozos.

Planta tratadora de aguas negras: En campamentos y localizaciones de perforación se instalan plantas Biológicas para dar tratamiento a las aguas negras provenientes de los servicios sanitarios, utilizando únicamente energía eléctrica y baterías que se alimentan de la materia orgánica de dichas aguas.

Las plantas instaladas en localizaciones de perforación tienen una capacidad de tratamiento de hasta 12 m<sup>3</sup> por día, operan automáticamente y requieren limpieza cada seis meses. No obstante que el agua tratada en estas plantas tiene parámetros por debajo de los límites fijados por la SEDESOL, se le agregan pequeñas dosis de cloro para garantizar la ausencia de microorganismos, que permite su reutilización en las actividades de perforación y reparación de pozos. En aquellas localizaciones que no cuentan con planta tratadora de aguas negras la alternativa es la construcción de fosas sépticas, para la captación y confinamiento de las aguas procedentes de letrinas y servicios sanitarios de traylers-habitación.

### **Sistema de control de sólidos.**

El problema de control de sólidos en los fluidos de perforación es complejo y costoso, en la actualidad se requiere disponer de equipo de tecnología avanzada en las unidades perforadoras, con el fin de mejorar la reología de los fluidos, evitando generación volumétrica al diluir sólidos coloidales, que se refleja en la disminución del consumo de materiales químicos y mejora la velocidad de penetración durante la perforación.

La contribución ecológica del uso de estos equipos consiste en eliminar la contaminación por la antigua práctica de desechar, en la propia localización, el exceso del fluido generado por disolución de los coloides por el empleo de equipos de control sólidos inadecuados.

Un paquete típico de control de sólidos está integrado por las siguientes unidades eliminadoras de sólidos :

Vibrador convencional en cascada : Los recortes obtenidos durante la perforación del pozo pasan al vibrador convencional instalado en cascada, donde son eliminados los recortes de mayor tamaño del fluido de perforación.

Vibrador de alto impacto :El fluido proveniente del vibrador convencional cae en este vibrador para eliminar los recortes de menor tamaño, dejando al fluido únicamente con sólidos finos que pasan a la siguiente unidad.

Desarenador : Se usa únicamente durante la perforación de la primera etapa del pozo y elimina el arena del fluido de perforación.

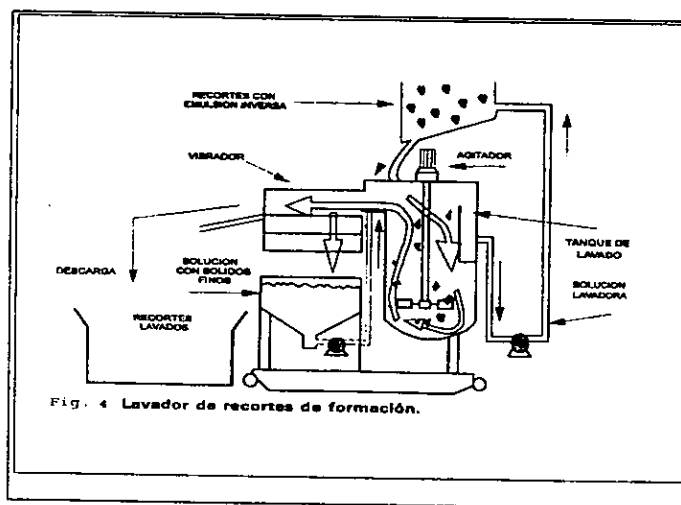
Limpia lodos : El fluido procedente del vibrador de alto impacto pasa a esta unidad donde los sólidos con tamaño mayor a las 74 micras son eliminados.

Centrifugas decantadoras : Eliminan los sólidos de un rango de tamaños de 74 a 5 micras del fluido procedente del limpialodos. Eventualmente si se requiere, separan la barita la densidad del fluido de perforación. Todos los sólidos eliminados por el paquete de control de sólidos se colectan en cajas metálicas y de allí se envían a sus respectivas áreas de confinamiento.

## Manejo y disposición de recortes de formación contaminados con fluido de emulsión inversa.

En este apartado se presentan las dos técnicas disponibles en la región sur para el tratamiento de los recortes de formación contaminados con fluido de emulsión inversa, a fin de ser eliminados conforme a las regulaciones nacionales e internacionales.

**Lavado de recortes de formación :** Una alternativa para la descontaminación del recorte de formación generado durante la perforación con fluido de emulsión inversa es el proceso de lavado, que en términos generales se realiza en dos etapas (fig. 4).



En la primera los recortes obtenidos son canalizados hacia un tanque lavador en donde se adiciona un detergente biodegradable. En este tanque mediante agitación rotacional se separa el aceite del recorte. El líquido filtrado por la criba proveniente de esta primera etapa contiene solución lavadora, aceite emulsionado y sólidos finos, requiriendo por lo tanto circular la mezcla a través de un separador centrífugo de dos fases que permite eliminar sólidos hasta de 5 micras. Los sólidos libres de hidrocarburos se pueden utilizar para relleno de terrenos. El aceite en tambores se envía a plantas regeneradoras o a la corriente de hidrocarburos y la solución lavadora se continúa

reutilizando en el proceso. Pemex Exploración y Producción dispone de un sistema lavador de recortes en la terminal marítima de Dos Bocas Tabasco.

**Biorremediación** : Técnica de tratamiento de recortes y residuos contaminados con fluidos de emulsión inversa, que consiste en aplicar bacterias oleofílicas que se alimentan de hidrocarburos, obteniendo como productos intermedios alcoholes, aldehidos y ácidos orgánicos, y como productos finales agua, bióxido de carbono y más bacterias oleofílicas.

El procedimiento consiste en esparcir los recortes contaminados sobre terreno plano, agregarle bacterias oleofílicas y mezclas de nutrientes inorgánicos a base de nitrógeno, potasio y fósforo. Por último, se mezclan mecánicamente utilizando rastras agrícolas accionadas por tractor.

Dependiendo de la concentración de hidrocarburos y del tipo de bacterias utilizadas, los periodos de tratamiento varían de 7 a 28 días en promedio, al término de los cuales el producto final tiene una concentración de hidrocarburos menor a las 50,000 ppm, que es el límite máximo permitido por la SEDESOL. Los recortes descontaminados por biorremediación pueden utilizarse para fines agrícolas, relleno de terrenos, etc.

Esta técnica se está utilizando en instalaciones petroleras de los distritos de Comalcalco y Agua Dulce, con resultados satisfactorios.

### II.3. IMPORTANCIA DE LOS ACCESORIOS SUPERFICIALES Y SUBSUPERFICIALES

**Tuberías de revestimiento.** – Durante la perforación de un pozo petrolero, se van introduciendo diversas tuberías de revestimiento, las cuales cada una de ellas tienen una función específica y perfectamente definida.

#### ***Funciones de las diversas tuberías de revestimiento.***

Las diversas tuberías de revestimiento o ademe en un pozo, tienen varias funciones de acuerdo con su colocación en el pozo las que se clasifican en:

- Tubería conductora.
- Tubería superficial.
- Tubería intermedia.
- Tubería de explotación.

**Tubería conductora.** - La función de esta tubería, es la de conducir el fluido de perforación que se está utilizando para perforar la primera formación.

Cuando se perfora la formación para el tubo conductor, no se tienen instaladas las conexiones de control (preventores), debido a que la profundidad a la cual se introducirá no es menor de 30 a 60 m. Y su diámetro de 30" a 26".

**Tubería superficial.** - Esta tubería es la primera tubería de revestimiento que se introduce al agujero perforado y su diámetro varía de 20" a 13 3/8". Dependiendo de la profundidad a la cual se va a perforar el pozo, su profundidad máxima es de 1000 m. Sus funciones son:

- a). Soportar el peso mediante el anclaje con cuñas de todas las tuberías de revestimiento que van introduciendo a medida que el pozo se va profundizando, motivo por el cual se cementa en toda su longitud, y sirve también para instalar los primeros controles (preventores) para continuar perforando.
- b). Aislar las formaciones perforadas mediante la cementación de la misma.
- c). Permite elevar la densidad del fluido de control a medida que se va profundizando la perforación del pozo.
- d). Proteger la T.P. en caso de problemas.

**Tuberías intermedias.** - Son las tuberías de revestimiento, que se introducen concéntricamente al aumentar la profundidad perforada, que pueden ser dos o tres tuberías, con diámetros de 16" a 7", en pozos profundos de 6000 o más metros. Sus funciones son:

- a). Aislar las formaciones perforadas mediante la cementación de las mismas.
- b). Permitir aumentar la densidad del fluido de perforación en caso de presiones anormales.
- c). Proteger la T.P. en caso de problemas.

**Tuberías de explotación.** - Todas las tuberías de revestimiento tienen su importancia, pero esta en particular ya que en ella se efectuará la terminación del pozo, por lo cual su diseño debe ser de lo más ingenieril, porque en ella se va a introducir el aparejo de producción para explotar el yacimiento.

La cementación de esta tubería deberá ser de excelencia, debido a que una cementación defectuosa el resultado de la terminación será un fracaso, es más sí por alguna circunstancia que da defectuosa su cementación, debe corregirse antes de proceder a terminar el pozo.

Tubería corta o liner.- Son diversas las razones por las que se usa una tubería corta, cuyas funciones son :

- a).- Evitar los problemas en la perforación del pozo (pérdidas de lodo, intentos de pegadura, etc.)
- b).- Permitir incrementar la densidad del lodo en zonas geopresionadas ó , en su defecto, disminuirla.
- c).- Revestir agujeros que se perforaron con menor diámetro, por falta de capacidad del equipo o por la necesidad de profundizar el pozo.

• **Datos requeridos para el diseño de una tubería de ademe.**

- 1). Diámetro de la barrena
- 2). Diámetro exterior de la T.R.
- 3). Densidad del fluido de control en el pozo.
- 4). Profundidad a la cual se va a introducir la tubería.
- 5). Presión interna, tensión y colapso ala que se someterá la T.R. durante la operación del pozo.

**Arbol de Válvulas**.- El árbol de válvulas es un equipo conectado a las tuberías de ademe en la parte superior, que a la vez que las sostiene, proporciona un sello entre las sartas y permite controlar la producción del pozo.

De acuerdo a las presiones de flujo, tanto de aceite como de gas, será la calidad del material a usar. En la tabla siguiente se puede apreciar las normas que rigen en relación a la presión máxima de trabajo ( $Kg/cm^2$ ), prueba de presión hidrostática ( $Kg/cm^2$ ) y serie correspondiente.

SERIE CORRESPONDIENTE	PRESIÓN DE TRABAJO		PRESIÓN DE PRUEBA	
	Lb/pg <sup>2</sup>	Kg/cm <sup>2</sup>	Lb/pg <sup>2</sup>	Kg/cm <sup>2</sup>
300	720	50.70	1440	101.47
600	2000	140.85	4000	281.70
900	3000	211.27	6000	422.54
1500	5000	352.11	10000	704.23
2900	10000	704.23	15000	1056.34

Estas presiones de trabajo son aplicables para temperaturas que no excedan de 121C°  
 Como ilustración se presenta fig. 1 el esquema de un árbol de válvulas sencillo.

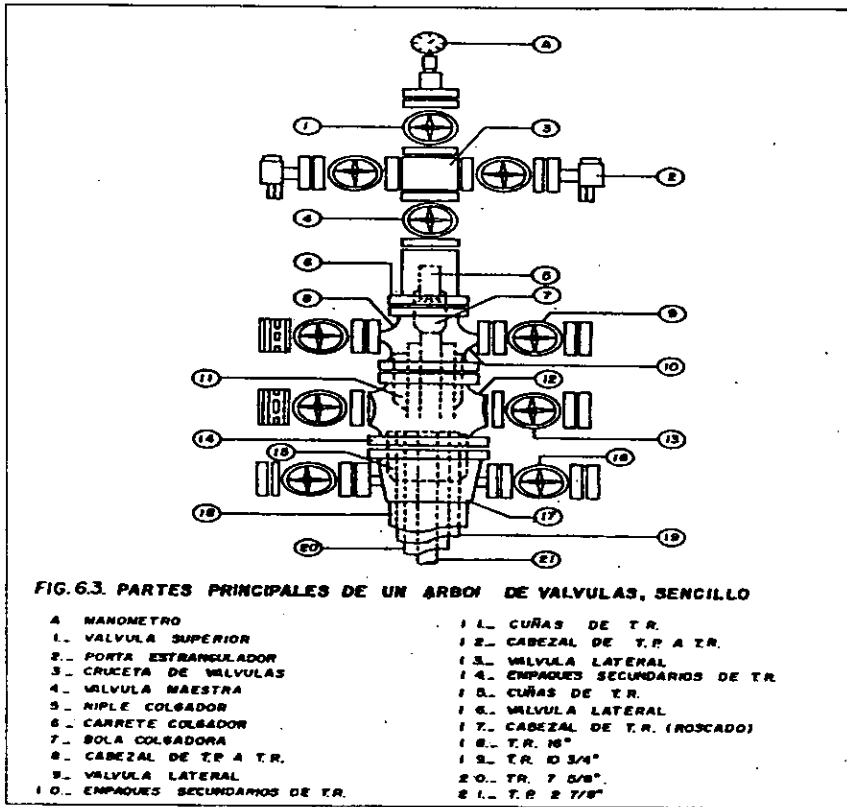


FIGURA 1

### • Estranguladores

Un estrangulador es un accesorio que se instala en el porta estrangulador del árbol de válvulas, su diámetro interior es menor que el correspondiente a la tubería o conexión donde se instala. El estrangulador se instala en el cabezal de producción del  $\frac{1}{2}$  árbol superior del pozo, o en el fondo de la tubería de producción, este se coloca en el niple de asiento. Se clasifican en estranguladores superficiales y estranguladores de fondo, pueden ser fijos o ajustables. Ver la figura 2.

La función del estrangulador es controlar la producción del pozo; regulando y manteniendo constante el gasto por un tiempo determinado.

Cuando se utiliza un diámetro de estrangulador diferente al adecuado, se produce un aumento o disminución en la producción del pozo, que presenta una situación de desequilibrio en su producción.

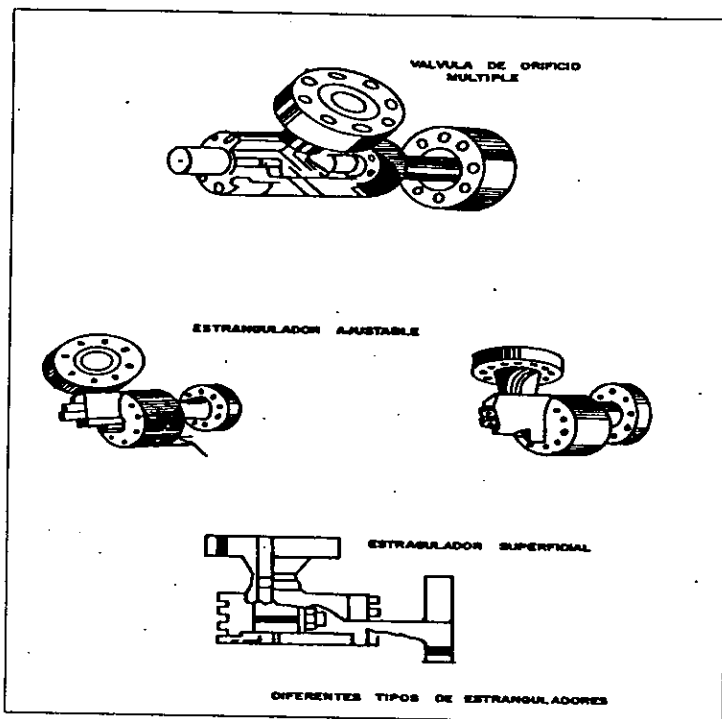


FIG.2

• Empacadores.

Tipos de empacadores.

Todos los tipos de empacadores están divididos en tres grandes grupos :

- 1). Empacadores permanentes perforables
- 2). Empacadores semipermanentes
- 3). Empacadores recuperables.



Se tienen varios tipos de empacadores : los permanentes (molibles), los semipermanentes y los recuperables (no molibles). Los empacadores permanentes son recomendables para pozos de alta presión y profundidades mayores de 3000 m. Los semipermanentes hasta profundidades menores de 3000 m. y presiones no mayores de 300 Kg/cm<sup>2</sup>.

Los empacadores proporcionan un cierre o aislamiento, entre la parte exterior de la T.P. y el interior de la tubería de ademe, para prevenir el movimiento de fluidos, debido a una presión diferencial en la parte superior o inferior del área de cierre o sellamiento.

Un empacador de producción se instala por las siguientes razones :

- a) Eliminar presiones en la tubería de ademe
- b) Aislar a la tubería de ademe de fluidos corrosivos (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, etc.) para así lograr que la T.R. se conserve en buenas condiciones durante la vida productiva del pozo.
- c) Producir independientemente dos o más intervalos en un pozo simultáneamente.
- d) Aislar horizontes invadidos de agua o fluidos indeseables.
- e) Permitir dejar fluidos de control de alta densidad en el espacio anular TR-TP, para reducir la presión diferencial a través de la T.P. cuando se tienen pozos de alta presión.

### ***Constitución básica de un empacador.***

En general los empacadores están formados por las siguientes partes :

- 1) Elementos sellantes
- 2) El mandril de flujo o cuerpo
- 3) El cono
- 4) Las cuñas

***Elementos sellantes.***- Están hechos de varios componentes sintéticos de goma de diferente dureza. Se tienen tres tipos de elementos :

a.1).- Para condiciones de trabajo ligeras (5000 lb/pg<sup>2</sup> y 200 °F ). Este elemento, cuando se comprime entre dos anillos expansores, crea un sello.

a.2).- Para condiciones medias y pesadas (8000 lb/pg<sup>2</sup> y 350 °F ). Consiste en dos o más elementos de distinta dureza.

a.3).- Para condiciones de trabajo extremo. El sistema sellante es múltiple y contiene un elemento suave entre dos elementos duros. Este empacador se ancla usualmente por la expansión de anillos de metal que crean un sello contra la pared de la T.R. De esta manera se crea una barrera que previene el flujo, a través de las gomas, debido a altas presiones. (10,000 lb/pg<sup>2</sup> y 400 °F ). Este sistema generalmente se usa en empacadores permanentes,( ver la siguiente figura 3).

### **Anclaje de un empacador recuperable :**

Uno de los requisitos de un empacador es que debe ser anclado por medio de una operación superficial. Hay ciertas limitaciones, sin importar los métodos que puedan usarse para controlar un empacador desde la superficie, porque la T.P. que está intercalada al empacador, deberá

usarse en tal forma que proporcione el medio de colocar el empacador. Hay únicamente 5 procedimientos en los cuales el control desde la superficie se transmite al empacador a través de la T.P.

- a).- La T.P. puede girarse un número limitado de vueltas a la derecha (3 a 5 vueltas).
- b).- La T.P. puede girar con seguridad aproximadamente una vuelta a la izquierda (proseguir la rotación puede dar lugar a desconectar un tramo).
- c).- La T.P. puede levantarse una distancia ilimitada y aplicar un esfuerzo dentro de los límites del "esfuerzo a la tensión" proporcionado por el malacate.
- d).- La T.P. puede bajarse y aplicar un peso igual a la misma sobre el empacador.
- e).- Se puede aplicar presión en el interior de la T.P. dentro de los límites de la ruptura. En algunos empacadores es necesario dejar caer una bola o tapón, para que asiente en algún lugar de la herramienta.

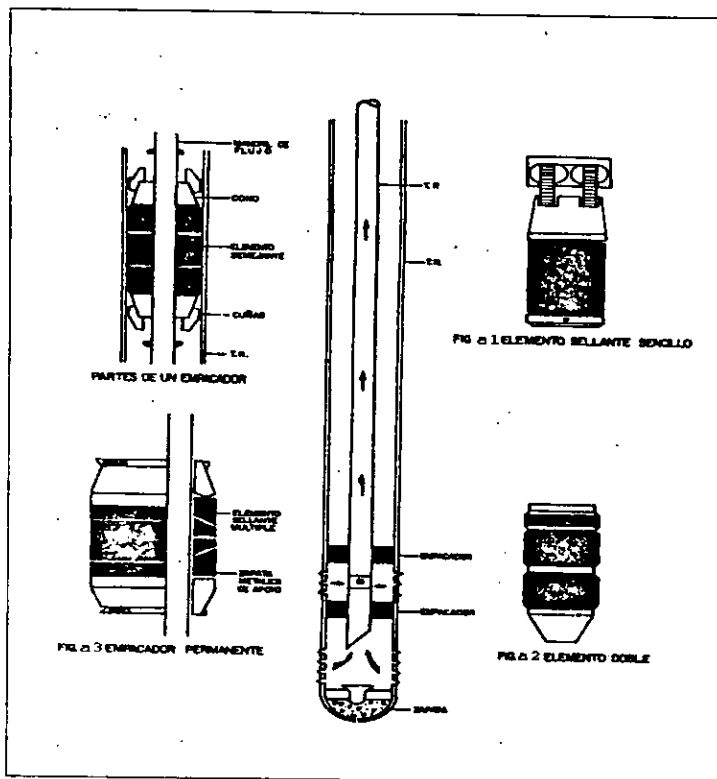
### **Empacadores permanentes.**

Cuando se anclan, quedan fijos permanentemente a la pared de la T.P. por medio de sus cuñas y permanecen anclados independientemente del peso o tensión a través de la T.P., que actúe sobre el empacador.

Por su método de anclaje los empacadores permanentes se dividen en :

- a).- *Por cable.*- Un localizador de coples junto con el cable, permite anclar el empacador a la profundidad deseada con un alto grado de precisión.
- b).- *Con T.P.*- El empacador se introduce con la T.P. y se ancla aplicando primero rotación y tensión, y posteriormente peso.
- c).- *Hidráulicos.*- El empacador se baja con la T.P. y se ancla hidráulicamente, taponando abajo del empacador ( por medio de una bola o un tapón colocado en un niple) y aplicando presión en el interior del aparejo para activar el pistón que empuja las cuñas hacia afuera, para llevar a cabo el anclaje. Los empacadores permanentes, una vez anclados, no se pueden recuperar, por lo que todas las partes del empacador están hechas de material perforable. Las cuñas son accionadas por anillos, lo cual hace del empacador una herramienta confiable en pozos con altas presiones y temperaturas ( $10,000 \text{ lb/pg}^2$  y  $400 \text{ }^\circ\text{F}$  ), pues soporta tensión o compresión

extrema. En medios corrosivos ( $H_2S$  o  $CO_2$ ), el empacador permanente es el único aplicable, ya que los materiales dúctiles no se ven afectados.



**Mandril de flujo o cuerpo.**- Es un conducto que permite el flujo a través del elemento. Además mantiene juntas todas las partes del empacador. También sirve como una superficie interna para que las unidades selladoras (multi - v) impidan el flujo entre el empacador y la tubería de producción.

**El cono.**- Sirve como un expansor para forzar afuera las uñas que se fijan a la T.R. Además forma una plataforma sobre la cual el elemento sellante puede estar comprimido. Es de suficiente diámetro exterior para ayudar a prevenir flujo a través de las gomas, cuando se tienen altas presiones.

**Las cuñas.**- Al fijarse a las paredes de la T.R., con sus dientes de sierra, evitan el movimiento del empacador y así se puede aplicar peso o tensión para comprimir el elemento sellante.

Un empacador se selecciona de acuerdo con el tipo de terminación que se debe hacer, además también debe reunir todas las características que exigen las condiciones futuras del pozo.

Para su selección debe tomarse en cuenta lo siguiente :

1. Presión que se espera en el horizonte productor.
2. Tipo de fluidos que se van a explotar (gas o aceite).
3. Presencia de agentes corrosivos en los fluidos.
4. Temperatura a la cual estará sometido.
5. Esfuerzos a los que se trabajará durante la vida fluyente del pozo.
6. Tratamiento o fracturamientos futuros.
7. Tipo de mecanismo para su anclaje o desanclaje.
8. Diámetros permisibles a los cuales puede trabajar dentro de la T.R.

- **Niple de asiento (accesorio que lleva el aparejo).**

Varían ampliamente en diseño y construcción, su función es la de alojar, asegurar y sellar dispositivos de control de flujo, tales como: tapones y estranguladores de fondo, o válvulas de contrapresión, de seguridad o de pie, que se instalan o recuperan por medio de una línea de acero. El diámetro de estas líneas varía entre 0.092 a 0.1875 pg.

El niple de asiento tiene un contorno y un área pulida interior igual al diámetro de la tubería del aparejo y, permite empaçar el mandril candado, de tal manera que selle. Este mandril permite asegurar al dispositivo de control de flujo que se va a utilizar.

Entre los niples de asiento más usados se tienen:

- **Los niples selectivos.**

Se llaman así debido a que varios de estos niples se colocan en el aparejo de producción. Utilizando un espaciamiento apropiado entre los niples, se tiene la opción de usar cualquiera de ellos para colocar los dispositivos controladores de flujo. Se pueden usar para obturar el pozo y reparar las válvulas superficiales o aislar un intervalo productor.

- **Los niples retenedores(no-go).**

Se localizan en la parte inferior (al final) del aparejo, ya que tienen una restricción o un diámetro más pequeño dicha restricción está en la parte inferior del niple o a través de todo el cuerpo del mismo. El mandril candado se coloca sobre el hombro del niple, que impide movimiento hacia abajo. El candado evita el movimiento hacia arriba cuando exista una presión diferencial a través de él.

Las funciones específicas de los niples retenedores son:

- a). Obturar la T.P. para anclar empacadores durante la terminación
- b). Obturar el aparejo para probar a presión de T.P.
- c). Aislar un intervalo inferior cuando se tiene una invasión de agua en una terminación sencilla selectiva.

- **Niple para válvula de seguridad controlada superficialmente.**

Se coloca en el aparejo, generalmente cerca de la superficie. Se usa normalmente en terminaciones marinas para alojar la válvula de seguridad llamada " de tormenta ".

La línea de control (Tubería de diámetro pequeño), se conecta entre el empaque del mandril candado y el nipple. El empaque soporta la presión hidráulica en el área anular. Esta presión actúa sobre la válvula de seguridad, empuja hacia abajo un pistón y la mantiene así abierta. Al dejar de aplicar la presión de control sobre el pistón la válvula se cierra.

**Válvula de seguridad.**- Están diseñadas para cerrar un pozo. Se clasifican en dos tipos:

a).- **Autocontroladas.**- Se accionan cuando se tienen cambios en la presión o en la velocidad, en el sistema de flujo.

b).- **Controladas desde la superficie.**- Se les da el nombre de "válvulas de tormenta" y se usan generalmente en pozos marinos, cuyo control es más difícil y en zonas donde el mal tiempo es frecuente Fig.4.

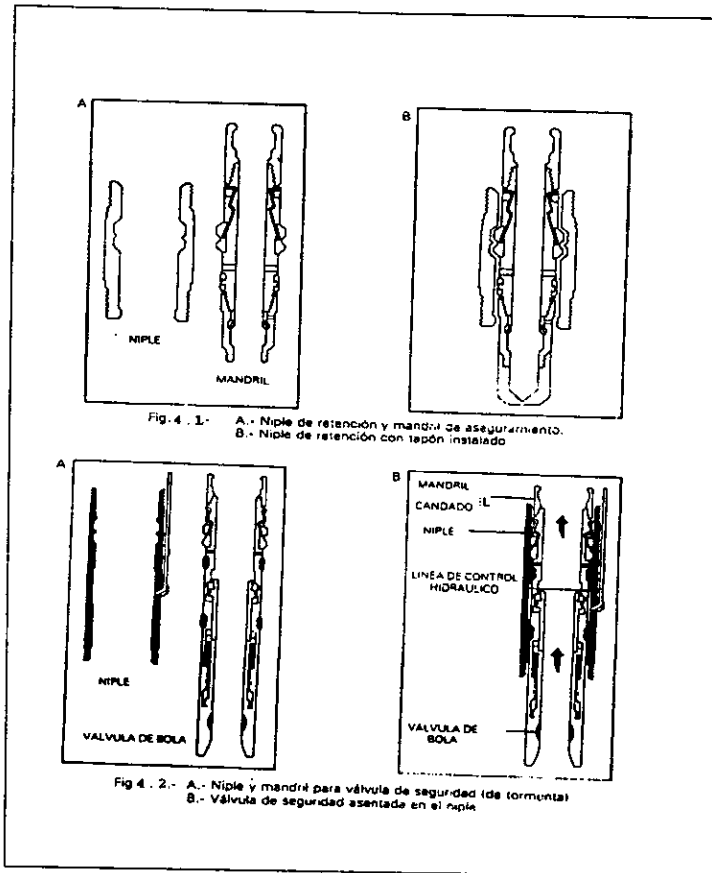


FIG.4

### ***Estrangulador de fondo.***

Se colocan con línea de acero en la parte inferior del aparejo. Sus funciones principales son:

- 1). Estabilizar la relación gas-aceite producida, bajo ciertas condiciones.
- 2). Controlar ritmos de producción.
- 3). Liberar más gas en solución, en el fondo del pozo, aligerando la columna de aceite e incrementando la velocidad de flujo.

### ***Válvulas de circulación (accesorios indispensables en un aparejo).***

Permiten después de anclado el empacador, comunicar el interior de la T.P. con el espacio anular de la T.R. El tipo de válvula de circulación más usado es la de camisa interior deslizante (fig.5 a), la cual está empacada con dos juegos de empacadores que aíslan fluidos y presiones anulares cuando está cerrada. La comunicación se establece por medio de una herramienta, bajada con línea de acero, que mueve la camisa a una posición en la que alinea las ranuras de esta con las del cuerpo exterior de la válvula. En otra variante de este tipo de válvula la camisa se separa completamente de los orificios exteriores y el flujo es a través de ellos.

### ***Las operaciones más importantes que se desarrollan a través de estas válvulas, durante y después de la terminación del pozo, son:***

- a). Desplazar el fluido que contiene la T.P. por otro por ej. ,lodo por agua, agua por nitrógeno.
- b). Efectuar tratamientos, con ácido, ya sean de limpieza o a la matriz.

Otro tipo de dispositivo de circulación (fig.5b) es el mandril de receptáculo lateral, que proporciona una comunicación controlable removiendo, con línea de acero, una válvula "ciega" que es sustituida por una válvula de circulación. La fig. 5b. Muestra como los fluidos del espacio anular no penetran al interior de la T.P. , debido a los empaques colocados arriba y abajo de las aberturas del mandril y la válvula. Su principal uso es colocar las válvulas del sistema de bombeo neumático, cuando esté por terminar la vida fluyente del pozo, mediante una simple operación con línea, sin necesidad de sacar el aparejo. También se aplican estos dispositivos (mandril y válvula) para inyectar inhibidores de corrosión, al interior de la T.P. , en pozos que producen hidrocarburos con  $H_2S$  y/o  $CO_2$  (fig.6a).

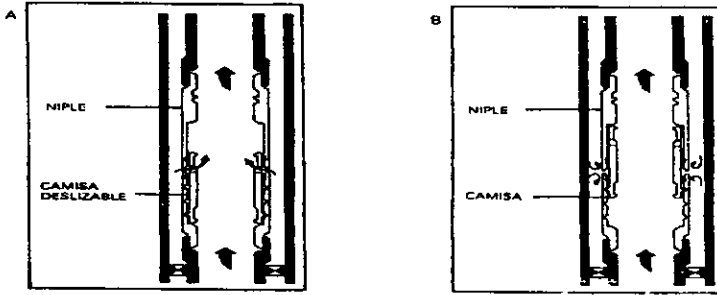


Fig. 5. 1 A.- Válvula de circulación en posición cerrada  
B.- Válvula de circulación en posición abierta

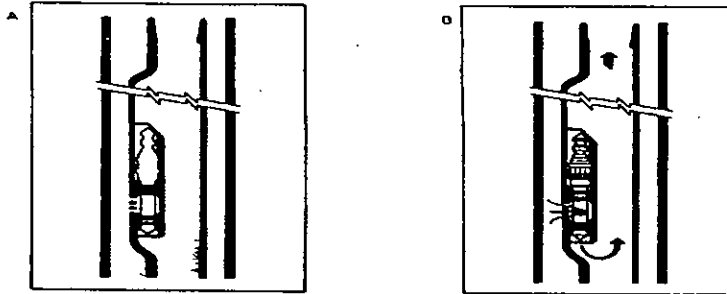


Fig. 5. 2.- A.- Mandril con receptáculo lateral conteniendo una válvula "ciega"  
B.- Mandril con válvula de circulación instalada con cable

FIG.5

**Junta de expansión (fig.6b).** Su función es absorber las contracciones y elongaciones de la T.P. , debido a tratamientos al pozo y a ritmos altos de producción. Esto evita que se tengan esfuerzos extremos sobre el empacador y la misma T.P.

La junta de expansión se coloca arriba del empacador, junto con un dispositivo de anclaje que impide el movimiento de la unidad de sellos (multi-v). Su longitud es función de las elongaciones y contracciones esperadas de la T.P.

**Unidad de sellos (multi-v).** Permite movimiento de la tubería de producción en el momento que se tengan elongaciones y contracciones las cuales determinan su longitud. Además forma un sello entre la T.P. y el mandril de flujo del empacador.

**Junta de seguridad.** Se utiliza en terminaciones sencillas selectiva o bien en terminaciones dobles. Su función principal es la de desconectar la tubería de producción en los empacadores.

**Coples de flujo.** Su función es evitar erosión por turbulencia en la T.P. arriba del niple de asiento. Un cople de flujo tiene un diámetro interior regulado y un espesor de pared cerca del doble de la T.P. (fig.6c).

**Juntas de abrasión (fig.6d).** Son juntas protectoras que se colocan en frente del intervalo productor, para oponer resistencia a la acción de chorro del flujo de la formación sobre el aparejo. Se utilizan cuando se anticipa abrasión extrema por la aportación de partículas de arena con los fluidos producidos.

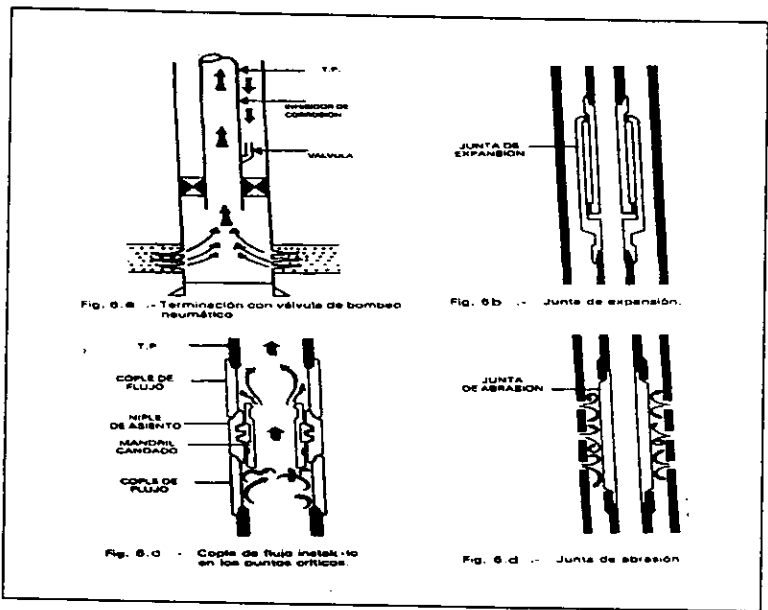


FIGURA 6



## II.4. UTILIZACION DE LA CEMENTACION FORZADA Y COLOCACION DE TAPONES DE CEMENTO COMO UN MEDIO PARA RESOLVER PROBLEMAS EN POZOS PRODUCTORES.

### CEMENTACION FORZADA.

La cementación forzada es el proceso en donde una lechada de cemento no contaminante es desplazada a un área específica del pozo, detrás de la tubería de revestimiento ó de la formación a una profundidad dada, evitando la migración vertical de fluidos indeseables.

En la operación satisfactoria de cementación forzada, se usan fluidos libres de impurezas para limpiar y abrir todas las perforaciones en el área en que va a ser forzado y desplazado el cemento.

El objetivo de una cementación forzada, es el aislamiento de una área del pozo o el control del movimiento del fluido. Una cementación forzada se hace específicamente para :

1. Controlar la entrada de fluidos de la formación al pozo.
2. Reparar fugas en la tubería de revestimiento.
3. Sellar o aislar zonas de pérdida de circulación.
3. Bloquear con cemento arriba y abajo de un intervalo productor.
4. Abandono de zona o de pozos agotados.
5. Reparar una cementación primaria defectuosa.

La entrada de fluidos indeseables es inevitable cuando la cementación de la T.R. de explotación es defectuosa, o el intervalo de disparo en el contacto agua- aceite; su explotación es inadecuada y se conifica el agua. El control de entrada de agua o gas es la razón más común para hacer una cementación forzada. Una corrección al pozo es lo más recomendable en estos casos.

*Dentro de los factores que deben conocerse para planear y programar una operación de cementación forzada lo más eficientemente son :*

- Temperatura de fondo (Estática y Dinámica).
- Presiones de fondo y superficie.
- Presiones de fondo : Estática (Ps), y presión de sobrecarga.
- Presión de fractura : Presión/gradiente/orientación.
- Tipos de rocas involucradas : Permeabilidad, porosidad, humectabilidad.
- Resultados de los registros de adherencia del cemento.
- Tipo de cemento.
- Método de deshidratación del cemento.
- Tiempo de espera para que fragüe el cemento Profundidades de los contactos agua-aceite y gas-aceite.
- Características de la tubería de revestimiento y limitaciones de presión de tubería de producción.

- Fluidos del pozo (fluido empleado para obtener la presión de ruptura).
- Herramientas para cementación forzada.

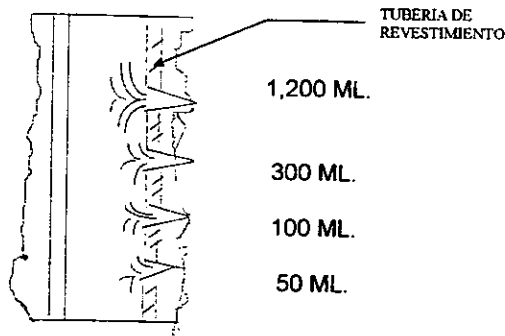
Las operaciones de cementación forzada pueden clasificarse como de alta y baja presión. En una cementación de alta presión, la presión de inyección del cemento debe ser mayor que la presión de fractura de la formación. Una cementación forzada a baja presión usa un cemento de baja pérdida de agua y, se deshidrata y fragua. Una cementación forzada intermitente, puede ser de alta o baja presión; sin embargo, el cemento se bombea en etapas, a diferencia del bombeo continuo. Este tipo de cementación intermitente, permite más tiempo para que se deshidrate el cemento y frague en el área bajo tratamiento.

Información y accesorios requeridos para una cementación forzada

(a) Registro de inspección de tubería de revestimiento, (b) Registro de adherencia de cemento, (c) Tubería y herramienta cementadora, (d) Diseño y selección detallada de las condiciones que debe tener la lechada de cemento, (e) Fluidos por utilizar, (f) Intervalo a cementar.

Uno de los principales recursos disponibles, es el cemento con baja pérdida de agua (BPA). Estas lechadas de cemento, tienen muchos atributos debido a que existe poco cambio en la relación agua cemento. Esto origina tiempos de espesamiento más predecibles y una lechada que permanece fluida mientras se bombea, lo que a su vez origina: menor presión de desplazamiento, menor presión de fondo (Ptr), y menores pérdidas de circulación. Asimismo, con el pequeño cambio en la relación agua cemento, los volúmenes para desplazar e inyectar el cemento son más confiables. Finalmente, el daño potencial a la formación y el peligro de fraguado instantáneo, se reducen al mínimo. A medida que las restricciones en la presión de fondo (presiones estáticas y de fractura) lo permiten, los cementos de baja pérdida de agua permitirán cementaciones forzadas en una sola etapa y con mayores volúmenes. Fig. siguiente.

COMPORTAMIENTO DE UNA LECHADA DE CEMENTO EN UNA CEMENTACIÓN FORZADA



EFFECTO DE LA PERDIDA DE AGUA EN LA HIDRATACIÓN DEL CEMENTO.

**Cemento puro.**- Se usa a menudo en lugar del cemento de baja pérdida de agua ; tiene las siguientes restricciones : La pérdida de agua de la lechada ocasiona un *aumento en la viscosidad del cemento*, lo que crea presiones mayores de desplazamiento, que impiden fracturar la formación.

En casos extremos, la pérdida de agua causará un fraguado instantáneo.

La tabla 2 muestra algunos aditivos de baja pérdida de agua con sus propiedades, objetivos y concentración recomendada (por ciento en peso de cemento). La tabla 1 muestra ejemplos de la adición de polímeros de varias concentraciones a un cemento API de clase H. La tabla 2, representa visualmente las ventajas de usar un cemento con bajas pérdidas de agua. Si la pérdida de agua es demasiado alta, la velocidad de filtrado bajo presión, deshidrata el cemento tan rápido que puede impedir que la lechada penetre en las perforaciones más bajas del intervalo. *Por definición API, una pérdida de agua es aquella entre 600 y 2,500 cm<sup>3</sup>/30 min. y una baja pérdida oscila entre 25 y 100 cm<sup>3</sup>/ 30 min.*

TABLA 1  
ADITIVOS DE BAJA PERDIDA DE AGUA.

OBJETIVO	PROPIEDAD	ADITIVOS	%POR PESO DE CEMENTO
Formar micelas con todos los cementos API	Controlan el flujo de agua y retardan la deshidratación	Polímeros orgánicos de la celulosa.	0.5 a 1.5
		Carboximetilhidro xetil.	0.3 a 1.0
Formar micelas (hoja) y mejorar la distribución del tamaño de partícula con todos los cementos API.	Atrapan agua en la lechada y controlan la deshidratación	Polímeros orgánicos dispersantes.	0.5 a 1.25
		Cemento- bentonita con dispersante.. (API clase A, G, ó H solamente).	1.2 a 16, gel 0.7 a 1.0 dispersante.

TABLA 2  
EJEMPLO DE ADITIVO DE BAJA PERDIDA DE AGUA A UN CEMENTO CLASE H

POLIMERO PESO	% POR	PERDIDA DE FLUIDO API A 1,000 lb/pg <sup>2</sup> cm <sup>3</sup> /30 min.	PERMEABILIDAD DEL ENJARRE 1,000 lb/pg <sup>2</sup> md	TIEMPO PARA FORMAR UN ENJARRE DE 2 pg/min.
0.0		1,200	5.0	0.2
0.5		300	0.54	3.4
0.75		100	0.09	30.0
1.00		50	0.009	100.0

Tabla tomada de SPE Monograph , vol. 4, "Cementing", por D.K. Smith, Tabla 3-23, pag. 25

## Clasificación de los cementos utilizados en la industria petrolera.

La industria petrolera emplea cementos con especificaciones marcadas por el Instituto Americano del Petróleo (API) según normas 10 A (API Standards 10A). Estas normas catalogan a los cementos de acuerdo a la siguiente designación.

CLASE A	Se emplea desde la superficie hasta profundidades de 1830 m. (600 pies). Similar al tipo I ASTM.
CLASE B	Se emplea desde la superficie hasta profundidades de 1830 m. Se requiere que sean resistentes a la acción de los sulfatos en concentraciones moderadas y elevadas (similar al tipo II ASTM).
CLASE C	Se emplea desde la superficie hasta profundidades de 1830 m. Cuando las condiciones requeridas son para una prematura resistencia y pueden ser normales o resistentes al ataque de los sulfatos.
CLASE D	Se emplea para profundidades de 1630 . a 3050 m. (6000-10000 pies), a presión y temperatura de medias a altas. Resiste a la acción de sulfatos.
CLASE E	Se emplea para profundidades de 3050 a 4270 m. (1000-16000 pies), para alta presión y temperatura.
CLASE F	Se emplea para profundidades de 3050 a 4280 m. (1000-16000 pies), para presión y temperatura extremas, deben ser para alta resistencia a la acción de los sulfatos.
CLASE G	Se emplea para profundidades de 0 a 2400 m. Básicamente, pero con la adición de aceleradores o retardadores de fraguado, su uso se puede generalizar para cualquier tipo de presión y temperatura, así como para la acción de los sulfatos.
CLASE H	Su uso es similar al de la clase G.

TABLA 3  
APLICACIONES DE LOS CEMENTOS (API)

+ pueden contener aceleradores o retardadores

CLASIFICACIÓN API	AGUA REQUERIDA LT/SC.	DENSIDAD DE LA LECHADA gr/cm <sup>3</sup>	PROFUNDIDAD (m)	TEMPERATURA ESTÁTICA (C°)
A (portland)	23.36	1.87	0-1830	26.6-76.7
B (portland)	23.36	1.87	0-1830	26.6-76.7
C (resistencia prematura)				
D (retardado)	19.3	1.97	1830 - 3050	76.7-126.7
E (retardado)	19.3	1.97	3050-4270	76.7-143.3
F (retardado)	20.44	1.94	3050-4270	76.7-143.3
G (básico) +	23.36	1.87	0-2440	26.6-93.3
H (básico) +	19.30	1.97	0-2440	26.6-93.3

- **Herramientas para cementación forzada.**

Existen básicamente dos tipos, los que se pueden *recuperar* y los *fijos*, además hay dos categorías de cada uno.

**Los empacadores perforables** (también conocidos como tapones) se usan preferentemente cuando la operación se efectúa bajo las siguientes condiciones :

- a).- Pozos con bajo nivel de fluido (baja Ps)
- b).- Zonas que requieren operaciones múltiples.
- c).- Operación con abandono (yacimiento agotado).

**Los cementadores recuperables** se prefieren frecuentemente cuando se requieren los siguientes objetivos :

- 1.- Operación para bloqueo
- 2.- Operación en zonas múltiples
- 3.- Usarlos como tapón recuperable para aislar un intervalo perforado más abajo, mientras se trabaja en un intervalo superior.

Los cementadores perforables, se dividen en dos categorías según el mecanismo de su válvula para controlar la presión: las cuales son :

- a).- Válvula tipo check, que mantiene la presión de abajo solamente.
- b).- Válvula tipo balanza, que mantiene la presión ya sea hacia arriba o hacia abajo.

Los cementadores recuperables también pueden dividirse en dos categorías: las que llevan una derivación (by pass) de fluido, concéntrica, construida dentro del cementador y las que tienen la desviación separada. Las desviaciones tienen tres propiedades :

- Estando abierta comunica el agujero con la tubería, parte del fluido del pozo sube a través de la herramienta y sale por las puertas de la desviación.
- Proporciona un método para igualar la presión al rededor de la herramienta.
- A veces puede usarse para colocar fluido por encima de la herramienta. La principal restricción del desviador "by pass" puede ser la fuga durante la operación, en cuyo caso el cemento al espacio anular y no en el área deseada.

Las operaciones de cementación forzada que se efectúan con un empacador de cualquier tipo, son similares a las etapas discutidas cuando se usa un retenedor para una operación normal.

Algo importante que se debe recordar es que las herramientas cementadoras se conectan a la tubería, ésta es una de las principales restricciones, si la tubería no se encuentra unida, perfectamente al cementador las presiones pueden transmitirse a una área arriba del empacador y llegar a reventar la tubería de revestimiento.

Cuando se trata de un sistema *tubería - empacador* o *tubería - retenedor*, parte de la planeación debe incluir la consideración de la longitud y cambios de fuerza que ocurrirán por la manera de operar el pozo.

TABLA 4  
PROPIEDADES Y RESTRICCIONES DE LA CEMENTACIÓN FORZADA.

	PROPIEDADES	RESTRICCIONES
PERFORACIONES	Faseo de 90° de 4 disparos /pie o más. Perforaciones limpias .	Faseo 0° ó 180° de 1/disparo/pie o menos. Taponado ¿parcialmente ?
CEMENTO	Baja pérdida de agua. No contaminado. Buen control de viscosidad. Baja presión de bombeo.  Agua de filtrado compatible. Retardación controlada. Espesamiento controlado. Bajo gradiente, lb/gal/pie.	Cemento puro Contaminado. Alta viscosidad La presión de desplazamiento excede a la de fractura. Agua de filtrado incompatible. Fraguado instantáneo  Alto gradiente lb/gal/pie.
FLUIDO DE SERVICIO DEL POZO	Limpio compatible con sólidos o líquidos de la formación.	Sucio incompatible con sólidos o líquidos de la formación.
TUBERÍA	Presión interior de colapso mayor que la presión de tratamiento. Gran capacidad vol./pie Nueva Sarta de trabajo limpia.	Presión interior de colapso mayor que la presión de tratamiento. Baja capacidad, vol./pie. Vieja. Sarta de producción: ¿incrustación ¿corrosión ?, ¿parafina ?, y ¿varillas rotas ?
HERRAMIENTA CEMENTADORA	Múltiples operaciones con un sólo recorrido de la tubería. No se dejan herramientas en el pozo.	Se instalan con T.P. y en las tuberías de revestimiento. Las fugas en la derivación producen pseudopresiones en el empacador. Dificultad en sacar la herramienta.
RETENEDORES	Impide el flujo regresivo de cemento.	El punzón puede quedar fuera del retenedor. Dificultad para obturar con el punzón en un agujero desviado.

• **Mecanismos de operación para efectuar una cementación forzada.**

*Cementación forzada mediante retenedor.*

Los retenedores se usan generalmente bajo las siguientes condiciones :

a).- Abandono (aislamiento) de la zona más baja. El retenedor, instalado en la tubería, se coloca a una profundidad específica y se suelta. (Para una colocación más precisa, el retenedor debe introducirse con el cable del registro eléctrico).

La lechada de cemento se mezcla y desplaza hacia abajo de la tubería.

Esta es conectada al retenedor ; el volumen de lechada se desplaza en su totalidad o hasta que se alcanza una determinada presión la cual es frecuentemente alta. Cuando esto sucede la tubería se jala fuera del retenedor y una especie de válvula de bisagra impide que el cemento regrese, este se circula a la inversa hasta que los fluidos de control o servicio del pozo regresan limpios. Entonces se procede a sacar la tubería del pozo.

b). Controlar la entrada de agua de fondo, generalmente es una operación que se efectúa a baja presión, con un retenedor y a profundidad, mayor de 915 m. La operación del retenedor es la misma que para abandono ; sólo diferirá la máxima presión permitida (restricción de operación). Profundidades menores de 915 m. y presiones más altas que la de fractura, se pueden usar para obtener uniformidad en el cemento forzado hacia el interior de la formación.

- **Sugerencias favorables en las operaciones de cementación forzada.**

Operación forzada a alta presión. Se recomienda que este proceso (el cual fractura la formación durante la operación forzada) se use solamente donde la orientación de la fractura sea horizontal (más de 915 m.) y el objetivo del trabajo sea controlar la entrada de gas o agua.

Fluidos para fracturar la formación. Evitar usar lodo para fractura, utilizar ácido para limpiar incrustaciones (escamas) o perforaciones contaminadas con lodo en el intervalo.

Tiempo de bombeo. El tiempo de bombeo debe exceder al requerido para mezclar, desplazar forzar y regresar hacia afuera el exceso de cemento. Se necesitan como mínimo 30 más del tiempo planeado para el trabajo. Un tiempo excesivo de bombeo de 1 ½ horas o más tiende a desperdiciar el tiempo del equipo de perforación.

Volumen de cemento. En la literatura se han reportado muchas reglas para seleccionar volúmenes de cemento.

*Las más comunes son :*

- 1). Usar 0.1 a 0.2 pies<sup>3</sup> ó 0.004289 a 0.008578 cm<sup>3</sup> de lechada de cemento por perforación más del requerido para llenar la tubería de revestimiento a través del intervalo perforado, con volumen mínimo de 50 sacos.
- 2). El volumen de cemento no debe exceder la capacidad de la sarta de trabajo. Si se necesitan volúmenes mayores, se debe considerar el uso de una sarta de trabajo de mayor diámetro. La presión hidrostática del cemento (Ph) en una sarta de tubería de diámetro menor podría exceder la presión de fractura de la formación (Pfr).
- 3). Dos sacos de cemento por cada pie ó 0.35 cm. de perforaciones.
- 4). Un volumen de mínimo de 100 sacos de cemento, si se alcanza una velocidad de inyección de 2 bl/min. Después de registrar una presión en la interrupción repentina. Esta regla se aplica en operaciones forzadas a alta presión.
- 5). El volumen no debe ser tan grande que forme una columna que no pueda ser desalojada por circulación inversa, ocasionada por una elevada presión de desplazamiento.
- 6). El volumen en la mayoría de las operaciones a baja presión es usualmente de 50 a 75 sacos.

- **Implementación.**

Las claves para bombear con buenos resultados en una cementación forzada son :

- a). Planear el trabajo en términos de presiones de fondo
- b). Usar la presión de fondo y los volúmenes acumulativos inyectados, como indicadores de lo que ocurre en el fondo.

Es importante pensar como está reaccionando el pozo. La actividad en el trabajo deberá regirse por las presiones superficiales, sin dejar de considerar lo que está sucediendo en el fondo del pozo.

La presión de fondo se define como :

$$P_{tr} = P_{wh} + P_h - P_f$$

donde :

$P_{tr}$  = Presión de tratamiento de fondo, en lb/pg<sup>2</sup> ó Kg/cm<sup>2</sup>.

$P_{wh}$  = Presión de la cabeza del pozo presión superficial aplicada por las bombas en lb/pg<sup>2</sup> ó Kg/cm<sup>2</sup>.

$P_h$  = Presión hidrostática, en lb/pg<sup>2</sup> ó Kg/cm<sup>2</sup>.

$P_f$  = Caída de presión, en lb/pg<sup>2</sup> ó Kg/cm<sup>2</sup>.

Para cementación forzada, la caída de presión es relativamente baja y generalmente se desprecia. La ecuación anterior se convierte en :

$$P_{tr} = P_{wh} + P_h.$$

Para la cementación forzada a baja presión, la presión de fondo debe ser menor que la de fractura. El cemento no puede ser inyectado en una formación sin fracturarla a menos que la permeabilidad sea mayor de 100 Darcies (100, 000 md.). si ocurre fractura, el cemento entrará en ella, resultando en una pobre colocación con carencia de una adecuada deshidratación de la lechada, en el intervalo que va a ser forzada y en el uso innecesario de grande volúmenes de cemento. El despreciar la presión de fricción da un margen adicional contra la fractura.



- **Usos de los taponos de cemento.**

En alguna etapa de la perforación, terminación o reparación de un pozo, se requiere la colocación de taponos de cemento por circulación, el método mantiene ciertas normas y cuando estas no existan se deja al criterio del operador.

Cada operación de taponamiento representa un problema ya que el volumen de cemento es relativamente menor en comparación con el lodo del pozo. El lodo puede contaminar el cemento y el resultado, aún después de un tiempo de fraguado razonable, es un tapón débil, diluido y sin fraguar. Por estas razones, tanto la tecnología mecánica como la química son indispensables para obtener un taponamiento exitoso.

La mayoría de las técnicas para colocar taponos por circulación ya sea en agujero descubierto o ademado se han desarrollado exitosamente.

Abandono.- Para sellar determinados intervalos de un pozo seco o de un pozo agotado, el tapón de cemento por circulación colocado a la profundidad requerida ayuda a prevenir comunicación de zonas y cualquier comunicación de fluidos que pueda infiltrar fuentes de agua subterráneas. Se deben consultar los reglamentos locales sobre operaciones de taponamiento para abandono de pozos.

Aislamiento de zona.- Una de las razones más comunes para taponar es el aislar una zona específica. El propósito es el de controlar el agua, para reacondicionar una zona de profundidad menor, o el proteger una zona de baja presión en un pozo cuya longitud de perforación descubierta requiera una recementación. En un pozo que tiene dos o más intervalos productores; en algunas veces es benéfico el abandonar una zona agotada o una zona con bajo rendimiento de producción, colocando un tapón con un retenedor de cemento para aislar esta zona, ayudando así a prevenir posibles pérdidas de producción por la migración de fluidos de otro intervalo.

Perforación orientada.

Al desviar una perforación al rededor de un pescado no recuperable tal como una columna de perforación pegada o rota, es necesario colocar el tapón de cemento a la profundidad requerida para ayudar a soportar a la herramienta desviadora y poder dirigir la barrena a la dirección deseada. Este tipo de tapón es usado para cambiar las direcciones de la perforación de un pozo de alivio, perforación en domos salinos y perforación hacia cualquier otro objetivo inaccesible.

Control de pérdida de circulación.

Cuando la circulación del lodo se pierde durante la perforación, algunas veces es posible restaurar el retorno del fluido localizando la zona de pérdida de circulación y colocando un tapón de cemento.

Si se adiciona a la lechada material fibroso y/o aditivos de control de pérdida de circulación, se reduce el problema de la desintegración del cemento residual conforme se perfora el tapón de cemento, al reanudarse las operaciones, asegurando mayor éxito en el trabajo

#### Pruebas de formación.

Los tapones de cemento son generalmente necesarios en la perforación del pozo se encuentra a una distancia considerable del fondo. Los tapones de cemento deben ser de gran longitud para que no puedan caer dentro del pozo cuando se les aplique cargas anormales.

En pruebas de formación con tubería de perforación o al colocar tapones de fondo para excluir el agua u otros fluidos de pozo, el cemento deberá ser colocado en la zona del intervalo y cubrir hasta una formación compacta e impermeable. Al taponar pozos para abandono, se debe colocar tapones de cemento en las zonas productoras de agua y en las diversas tuberías de ademe cementadas. Es conveniente el tener datos de un registro de calibración para una adecuada ubicación de colocación del tapón.

#### Sistema de lodo.

Antes de que se coloque un tapón de cemento, deben de estudiarse el lodo y sus propiedades. Por estadísticas, más del 70 % de los sistemas de lodo en uso contienen algo de lignosulfonato de ferrocromo, que puede interferir el fraguado adecuado del cemento. Algunos de estos lodos no generan características de tixotropia (gel.) en contacto con el cemento, y por lo tanto permiten que la lechada, que es de mayor densidad se asiente sobre el lodo del fondo del pozo.

Con sistemas de lodo base agua un esfuerzo gel mayor tiene lugar en la interfase con el cemento. Para obtener una buena adherencia entre el tapón y la formación debe removerse el enjarre del lodo.

Estudios sobre tapones demuestran que el sistema de lodo debe tener una viscosidad Marsh de 45 a 80 segundos, una viscosidad plástica de 12 a 20 cp., un punto cedente menor de 5 lb/ 100 pies<sup>2</sup>, una pérdida de agua menor de 15 cm<sup>3</sup>. En algunas áreas es conveniente el uso de baches para problemas de contaminación de lodo/cemento, entre el tapón de cemento mezclando bentonita, agua y material densificante (barita).

#### Volumen del cemento y Diseño de la lechada.

La cantidad de cemento para un trabajo en particular es controlada por la longitud del tapón y el diámetro del pozo. (casos especiales especifican la longitud del tapón legalmente requerida para dejarse en una perforación abandonada).

## II.5. FLUIDOS DE CONTROL UTILIZADOS EN LA TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS PETROLEROS.

Son aquellos fluidos que se colocan contra la formación productora cuando se mata, limpia, tapona, estimula o perfora (disparos) un pozo.

El contacto de los fluidos con la formación, constituirá la fuente básica de su daño por el *flujo hacia el exterior*. Este contacto no puede ser eliminado; por esta razón el ingeniero debe seleccionar fluidos que minimicen la posibilidad de este daño, sobretodo en las formaciones que no responden con eficacia a los tratamientos de estimulación.

Los fluidos utilizados para la terminación, y reacondicionamiento incluyen: lodos, ácidos, líquidos perforantes y desplazadores; limpiadores químicos solventes y surfactantes.

Antes de decidir en qué pozo se han de utilizar estos líquidos, es necesario tomar en cuenta diversos factores:

*Se debe considerar el ambiente en el cual se va a realizar la operación:*

- 1). Profundidad de la zona productora
- 2). Presión de fondo
- 3). Temperatura (del fondo y de la superficie)
- 4). Disponibilidad de fluidos.
- 5). Preparación de los fluidos y su costo.
- 6). Características de la formación y de los fluidos que contenga.

Sea cual fuere el tipo de fluidos seleccionado, éste debe de estar limpio y libre de sustancias extrañas en suspensión.

La tabla 1, indica los objetivos que deben satisfacerse al utilizar un líquido para el servicio del pozo. Sin embargo, hay dos objetivos primarios que debe de satisfacer la intervención al pozo.

- a). Proteger de todo daño la formación productora
- b). Controlar el pozo durante las operaciones.

El primero es probablemente el más importante dado que algunos pozos requieren poco control, pero todos necesitan de la protección adecuada.

A menudo cuando se va a reacondicionar un pozo, se presta poca atención a proteger la formación del daño que puede causarle el fluido utilizando para este trabajo. Por ejemplo, el principal objetivo de muchos reacondicionamientos es aumentar, o por lo menos restaurar, la producción en un pozo. Tal reacondicionamiento no tiene por mira hacer que el pozo reduzca su producción; o peor aún, hacer que sea abandonado.

Sin embargo, una selección descuidada o apresurada del fluido para el reacondicionamiento, puede ser la causa directa de cualesquiera de estos motivos que afectan al pozo su productividad.

Aparte de cualquier objetivo específico de la operación, hay que prestar atención al seleccionar un fluido para el servicio de un pozo:

- a).- Algún fluido se filtrará siempre en la formación, las características de esta filtración deben mitigar y no agravar los daños a la formación ocasionados por expansión o dispersión de las arcillas, los cambios en la humectación (mojabilidad) de la roca o la formación de emulsiones.
- b).- Considerando la susceptibilidad del pozo a cualquier clase de daño, el fluido más económico será aquel que satisfaga los objetivos básicos y específicos al menor costo.
- c).- La densidad del fluido no debe ser mayor de la necesaria para controlar el pozo.
- d).- Los fluidos contenidos en el espacio anular de la tubería de producción, deben de estar libres de sólidos, no ser corrosivos y ser estables por largo tiempo.

• **Características del fluido.**

Los fluidos para reacondicionamiento de pozos, que deben satisfacer los objetivos señalados en la tabla 1 tendrán casi siempre los tres componentes básicos, a saber:

- a).- Fase líquida (filtrado).
- b).-Partículas de refuerzo (enjarre).
- c).- Aditivos para controlar la pérdida del filtrado, capacidad de acarreo, alcalinidad, control de P.H., etc.

Habrán ciertas excepciones a esto, desde luego, la espuma por ejemplo no contiene partículas de refuerzo.

El agua producida (o salmuera) o el aceite, se utiliza por lo general, ya sea como fluido para el servicio del pozo o como fase continua en el fluido a utilizar y tienen (mejorados con aditivos) control para la pérdida del fluido y capacidad de acarreo.

Cualquier líquido utilizado tendrá ciertas características, que le permitirán cumplir con los objetivos del servicio y que hay que tener en cuenta al seleccionar el fluido que se ha de utilizar para el reacondicionamiento del pozo.

• **Factores que ayudan a seleccionar el fluido.**

Hay que tomar en consideración las características al seleccionar el líquido adecuado. Algunos factores se relacionan estrictamente con el líquido, otros se relacionan a la interacción del líquido y de los otros componentes del sistema.

Los factores mecánicos pueden afectar la selección del fluido, estos factores incluyen:

- 1). *La velocidad anular.*- Afecta la pérdida de presión y la capacidad para limpiar el agujero, la velocidad anular se calcula por medio de la siguiente fórmula:

$$V_a = c(q/A)$$

En donde:

q = Gasto de circulación, (bl/min.)

A = Area anular en (pies<sup>2</sup>).

c = 5.61 (pies<sup>3</sup>/bl)

V<sub>a</sub> = Velocidad anular (pies/min).

- 2). *Medios de mezclado.*- Volumen del espacio anular, capacidad de las presas de mezclado,

capacidad de las bombas, capacidad de dispersión de los aditivos, limpieza de agujero.

3). *Naturaleza y cantidad de los fluidos en el agujero.*- Compatibilidad de los fluidos del agujero con los fluidos que se estén utilizando en el reacondicionamiento.

4). *Volumen del espacio anular.*- El fluido debe conservar buenas propiedades reológicas para minimizar las pérdidas de presión.

5). *Frecuencia de circulación del fluido.*- Función del volumen del espacio anular y de la capacidad de la bomba, así como la estabilidad del fluido y de las características de la suspensión de sólidos con el tiempo.

6). *Control de la corrosión.*- Es de particular importancia con los fluidos empacadores (que se encuentran en el espacio anular de la tubería de producción) logrando con el control del P.H. y los inhibidores de la corrosión (precaución: los inhibidores son a menudo compuestos catiónicos lo que puede afectar las características de la roca o los fluidos del yacimiento).

7). *Componentes del fluido.*- Solubilidad de los fluidos a las condiciones exigidas en el pozo, (presión de fondo y temperatura).

- **Limitaciones.**

Son aquellas que provocan fallas en el sistema, en relación con un fluido para el tratamiento, hay dos clases de limitaciones:

a). Las que establecen el comportamiento de la formación y su interacción con el fluido.

b). Las relaciones con el fluido mismo: cómo es preparado, transportado, conservado y utilizado.

*Las limitaciones que ofrece la formación y que hay que tener en cuenta y atender, se mencionan en la tabla 2.*

Si la presión de la formación es baja, los dos fluidos más fácilmente disponibles en el campo serán el aceite producido y el agua. A menudo lo primero que se piensa es ¿cómo puede cualesquiera de los dos fluidos antes mencionados, dañar a la formación de la que acaba justamente de salir?. La respuesta está en que si la menor cosa ha sido agregada al aceite o al agua, se ha efectuado un cambio respecto a lo que era dentro de la formación. Este cambio, cualquiera que sea, puede tener un aumento de viscosidad, lo que puede crear problemas en contacto con la formación.

Los productos químicos agregados al aceite o al agua, pueden ser los causantes de las dificultades que surjan para lograr un buen reacondicionamiento.

Antes de utilizar cualquier tipo de fluido para el reacondicionamiento del pozo, deben probarse (a temperatura de fondo y presión) los fluidos producidos, sin tratamiento alguno, para determinar si existe emulsión o precipitado indeseable después de mezclar los fluidos. La mezcla de fluidos puede tener un aumento de viscosidad, lo que puede crear problemas.

Si el fluido utilizado es incompatible con los de la formación, se debe a que en la formación existen arcillas; entonces con el uso de aceite como fase líquida del fluido, se elimina todo peligro de hinchamiento. En el caso de las salmueras, la siguiente concentración salina inhibirá normalmente la hidratación de las arcillas.

## Salmuera

## Concentración % por peso

Na Cl	5	a	10
Ca Cl	1	a	3
KCl	1	a	3

Otro tipo de incompatibilidad entre la formación y el fluido, puede encontrarse en las características de humectación de cualesquiera de los productos químicos mencionados, para el tratamiento.

El bloqueo del agua puede ocurrir cuando una roca del yacimiento mojada por agua, se humedece parcialmente por aceite.

El humedecimiento por aceite de la roca, puede ocurrir cuando se utiliza un fluido (para el servicio de un pozo) que contiene inhibidores de corrosión o solventes de emulsiones. Para impedir o remover un bloqueo por agua, debe emplearse en el fluido un surfactante con humedecimiento de agua.

Recuérdese que las pruebas de compatibilidad son esenciales cuando se utilizan aditivos surfactantes. El uso de surfactantes sin pruebas puede ocasionar más daño que beneficio. Algunas veces las características normales de los surfactantes se alteran y dan como resultado lo contrario de lo que de ellos se espera.

Un fluido sucio puede reducir la permeabilidad al taponar los canales de flujo. Aún los fluidos relativamente limpios, pueden provocar daños en la formación por medio de la inyección de partículas minúsculas.

*La fuente de sólidos orgánicos o inorgánicos en fluidos teóricamente limpios, incluyen lo siguiente:*

- 1). Fuentes básicas de fluidos.- Ríos, bahías, mares, aguas producidas, aceite de tanques de almacenamiento, etc.
- 2). Materiales particulares de fosos superficiales, tuberías de ademe, tales como, costras de todo, derrumbes, incrustaciones y suavizadores.
- 3). Impurezas en aditivos.
- 4). Los óxidos de hierro (precipitado de soluciones que contienen oxígeno disuelto), que son circulados a elevadas temperaturas por el agujero.

Algunas aguas producidas y salmueras pueden provocar graves corrosiones en las tuberías, a menos de que se tomen medidas preventivas. Generalmente, bastará un control de P.H. (salmueras alcalinas con P.H. 7.0 a 9.0). Sin embargo, si la corrosión es un problema, existen inhibidores adecuados de la corrosión, lo mismo que bactericidas (biocidas).

- **Limitaciones y recursos.**

Si se utiliza aceite en un tanque de almacenamiento, éste debe de filtrarse. Si se escoge el agua preparada como fluido para llevar a cabo la operación en el pozo, deberá filtrarse y almacenarse en tanques de almacenamiento revestidos de plásticos.

La transportación de fluidos para el reacondicionamiento desde su fuente hasta la ubicación en el lugar deseado, es también muy importante.

Si el equipo utilizado para transportar el fluido no está limpio, entonces los esfuerzos y desembolsos hechos para tener un fluido limpio de reacondicionamiento y sin contaminaciones, habrán sido en vano. Ya sea que la transportación del fluido se haga en una lancha a un pozo marino o que se utilice un carro tanque, es de suma importancia, para el buen éxito de todo trabajo que se limpien bien los tanques transportadores antes de recibir la carga de fluidos.

Cuando se descargan los fluidos de reacondicionamiento de un camión o de un lanchón, es indispensable verificar si el fluido contiene lodo, escombros, y otras impurezas. Si se observa que estos contaminantes se encuentran presentes, entonces hay que desechar el fluido para evitar dañar la formación. Los tanques de lodo deben de lavarse para suprimir todo contaminante. Las líneas de drenaje del fluido en el tanque, estarán colocadas en el fondo para que los sedimentos puedan ser drenados.

Las bombas y las líneas de lodo deben ser lavadas a presión, con un fluido limpio, para remover todo contaminante antes de bombear el fluido de reacondicionamiento del pozo.

Cualquiera que sea la procedencia de la sarta de tubos que se utilizará, es importante revisarla y limpiarla de cualquier impureza.

Se encontrará que casi toda la sarta estará sucia y conteniendo parafina, herrumbre, incrustaciones y otras muchas impurezas. Toda la sarta deberá ser cepillada y, en algunos casos, lavadas a vapor. Dejar pasar un simple diablo a través de la tubería, no es, en la mayoría de los casos, el método adecuado de inspección y limpieza.

Durante muchas de las operaciones de servicio de un pozo, el fluido se contaminará. Es necesario vigilar continuamente el fluido y cambiarlo o filtrarlo para estar seguros de que no dañe la formación.

Los reacondicionamientos son costosos. Si no se obtiene una buena fuente de fluidos limpios, para reacondicionamiento, y si el fluido no es probado, tratado, transportado, almacenado y conservado en forma adecuada, la rehabilitación puede fallar. No debe olvidarse la razón por la cual el pozo es reacondicionado y es la de restaurar o aumentar su producción, no reducirla.

**TABLA 1**

**OBJETIVOS ESPECIFICOS DE LOS FLUIDOS PARA EL REACONDICIONAMIENTO DEL POZO**

<b>OBJETIVO</b>	<b>TERMINACIÓN</b>	<b>REACONDICIONAMIENTO</b>
Control de la presión	*	*
Desplazamiento del cemento, ácidos, etc.	*	*
Fluidos para matar o fluidos para lavar o abrir las perforaciones	*	*
Fluidos empacadores	*	*
Estimulación (ácidos, fluidos para fracturamiento).	*	*
Empaque con grava	*	*
Fluidos para la estabilización de la arcilla.	*	*
Consolidación de la arena	*	*
Solventes		*
Surfactantes		*
Limpieza del agujero		*

Nota.- \* aplicación en la que se emplea.

**TABLA 2**  
**RESTRICCIÓN A LA FORMACIÓN**

<b>LIMITACIÓN</b>	<b>CONTROL</b>
Reducción a la permeabilidad.	Reducir la pérdida de fluido (Invasión de filtrado).
Presión de la formación (alta o baja).	Selección adecuada de la densidad del fluido.
Contenido de arcilla	Minimizar la hidratación de arcillas con aditivo adecuado electrolítico.
Pérdida de circulación en la formación (la fracturada o no fracturada).	Reducir la pérdida de fluido con un agente adecuado.
Sensibilidad de la formación (cambios en la humectación).	Utilizar aditivos humectantes.
Compatibilidad del fluido de la formación con el fluido utilizado para el reacondicionamiento (emulsiones, formación de depósitos).	Hacer pruebas de compatibilidad.



## II.6. LOS BROTES Y SU MEDIO DE CONTROL.

### DEFINICIÓN DE CONTROL DE POZOS.

Para realizar con seguridad y facilitar las operaciones de reparación y terminación de pozos, es necesario contrarrestar la presión de formación y llevarla a un punto de equilibrio ejerciendo una presión contraria mediante un fluido de control a la que llamaremos presión hidrostática. Para esto se deben cuidar las propiedades del fluido de control tales como: densidad, viscosidad, gelatinosidad, potencial hidrogeno, etc.

Es importante también que durante cualquier operación el pozo este lleno, la homogenización de las columnas, etc. Ya que si la presión de la formación resulta mayor que la presión hidrostática originará un brote, que es la entrada de fluidos de la formación al pozo, pero si este no es detectado a tiempo, resultará un descontrol y quizá con esto se perdería hasta el pozo.

El manejo correcto de los fluidos de control durante la perforación, reparación y terminación del pozo es un factor importante a considerar para evitar el descontrol.

#### Funciones del fluido de control.

- a). Mantener controlada la presión de formación.
- b). Evitar o minimizar el daño a la formación.
- c). Acarreo de recorte a la superficie.
- d). Suspensión de recortes al detenerse la circulación.
- e). Suspender parte del peso de la sarta.
- f). Enfriamiento y circulación.
- g). Formación de pared.
- h). Medio adecuado para hacer registros de cable.

#### **Definición de algunos conceptos básicos.**

**Control primario.**- Se le llama así al instante de tener dentro del pozo un fluido de control (lodo) adecuado que mantenga en equilibrio la presión del yacimiento con el pozo.

**Control secundario.**- Cuando el control primario a sido vencido por la presión de la formación, se cuenta con el equipo de preventores para controlar el brote del pozo.

**Control de bombeo.**- Este tipo de control funciona cuando el secundario no ha sido operado con satisfacción.

**Brote.**- Es la entrada de fluidos provenientes de la formación al pozo, tales como: aceite, gas o agua en forma inadecuada.

Esta manifestación se controla usando los sistemas de control superficial disponible y con la restitución de la presión hidrostática adecuada.

**Brote diferencial.**- Sucede cuando la presión de formación es mayor que la presión hidrostática y los fluidos de la formación invaden el agujero, expulsando la columna del fluido de control a la superficie.

**Brote inducido.**- Es ocasionado al sacar la tubería de perforación o producción, por el movimiento ascendente la cual puede sondear o aligerar la columna hidrostática, si no se tiene el cuidado de ir llenando el pozo.

**Descontrol.**- Se define como un brote de fluidos, el cual no es posible manejar a voluntad.

### **Equipo para la detección de brotes.**

El equipo contará con:

- 1).- Un indicador al nivel de fluido de control en presas, para la detección de pérdida o ganancia de fluido, este dispositivo deberá estar equipado con alarma audible y visual.
- 2).- Un contador de emboladas para cuantificar el volumen de fluido requerido para llenar el pozo al sacar la tubería y un indicador de las presas para medir el fluido desplazado al introducir la T.P.
- 3).- Un indicador de flujo en la línea de retorno, con alarma audible y visible que indique si el volumen que sale del pozo es igual al volumen bombeado.

### **Datos necesarios que deben conocerse del equipo y pozo, en caso de descontrol.**

- Profundidad de la tubería de perforación o producción.
- Presión requerida para el bombeo del fluido de control.
- Volumen del espacio anular y de la tubería de trabajo.
- Desplazamiento de la bomba por embolada.
- Emboladas necesarias para desplazar el volumen de la tubería de trabajo y el espacio anular.
- Gradiente de fractura de la formación perforada.
- Densidad del fluido de control.
- Resistencia de las tuberías de trabajo y de revestimiento y/o equipo superficial.
- Presión de prueba de conexiones superficiales.
- Presión máxima esperada.
- Geometría del pozo y estado mecánico de este.
- Parte más débil de la tubería de revestimiento y/o equipo superficial.
- Capacidad y potencia de las bombas.
- Inventario del material químico y equipo.

## Condiciones que generan el descontrol en un pozo.

1. Descompensación de columnas.
2. Falta de control en el llenado del pozo al sacar la tubería de trabajo.
3. No observar la línea de flete.
4. No prestar atención a ruidos de motores en el equipo.
5. No revisar las condiciones del equipo de control superficial.
6. No tener instalado el equipo de control adecuado.
7. No probar el equipo de control periódicamente.
8. No conocer los procedimientos de control.

## Señales indicativas de un brote.

Al instante de ocurrir un brote, el lodo es desplazado fuera del pozo. Los indicadores definidos de que el lodo está fluyendo fuera del pozo son:

- a).- Aumento de volumen de lodo en las presas de asentamiento.
- b).- Aumento en el flujo de salida.
- c).- Flujo sin tener circulación.
- d).- El pozo requiere menos volumen de lodo que el normal en viajes.
- e).- Disminución en la presión de circulación y/o aumento en el número de emboladas de la bomba.
- f).- Presencia de hidrocarburos o agua salada en el fluido de control, que contiene el pozo.

## Aumento de volumen en las presas.

Si no se añade fluido a las presas de lodo, un aumento en el volumen de estas, al estar operando, es un signo seguro de que se tiene un brote.

El equipo de medición de volumen que debe tenerse en las presas de lodo, hace sonar una alarma indicadora si el volumen de lodo aumenta o disminuye una cantidad pre-fijada. También hay accesorios disponibles, que mantienen un registro constante del volumen en presas. A estos se les conoce como "*totalizadores de volumen en presas*" los hay en diferentes marcas y modelos.

## Aumento en el flujo de salida.

El aumento en el flujo de salida es también una indicación de que está ocurriendo un brote, que a su vez está empujando lodo adicional fuera del pozo. Esta situación puede ser detectado observando el flujo de lodo a través de la temblorina. Existen equipos medidores de gasto, que pueden detectar esas variaciones en forma automática.

## Flujo con bombas paradas.

La indicación más definida de un brote es un pozo, es al tener las bombas paradas. "*si las bombas están paradas y el pozo se encuentra fluyendo, es seguro que el brote está en camino*". Checar un pozo de esta manera se le conoce como: *observar el pozo*.

Esto significa que las bobas de lodo son detenidas y el espacio anular observado para determinar si el pozo continua fluyendo o si el nivel estático del fluido esta aumentando. Cuando se observa el pozo, la práctica normal consiste en subir la sarta de trabajo de manera que la flecha se encuentre sobre la mesa rotatoria. Antes de observar si existe flujo, debe llenarse con lodo el espacio anular, en caso de que no este lleno.

### **El pozo toma menos o da más lodo que el normal en los viajes.**

Cuando se realiza un viaje (introducción extracción de tubería), es más difícil detectar un brote. En cualquiera de los casos, para poder detectar un brote en sus inicios, es necesario llevar un control del volumen de tubería metido o sacado del pozo y el correspondiente volumen de lodo.

Al meter tubería dentro del pozo, se desplazará lodo hacia fuera. El volumen de lodo desplazado del pozo deberá ser igual al volumen de tubería introducido. Si el volumen de lodo desplazado es mayor que el volumen de tubería introducido, entonces, fluidos de la formación estarán entrando al pozo y estarán forzando lodo hacia fuera, es decir, que estará ocurriendo un brote. Si el volumen de lodo desplazado es menor que el volumen de acero de la tubería introducida, entonces se tendrá una pérdida de circulación.

En caso de que se este sacando tubería del pozo, se debe añadir lodo para que vaya ocupando el espacio previamente ocupado por la tubería que ya se saco. El volumen de lodo requerido para llenar el pozo, debe ser igual al volumen de acero que ha sido extraído. Si por el contrario, se requiere una cantidad menor para rellenar el pozo, entonces se tendrá una indicación de que esta ocurriendo un brote. Ahora bien, si la cantidad de lodo requerida para llenar el pozo es mayor que el volumen de acero extraído, entonces se tendrá una pérdida de circulación. La extracción de tubería del pozo es una operación más crítica que una introducción, debido a los efectos de sondeo y llenado del pozo. El efecto de sondeo y llenado ocasional del pozo, reducen la presión en el fondo y esto puede originar que ocurra un brote. Ambas operaciones de viaje requieren que se determine el volumen de tubería. El método que se refiere para el calculo de volumen de acero de la tubería, es apartir de las tablas de desplazamiento, para el tamaño y peso de la tubería en particular que se va a introducir o sacar.

El volumen real requerido para llenar el pozo puede determinarse mediante:

- a). La capacidad de espacio anular y la tubería de trabajo con el medidor de gasto.
- b). El cambio en el nivel de presas
- c). El conteo de las emboladas para llenar el espacio anular.

Cuando se mete tubería al pozo, el volumen de lodo desplazado debe ser igual al volumen del área de acero de la tubería de trabajo.

Pueden instalarse medidores de gasto de tal manera que midan el volumen bombeado dentro del pozo o el volumen sacado del. El nivel de la presa de lodos debe poder ser sensible a los cambios en el volumen de lodo; sin embargo debe recalcar que se necesita un volumen grande de lodo para que el cambio pueda ser notorio, especialmente en presas con área bastante grande.

### **Disminución de la presión de circulación y/o aumento de las emboladas.**

Cuando ocurre un brote durante las operaciones de perforación, terminación o reparación, los fluidos debido al brote entran al espacio anular formado entre la sarta de trabajo y la tubería de revestimiento.

La presencia de estos fluidos (por una densidad menor) causaría que la presión hidrostática en el espacio anular, sea menor que la presión en el interior de la tubería de trabajo.

Esta diferencia en las presiones hidrostáticas ayudará a que el lodo fluya de la tubería hacia el espacio anular y esto causará una disminución en la presión de circulación, la cual puede ser debida a la presencia de un brote. Sin embargo, una disminución en la presión de circulación puede deberse también a otras causas por ejemplo: reducción en el gasto de circulación, cambio en las propiedades del lodo como: densidad, viscosidad, etc.

### **Lodo contaminado con agua o aumento de cloruros.**

La detección de salinidad en el lodo y la disminución de la densidad es una indicación de que hay entrada de agua salada al pozo y esto en consecuencia nos puede indicar un posible brote. La presencia de cualquiera de estos dos indicadores obliga a observar cuidadosamente el pozo, para verificar si hay o no un brote.

### **Lodo cortado con gas.**

La aparición de lodo severamente cortado con gas puede deberse a flujo de fluidos de la formación al pozo y que están siendo circulados a la superficie. Sin embargo, el volumen de gas presente en el lodo se expande muchas veces, a medida que dicho gas se va circulando hacia la superficie; es por esto que, una pequeña cantidad de gas adicionada en el fondo del pozo, parece ser una cantidad mucho mayor cuando el gas llega a la superficie. Como la mayor expansión del gas ocurre cerca de la superficie del pozo, el lodo severamente cortado con gas, producirá una pequeña reducción en la presión de fondo.

### **Causas de descontrol.**

Al estar perforando, terminando o reacondicionando un pozo, surgen brotes imprevistos, los cuales se originan debido a lo siguiente:

- a). Densidad inadecuada del fluido de control.
- b). Llenado inapropiado del pozo al meter o sacar la barrena.
- c). Rotura de tubería de revestimiento, en la base del árbol de válvulas.
- d). Instalación inapropiada de conexiones superficiales.
- e). Rotura de conexiones superficiales.
- f). Presión diferencial entre la formación y la hidrostática necesaria para controlar el pozo.
- g). Desconocimiento de procedimientos de control y operaciones inadecuadas.
- h). Pruebas de producción con árbol de sobre rotaria.

## **Descripción de las causas de descontrol más importantes.**

### **Densidad inadecuada del fluido de control.**

Las operaciones que se realizan al estar perforando, terminando o reacondicionando un pozo, presentan lo siguiente :

La presión hidrostática ejercida en el fluido de control; debe ser ligeramente mayor que la presión de la formación.

En algunas ocasiones la presión de formación excede en valor a la ejercida por la columna hidrostática, esto se debe a que se utiliza una densidad incorrecta en el fluido de control, siendo esta una de las causas más importantes en el origen de los brotes. El uso de la densidad inadecuada es la falta de conocimiento de la verdadera presión de fondo de yacimiento.

### **Llenado inapropiado del pozo al sacar la tubería.**

Los trabajos que con mayor frecuencia se efectúan en la intervención de un pozo son realizar movimientos de tubería; en la mayoría de los casos esta es la causa de que se origine un brote o arrancon ya que al estar sacando la tubería, el nivel de fluido de control baja por el desplazamiento del acero de la tubería que se está sacando, y como consecuencia la presión de la columna hidrostática ejercida por el fluido de control disminuye, originando un brote o un arrancon, ya que la presión de fondo es mayor; esto sucede por no reponer el volumen desplazado por el acero de la tubería de perforación o producción.

### **Instalación inapropiada de conexiones superficiales.**

Esta es quizá una de las causas que con menos frecuencia originan riesgos de arrancones, pero es importante mencionarla, ya que al instalar las conexiones deberán verificarse las condiciones que tienen, así mismo constatar que su presión de trabajo sea la correcta de acuerdo a la que van a estar sometidas. Se debe revisar lo siguiente de las conexiones instaladas:

- Que presión manejará el pozo en la superficie.
- Que operaciones se efectuarán a través de ellas (pueden ser cementaciones, desplazamientos con nitrógeno o fracturamiento).
- La presión máxima a la que se someterán.

Todo esto se efectúa con el fin de evitar riesgos de rotura por fatiga, eliminando así el surgimiento de un arrancon, el cual, si no se controla a tiempo, puede convertirse en descontrol.

### **Presión diferencial entre la formación y la hidrostática necesaria para trabajar.**

Es una de las causas que puede originar un brote o arrancon, debiéndose principalmente a que no se tiene en el pozo un fluido de control con la densidad adecuada, que nos proporcione una diferencial entre la presión ejercida por la columna hidrostática y la presión de fondo.

Esta diferencial debe existir invariablemente para que al momento de estar sacando tubería del pozo, halla un equilibrio entre ambas presiones, mientras se repone el volumen de fluido desplazado por el acero.

### **Desconocimiento de procedimientos de control y operaciones inadecuadas.**

Es la causa que con mayor frecuencia provoca que los brotes se conviertan en verdaderos descontrolados ya que por lo general los miembros que componen las cuadrillas que tripulan las conexiones de control en el pozo, al instante de presentarse un brote, desconocen los procedimientos a seguir para controlar el pozo y el manejo adecuado del equipo que suministra la presión de operación de estas conexiones.

### **Efecto de sondeo y pistoneo.**

La velocidad con que se maneje la tubería al sacar la barrena o cualquier otra herramienta, producirá que se haga un efecto de sondeo y al introducirla se tendrá un efecto de pistón que puede fracturar la formación, ocasionando que el fluido de control se pierda y/o entre de la formación al pozo.

El efecto de sondeo o pistoneo, aparte de la velocidad de movimiento de la tubería, se verá afectada por la viscosidad del fluido de control y los accesorios de trabajo que lleva la tubería de perforación o producción : empacadores, válvulas de contrapresión, hules protectores de tubería etc.

### **Procedimientos de cierre del pozo.**

En las terminaciones o reacondicionamientos que se efectúan a los pozos, se realizan operaciones de introducir y sacar tubería, ya sea franca o con herramientas.

Cada una de ellas representa un riesgo de brote; si no se perciben a tiempo las señales y causas que lo originan, así como las condiciones que impiden detectarlos.

De acuerdo a los arreglos superficiales de circulación y conexiones de control por ejemplo: bombas de lodo, múltiple de válvulas en preventores y múltiple de estrangulación, será necesario llevar un estricto control en el procedimiento de cierre, ya que la operación depende totalmente de las condiciones mecánicas del pozo.

*Para aplicar cualquier procedimiento de cierre, debemos saber si el pozo puede cerrarse o no es posible; por lo que se deben considerar los siguientes aspectos:*

- 1). Condiciones de equipo que sirve para accionar las conexiones superficiales.
- 2). Identificación del fluido invasor (agua salada, gas o aceite).
- 3). Material Químico necesario para el fluido de control.
- 4). Peso de la sarta y determinación de la fuerza de expulsión.

### **Condiciones de equipo que sirve para accionar las conexiones superficiales.**

Es uno de los aspectos más importantes que deberán cuidarse ya que si se conocen las capacidades de las conexiones superficiales, se estará en condiciones de mantener el pozo abierto o cerrado.

Conocer la máxima presión interna que debe soportar una tubería de revestimiento de explotación, el API recomienda un factor de seguridad del 20% por lo tanto la presión máxima a que debe someterse la tubería de explotación será al 80% de su capacidad. De aquí la importancia de que la presión de pozo máxima esperada, no rebase la presión interna de trabajo de las conexiones superficiales.

### **Material Químico necesario para el fluido de control.**

Es necesario conocer el peso por litro que se debe agregar a un fluido para obtener una densidad final deseada, para ello se tomará en cuenta lo siguiente:

- Densidad final
- Densidad inicial
- Densidad del material densificante

### **Peso de la sarta y determinación de la fuerza de expulsión.**

Para el cierre del pozo es de suma importancia conocer la cantidad de tubería que se tenga en el interior del pozo, el fluido de control utilizado y la presión que llegará a alcanzar durante algún movimiento de tubería, ya que si el pozo no tiene la cantidad de tubería que proporcione el peso necesario, esta será expulsada.

Uno de los procedimientos inmediatos al brote es sujetarla con el preventor, poniendo el siguiente cople o junta de tubería en contacto con los arietes de los preventores.

Los aspectos que serán necesarios calcular para manejar con seguridad el problema son:

- Peso de la sarta en el aire.
- Peso de la tubería sumergida en el fluido.
- Fuerza de expulsión.

En caso de manejar gas, se considera lo siguiente:

- Rotura en TR o conexiones superficiales.
- Presión de fractura de la formación.

Antes de iniciar cualquier operación de pozos petroleros ya sea meter o sacar tubería de trabajo, se debe tener controlado el pozo.

El desconocimiento y habilidad que se tenga para desarrollar esta actividad, será el éxito o fracaso que dicha operación. Considerando que el mejor control es aquel que no daña las conexiones superficiales o la formación, permitiendo así la mejor extracción del crudo.



Existen básicamente tres técnicas de control las cuales pueden ser utilizadas en control primario o control secundario y son las siguientes:

- a). Bombeo o circulación de fluidos.
- b). Precipitación de sólidos.
- c). Mecánicos combinados.

**a). Bombeo o circulación de fluidos.-** Dentro de este método el más común es el *método del operador*, el cual se basa en el uso de la misma densidad del fluido con el que se estaba operando para desplazar los fluidos extraños que entraron al pozo, este bombeo se hace en forma directa por la T.P. y el gasto de bombeo debe ser mayor que el gasto que arroja el pozo. Este procedimiento dará como resultado presiones en la superficie ligeramente más altas, pero puede ser usado con seguridad si se cumple lo expuesto anteriormente siempre y cuando la densidad del fluido de control sea la adecuada. Se debe desplazar todo el fluido original por el nuevo fluido de control adecuado, cuidando siempre que la presión el fondo sea igual o un poco mayor que la presión de formación.

**b). Precipitación de sólidos.-** Para esta técnica solo describiremos un método llamado *bombeo de agua con barita*. Generalmente se bombea un volumen suficiente de agua con barita para tapar con precipitación el intervalo que se encuentra fluyendo, cerrando el pozo y facilitando dicha precipitación.

**c). Mecánicos combinados.-** Estos se clasifican básicamente en: Introducción de tubería a presión, tubería flexible, e instalar equipo de control con flujo en el pozo.

**c.1. Introducción con tubería de presión.** Se utiliza este método en los pozos que contengan presión, cuando se tiene un conjunto de preventores instalados sobre el cabezal del pozo problema. El forzamiento puede hacerse cargando peso a la tubería con un polipasto o bien usando un equipo especial que introduzca la tubería de presión mediante gatos hidráulicos. Además se recomienda que se utilice una válvula de retención en la tubería de trabajo, para no permitir el flujo del pozo.

**c.2. Tubería flexible.-** Este equipo fue diseñado para ciertas operaciones más rápidas y económicas que las realizadas con un equipo convencional ya sea en reparación o terminación de un pozo.

Las operaciones pueden hacerse en el pozo con un árbol de válvulas instalado o bien con el conjunto de preventores. La introducción de la tubería flexible se hace mediante la fuerza hidráulica impulsada por las bombas instaladas en la unidad.

Cuando la tubería de producción en pozo terminado se encuentra rota y no admita la formación, se utiliza este método. Su uso está condicionado a las limitaciones del diámetro y resistencia, para lo cual deben tomarse en cuenta la presión y profundidad del pozo a intervenir. No es recomendable usar tubería flexible cuando se tengan desprendimientos o colapsos en la tubería de producción.

**c.3. Instalar equipo de control con flujo en el pozo.-** Es el método de control más riesgoso que existe actualmente, su uso esta condicionado a la falla al conjunto de control superficial secundario, es decir, cuando el conjunto de preventores o cabezales del pozo esta totalmente dañado.

## CAPITULO III

### III. PROGRAMA Y ANALISIS DE LA INFORMACION PARA TERMINAR Y/O REPARAR UN POZO PETROLERO.

#### III.1. INTERVENCIONES A POZOS PARA SU MANTENIMIENTO Y CONSERVACION.

##### CONCEPTOS GENERALES.

**Inducción.**- La inducción de un pozo como su nombre lo indica es hacer que los fluidos de la formación, mediante la presión del yacimiento se eleven a través de la tubería de producción hasta la superficie, si esto no sucede se aligera la columna hidrostática del pozo. Lo cual se logra desplazandolo por otro de baja densidad, como puede ser una espuma o un gas ( $N_2$ ). También se puede inducir un pozo mediante la introducción de una herramienta que succione el líquido dentro de la tubería (sondeo).

**Terminación.**- Se considera la terminación de un pozo a la serie de actividades efectuadas a partir de que la última tubería de revestimiento de explotación cementada, y el pozo se pone a producción fluyendo a la batería de recolección. Si la producción de hidrocarburos no es costeable comparado con los costos del pozo, se tapona el pozo ; o si sus fines fue inyectar un fluido a la formación, se considera como terminación de pozo inyector.

**Estimulación.**- Las técnicas de estimulación constituyen un medio por el cual se mejoran las condiciones de productividad o inyectabilidad de un pozo, y consiste en introducir a la formación de una manera adecuada ciertos materiales o productos cuya función es la de mejorar o restablecer las condiciones propicias para el flujo de los fluidos a través de la misma, o sea corregir el daño. Dichos materiales son muy diversos y van desde ácidos hasta fluidos de alta viscosidad para fracturar la formación, así como partículas sólidas utilizadas como agentes apuntalantes. Las técnicas principales de estimulación conocidas son las acidificaciones y los fracturamientos.

**Fracturamiento.**- Es la técnica que consiste en inyectar un fluido a la formación, a una presión suficientemente alta para que genere una fractura en la roca. Cuando se emplea ácido en formaciones calcáreas se forman canales de flujo por la disolución de la roca en las paredes de la fractura. En el caso de arenas o areniscas se utilizan agentes apuntalantes y si se mantiene abierta la fractura. Los fluidos utilizados en una estimulación pueden ser agua, ácido, diesel, espuma, etc.

La espuma ha tenido gran éxito como fluido de limpieza en los campos petroleros así como en la estimulación de las formaciones. Las propiedades reológicas de la espuma han determinado su uso y entre ellas están : alta capacidad de acarreo, no daña a las formaciones productoras, las pérdidas de presión por fricción son bajas, no existen pérdidas de fluidos y no reducen la conductividad de las fracturas por saturación de fluidos. Las espumas normales se forman de agua, surfactante y gas inerte ( $N_2$ ).

**Acidificación matricial.**- Se define como la inyección de un ácido en los poros de la formación en la vecindad del pozo a una presión menor a la de fractura. La finalidad es que el ácido penetre en forma radial para corregir el daño al disolver las partículas que obstruyen los poros de la roca ó cambian la saturación de la formación.

**Reparación.**- La reparación de un pozo petrolero, es la serie de trabajos efectuados para restablecer la producción de hidrocarburos cuando a dejado de fluir por sí solo, ó bien, cuando se tenga alguna falla en el aparejo de producción, siendo necesaria su corrección. Las reparaciones se clasifican en dos tipos : reparaciones mayores y menores.

**Reparación mayor.**- Es la que se efectúa en el pozo, interviniendo directamente el yacimiento y/o modificando su estado mecánico.

**Reparación menor.**- Es la que se realiza para corregir fallas en las conexiones superficiales y/o subsuperficiales, no se alteran las condiciones del yacimiento ni la estructura mecánica permanente del pozo.

**Daño a la formación.**- Es la alteración negativa de las propiedades de flujo de los conductos porosos y fracturas en la vecindad del pozo, las perforaciones de los disparos y del yacimiento mismo. Este daño puede ser originado durante las operaciones realizadas en un pozo, desde su etapa inicial de perforación hasta su etapa de recuperación secundaria, pasando por la terminación, la reparación, la limpieza y toda operación inherente a su producción. El daño puede variar desde una pequeña pérdida de permeabilidad, hasta el bloqueo total de las zonas productoras. El daño significa reducción de la producción y de la recuperación. Generalmente es mucho más económico controlar el daño mediante el control adecuado del fluido de perforación, que estimular los pozos dañados, sobretodo cuando se observa que es difícil o imposible lograr la restitución de la producción.

#### **Objetivos de las intervenciones a pozos para su mantenimiento y conservación.**

1. Restitución y/o mejoramiento de la productividad o inyectabilidad.
2. Corrección de fallas en el equipo superficial y/o subsuperficial.
3. Prevención de problemas.
4. Reconocimiento del estado mecánico del pozo.
5. Obtención de información y/o muestras.
6. Cambio en las condiciones de flujo.

#### **Principales recursos y materiales para la intervención en reparaciones menores.**

##### Equipos básicos :

- a). Equipo de reparación convencional
- b). Equipo de reparación de presión controlada (snubbing).

- c). Equipo de tubería flexible.
- d). Equipo de línea de acero.
- e). Equipo de Unidad Generadora de Espuma.

**Equipo de reparación convencional.-** Es un equipo semejante al equipo de perforación, solamente que de menor capacidad. Se utiliza para efectuar operaciones en reparación de pozos como son :

Recuperación de aparejo, pruebas de cabezal y conexiones, instalación del equipo superficial y de control, limpieza del pozo, registros, cementaciones forzadas, instalación de árbol de válvulas, introducción y ajuste de aparejo, etc.

**Equipo de reparación controlada (snubing).-** Por lo que respecta al Snubbing, es una unidad relativamente nueva, *la cual es utilizada para meter ó sacar tubería en pozos con alta presión.* Se utiliza en casos especiales como descontrol de pozos. También se puede utilizar para llevar acabo ciertas operaciones tales como : pescas, moliendas, fracturamientos, acidificaciones, etc. La forma en que opera esta unidad es bastante sencilla ; está dividida en dos partes que son : *aparejo de control y la unidad de inserción.* El primero consta de un juego de preventores para controlar las presiones y la segunda, está compuesta de un conjunto de gatos hidráulicos y cuñas, con las cuales se mete o se saca la tubería.

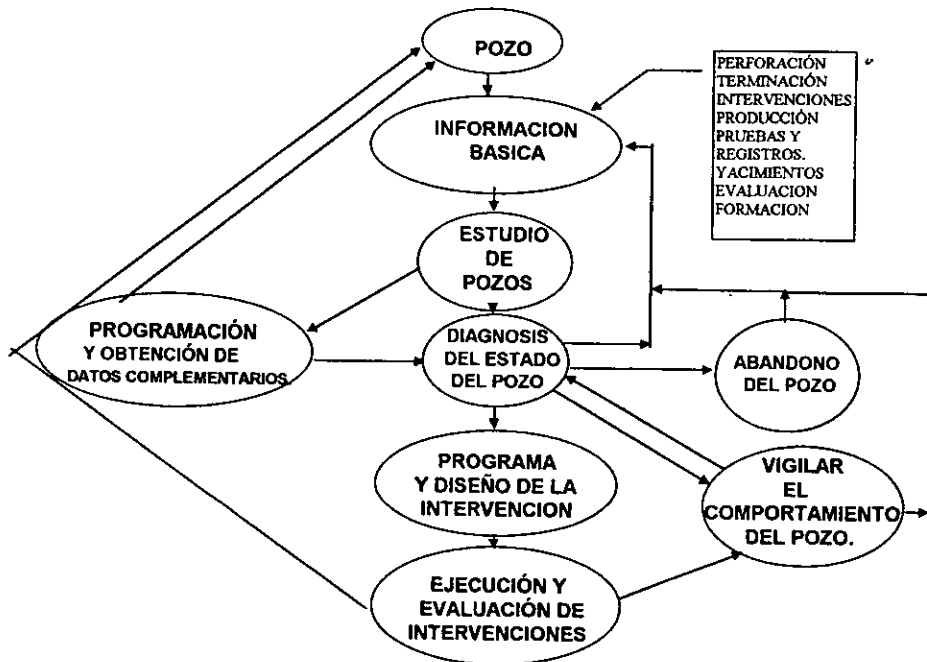
**Equipo de tubería flexible.-** Este equipo tiene grandes ventajas sobre los equipos convencionales, está montado sobre una plataforma remolcable sobre la cual se trasporta. El tiempo para instalar la Unidad de Tubería Flexible (U.T.F.) es muy corto (aproximadamente dos horas) ; realizándose diferentes tipos de intervenciones minimizando el tiempo de estas en el pozo. Algunas de las intervenciones que se pueden realizar con esta unidad son : desarenamientos, desparafinamientos, eliminación de tapones de sal, etc.

Una de las razones por la cual resulta más rápida la intervención, es que no se necesita sacar el aparejo de producción. De esta forma la U.T.F. puede operar con ó sin equipo convencional, obteniéndose grandes ventajas tanto en el aspecto económico como en el operativo.

**Equipo de línea de acero.-** Es un equipo sencillo y rápido que consiste en cortadores y raspadores. Se utiliza para eliminar incrustaciones leves de  $CaCO_3$  ó  $NaCl$ .

**Equipo de la Unidad Generadora de Espuma (U.G.E.).-** Esta unidad es un equipo moderno, en donde a través de ésta se genera una (espuma estable preformada) y es utilizada como fluido de control en pozos con baja presión de fondo. Esta espuma debe de tener ciertas características especiales, para cumplir con dicho fin. La instalación y operación de la unidad es sencilla pero de gran cuidado, ya que una mala conexión ó fuga en las instalaciones puede ocasionar un descontrol del pozo. Esta unidad interviene en ciertas operaciones tales como : desplazamiento de fluidos, limpieza de incrustaciones, desparafinamientos, etc.

## PLANEACION DE LA INTERVENCION DE UN POZO.



*Determinación de problemas diagnosticables mediante :*

- 1). Muestreo y aforo
- 2). Equipo de línea
- 3). Equipo de Geofísica.

### Muestreo y aforo.

- Confirmación de un comportamiento anormal en las condiciones de explotación del pozo.
- Identificación de baja producción ( o inyección ) anormal.
- Determinación de alta producción de agua o gas.
- Detección de fugas en las conexiones superficiales.
- Presencia de presión en los espacios anulares.

- Revisión del estado mecánico del pozo (superficial y subsuperficial).
- Medición de producción ( o inyección).
- Relación agua-aceite.
- Relación gas-aceite.
- Medición de presión.
- Análisis de productos.

#### Equipo de línea.

- Detección de obstrucciones del pozo a través del calibrador
- Identificación de obstrucción metálica (pescados) con sello de plomo o resistencia por obstrucción de otro tipo.
- Identificación tipo resistencia (depósitos de sales, arena, sedimentos, otros ; material asfáltico y/o parafínico y bacterias a través de la cubeta muestreadora).
- Identificación de tipo de fluidos en el pozo con registro de gradiente y muestreador de fluidos.
- Determinación de daño y abatimiento de presión en registros de variación de presión.
- Calibración (calibrador).
- Toma de impresión (sello de plomo).
- Medición de gradiente de presión.
- Medición de presiones de fondo.
- Medición de variación de presión.
- Muestreo de fluidos y productos.

#### Equipo de Geofísica.

- Estado de aparejos de producción (inyección), estado de tuberías de revestimiento, estado de cementación primaria (registro sonico), condiciones de aportación de fluidos, tipo de fluidos aportados, condiciones de inyección de fluidos, todo ello identificado con estos registros.
- Medición de temperatura (registro de temperatura).
- Determinación de densidades (gradiomanómetro).
- Medición de flujo (molinete).
- Inyección de trazadores radiactivos (rayos gama)
- Medición del tiempo de decaimiento termal (registro TDT).
- Toma de registros de ruidos.
- Calibración de tuberías (calibrador electrónico).
- Inspección tubular (registros de anomalías).

## Problemas más frecuentes que presenta un pozo para su explotación.

Estos problemas son los siguientes :

- Incrustaciones de sal.
- Arenamiento.
- Parafinamiento
- Invasión de agua.
- Alta relación gas-aceite
- Otros problemas

**Incrustaciones de sal.**- Es un depósito mineral formado en las superficies en contacto con agua, y que al unirse los iones en solución van formando moléculas, que a su vez forman núcleos de sal donde la acumulación de estos va creciendo hasta formar un cristal que llega a estrangular la tubería, o la parte donde se incruste. Dentro de las principales causas de estas incrustaciones, se debe principalmente al agua original desde la formación del aceite, a los cambios de temperatura, cambios de presión, concentración de iones comunes, mezclas de aguas y contenido de iones incompatibles. Además estas incrustaciones de sal se debe a la sal que no se disolvió completamente. La incrustación, se da en la propia formación, en los disparos, en el equipo superficial y subsuperficial del pozo, en los sistemas de recolección, separación y tratamiento. Los tipos generalmente son : *carbonatos* de calcio, magnesio y hierro, *sulfatos* de bario, estroncio calcio y hierro ; óxido de hierro y cloruro de sodio.

**Arenamiento.**- En la mayor parte de las reparaciones que se efectúan en yacimientos de arenas o areniscas se ha encontrado que los pozos se encuentran arenados, pudiendo ser de unos metros hasta más de 150 m. , llegando a cubrir completamente la zona de los disparos. Al perforar un pozo, se rompe el equilibrio del cedazo natural de la arena productora acarreado, al fluir, granos de arena, acumulándose los granos más gruesos en las perforaciones de los disparos y los granos finos se depositan en los intersticios de los granos mayores, obteniendo así un nuevo cedazo, esto no siempre sucede, ya sea por su mala explotación del pozo o que se trate de arenas muy deleznable, el acarreo de arena al pozo en algunas ocasiones es lenta y otras en unos cuantos días el pozo se encuentra arenado siendo necesario una reparación.

**Parafinamiento.**- La acumulación de parafina en la tubería de producción presenta un problema grande. El parafinamiento se debe principalmente a cambios de temperatura la cual disminuye la solubilidad de la parafina en el crudo depositándose en forma de cristales, en la superficie poco pulida de la tubería de producción principalmente, este depósito depende de la proporción de parafina contenida en el aceite. La presión, la temperatura ejercen también influencia en la acumulación de parafina en la tubería de producción principalmente, al bajar ésta, la solubilidad en el crudo disminuye ; incrementando el depósito, las arenas finas, gomas, etc. contenidas en el crudo, forman masas

compactas que llegan a obturar completamente la tubería de producción, se observa que el depósito de parafina alcanza de 300 a 400 metros de profundidad, y se deposita en lugares donde cambia de dirección el flujo y en donde sufre estrangulación el mismo. El método de solución es aplicando aceite caliente en la parte problema o productos químicos.

**Invasión de agua.**- La invasión de agua salada en los pozos, es uno de los problemas más graves, ya que su reparación presenta grandes dificultades y el costo de esta clase de reparaciones es muy elevado (reparación mayor) por el tiempo empleado, y no siempre se logra que el pozo quede productor de aceite.

Por las multitudes fallas y fracturamiento que presenta en esta estructura, no se puede hablar de un nivel de agua general, pues está se encuentra a diferentes profundidades dependiendo de la zona de que se trate.

*Las causas que originan que los pozos produzcan agua salada son múltiples, se indican las siguientes :*

- 1). Por el exceso de gasto de producción con el que se a explotado el pozo.
- 2). Por una deficiente terminación, debido a la mala selección del intervalo de explotación.
- 3). Deficiente cementación de la tubería de revestimiento o deterioro de la misma.
- 4).- Por el avance natural del agua.

En un principio se tiene un contacto agua-aceite, el cual avanza conforme se extrae aceite, ocupando el lugar dejado por éste, puede llegar a formar un cono y aumentar la relación agua-aceite hasta que el pozo deje de producir, por la presión ejercida por la columna hidrostática, o hacer que el aceite así obtenido, sea incoesteable.

**Alta relación gas aceite.**- La relación gas- ceite, es por definición : El volumen de gas producido a condiciones atmosféricas, entre el volumen de aceite producido a condiciones atmosféricas.

El gas es la fuente de energía principal del yacimiento, por lo tanto, es de gran interés que esta relación sea óptima.

Los factores que alteran esta relación son principalmente los siguientes :

- Una mala terminación
- Una rápida producción (grandes volúmenes de extracción).
- Parafinamiento ó arenamiento.
- Deterioro de la tubería de revestimiento, o una cementación defectuosa de la misma.

Al producir un pozo con alta relación gas-aceite, depresiona el yacimiento y se desperdicia la energía propia de este, esto se presenta cuando el intervalo productor se ha seleccionado inadecuadamente o en el casquete de gas.

**Otros problemas.**- la presencia de azufre en los crudos es siempre perjudicial por su poder corrosivo, representa un problema en los campos que lo contienen.



### III.2. CAUSAS QUE ORIGINAN EL MANTENIMIENTO Y LA BAJA PRODUCTIVIDAD EN LOS POZOS.

El ingeniero petrolero tiene la responsabilidad de hacer que cada pozo produzca a un gasto especificado, para explotar racionalmente los yacimientos, sin sacrificar una larga vida productiva de un pozo por un corto período de sobreproducción.

Las recomendaciones válidas sobre la manera en que un pozo de aceite o gas debe producir, es necesaria una comprensión clara de los principios que rigen el movimiento de los fluidos desde la formación hasta la superficie.

Básicamente es necesario conocer la situación real del pozo y la posibilidad de mejorar sus condiciones de explotación. Para esto se necesita información sobre las características del sistema roca -fluidos, el estado actual del agotamiento del yacimiento, la eficiencia de la terminación del pozo., etc. Si se encuentra que el pozo no está produciendo de acuerdo con su capacidad, se deben investigar las causas, las cuales corresponden a los siguientes tipos de problemas : **del yacimiento, de los fluidos, del pozo y del equipo.**

#### Causas de la baja productividad de un pozo.

**Problemas en los que se tiene bajo nivel de control**  
(Problemas asociados con el yacimiento y los fluidos que contiene)

**Baja capacidad del yacimiento.-** La baja capacidad puede ser debida a que se tienen bajas permeabilidades y/o espesores, lo cual trae como consecuencia bajos gastos de producción ; para mejorarlos se pueden realizar tratamientos con ácido o fracturamientos, que aumentan la permeabilidad del yacimiento en la vecindad de los pozos.

**Malas características de permeabilidades relativas.-** Las permeabilidades relativas son función de la geometría de los granos, el grado de uniformidad, y la distribución del tamaño de los poros, principalmente para un juego de saturaciones ; en menor escala también depende de la viscosidad, tensión interfacial y gradiente de presión ( fig. 1 ; variaciones en las curvas de  $K_r$ )

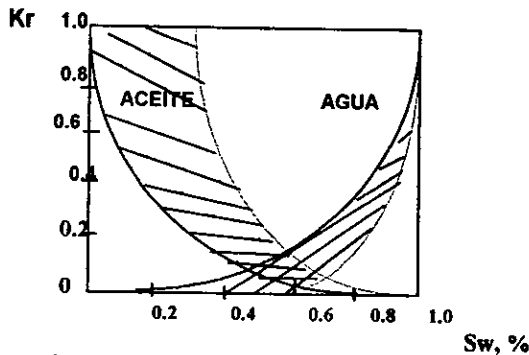


FIG.1 VARIACIONES EN LAS CURVAS DE  $K_r$

**Reducción de la permeabilidad absoluta.-** A medida que la presión de confinamiento aumenta, la permeabilidad absoluta disminuye, este efecto es más pronunciado en rocas de baja permeabilidad. Los esfuerzos sobre la roca almacenante aumentan en la vecindad del agujero ; a medida que la presión declina se aumenta la permeabilidad absoluta (fig. 2)

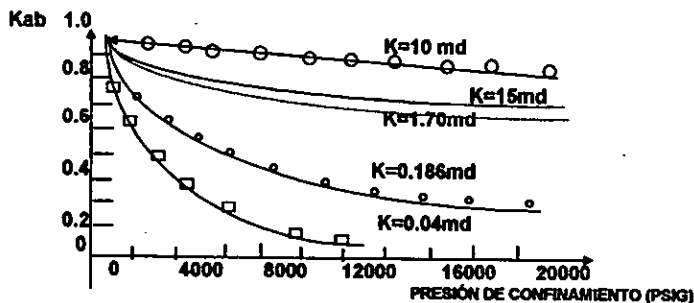


FIG.2 EFECTO DE LA PRESION DE CONFINAMIENTO SOBRE LA PERMEABILIDAD

**Baja presión del yacimiento.-** La recuperación de aceite depende de la presión del yacimiento y los procesos de desplazamiento. A medida que baja dicha presión, disminuye el gradiente de presión que permite el flujo de fluidos hacia los pozos.

**Alta relación gas-aceite.-** A medida que la presión declina la saturación de gas aumenta, una vez alcanzada la presión de saturación ( $P_b$ ) empiezan a producirse grandes volúmenes de gas, reduciendo la producción de aceite.

**Alta viscosidad.-** La viscosidad de los crudos varía en un rango muy amplio, hasta valores de muchos centipoises. De la ecuación de Darcy se puede observar que al aumentar la viscosidad disminuye la producción.

Si el yacimiento está siendo producido por empuje de gas disuelto liberado, la viscosidad del aceite se incrementa a medida que el gas es liberado.

Si los problemas de producción en el pozo son debidos a altas viscosidades de emulsiones agua-aceite en o cerca del fondo del agujero, puede ser económico romper o invadir la emulsión con surfactantes para reducir la viscosidad del fluido producido, aumentando la producción.

**Alta relación agua-aceite.-** La producción de agua en un pozo de aceite o gas tiene las siguientes desventajas :

- Reduce la saturación de hidrocarburos y por lo tanto su permeabilidad relativa.
- Aumenta los costos de producción, porque tiene que manejarse, separarse y desecharse.
- Aumenta el gradiente de presión en las tuberías, con lo cual aumenta la presión de fondo, disminuyendo así la producción.

## **Efectos de turbulencia.**

En flujos a altas velocidades, tales como los que pueden ocurrir en las vecindades del pozo, pueden producirse caídas adicionales de presión a las calculadas por la ley de Darcy.

Velocidades suficientemente altas, como para producir efectos de turbulencia, son generalmente encontradas sólo en pozos de gas. Estos efectos aparecen como un daño, disminuyendo la producción.

Los problemas que se han discutido hasta ahora están asociados con la naturaleza del yacimiento y sus fluidos, sobre los cuales se tiene poco o ningún control.

## **Problemas de la formación donde se puede tener cierto control.**

### **Precipitados inorgánicos.**

Las aguas de formación contienen generalmente sólidos en suspensión ; a medida que éstas son producidas, las condiciones de equilibrio se modifican y puede ocurrir la precipitación de esos sólidos, restringiéndose la capacidad de flujo de la formación. Los precipitados más comunes son : sulfato de bario, carbonato de calcio y carbonato de magnesio.

La temperatura, presión, concentración de cloruro de sodio en el agua y la presencia de ciertos tipos de bacterias afectan las características de solubilidad de las aguas de formación. Cuando ocurren caídas de presión al estar produciendo, puede depositarse material sólido en los poros de la formación ; debido a que la máxima caída de presión ocurre cerca del agujero, es allí donde se tiene la máxima depositación. El problema se agrava con la depositación ya que se genera un efecto de daño que propiciará una mayor caída de presión.

### **Precipitados orgánicos.**

Estos precipitados han causado problemas en la superficie, en las tuberías de producción y en el yacimiento, pudiendo ser parafinas o ceras (cadenas largas de hidrocarburos) y asfáltenos (anillos aromáticos con pocas ramas y de pesos moleculares de 100 a 140000).

La precipitación de parafinas se debe generalmente a una disminución en la temperatura del aceite ; la composición del mismo también influye en la depositación de los materiales.

La depositación de asfáltenos es aparentemente un problema de floculación o dispersión coloidal. Varios factores afectan la floculación de estas partículas coloidales, incluyendo la presencia de otros compuestos, la acción de iones metálicos, la temperatura y presión. Este último factor es la causa más probable de depositación de asfáltenos en el medio poroso.

Tratamientos mal diseñados con aceite caliente son la posible causa de la depositación de parafinas en el medio poroso. Estos tratamientos se efectúan para disolver parafinas en la tubería de producción ; la temperatura del aceite tiene que ser mayor que la temperatura del pozo para que el tratamiento sea efectivo.

### **Baja permeabilidad al aceite.**

Esto puede ocurrir como resultado del aumento de las saturaciones del agua o gas ; cuando el gas se libera se reduce la saturación del aceite y por consiguiente la Kro (fig.3 ; mojable y no mojable por aceite).

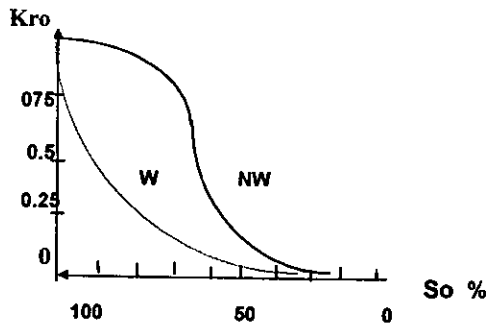


FIG. 3 COMPORTAMIENTO TÍPICO DE  $k_{ro}$  MOJABLE Y NO MOJABLE POR ACEITE

Existen fuentes de agua, cuyo efecto dañino se puede evitar, tal como el agua proveniente de otros intervalos a través de fugas en o atrás de la tubería de revestimiento ; agua utilizada como fluido de reparación ; agua fugada o a través de empacadores defectuosos ; filtrados de lodo, cemento y conificaciones.

#### **Daño por materiales de estimulación.**

Los ácidos precipitan materiales asfálticos ; en zonas de anhidritas se pueden formar precipitados insolubles de sulfatos ; en zonas que contienen más del 10% de carbonato de calcio, éste se puede precipitar si se usa ácido fluorhídrico (HF), Pudiendo disolver el material cementante, con lo cual la resistencia de la roca disminuye. Cuando los retardadores no son efectivos, los ácidos pueden formar compuestos de hierro que posteriormente se depositan al gastarse el ácido, ocasionando el taponamiento del pozo. Los ácidos pueden contribuir a la formación de emulsiones estables que pueden dañar la roca.

En recuperación secundaria, la incompatibilidad del agua de inyección y la de la formación puede originar precipitados ; además las bacterias acarreadas por el agua de inyección pueden taponar los pozos inyectoros.

#### **Daño causado por el lodo de perforación.**

Básicamente dos tipos de problemas de deben a los fluidos de perforación :

- 1). Invasión del filtrado del lodo dentro del medio poroso.
- 2). Penetración de partículas sólidas en los poros.

Filtrados de lodos base aceite o agua salada causan poco o ningún daño permanente ; el agua salada aumenta la  $S_w$  disminuyendo la  $K_{ro}$ , la cual puede recuperarse con el tiempo o con tratamientos.

Filtrados de lodo de agua dulce (menores de 10000 p.p.m.) además de altas saturaciones de agua y bajas permeabilidades relativas al aceite, pueden causar daño permanente a la formación, debido al hinchamiento y migración de partículas de arcilla.

La profundidad de invasión de las partículas sólidas varía de 2 a 30 cm., lo cual puede causar reducciones en la permeabilidad del 20 al 90%, dependiendo de los tipos de formación, de los lodos y de la presión.

#### **Daño causado durante la terminación.**

Los sólidos del fluido de terminación pueden taponar las perforaciones de los disparos. La formación alrededor del disparo, puede ser también comprimida y compactada, reduciendo la permeabilidad en el tunel del disparo.

#### **Daño durante las bajadas de tubería de revestimiento y cementación.**

El efecto de incremento de presión contra la formación al bajar la tubería de revestimiento muy rápidamente, causará una presión diferencial adicional contra las zonas productoras comprimiendo el enjarre y aumentando las posibilidades de perder circulación ; las lechadas de cemento tienen un alto filtrado que puede acarrear sólidos adicionales además de aguas no compatibles con la formación ; los productos químicos usados para lavar el enjarre delante de las lechadas puede ocasionar cambios en la formación.

#### **Daño durante la reparación de pozos.**

El daño durante estas operaciones es originado por las mismas causas que al terminar los pozos : el exceso de presión diferencial contra las zonas productoras puede ocasionar pérdidas de circulación ; el filtrado de fluidos incompatibles con el yacimiento producirá daño.

#### **Daño durante la inyección de agua.**

Generalmente se ocasiona daño en estos casos cuando el agua no está tratada propiamente, por el uso inadecuado de los filtros (deben limpiarse frecuentemente) ; por el contenido de sales no compatibles ; acarreo de surfactantes de los tanques superficiales.

#### **Daño durante la inyección de gas.**

El gas generalmente alcanza flujo turbulento en todas las instalaciones antes de llegar a la pared del pozo, esto ocasiona un efecto de barrido de grasa para roscas, escamas de corrosión u otros sólidos que taponarán los poros del yacimiento ; desafortunadamente los inhibidores de corrosión al ser inyectados con el gas hacia la formación reducen su inyectabilidad, por lo cual se debe limpiar bien el equipo antes de iniciar la inyección ; así mismo el lubricante de las compresoras que se fuga con el gas hacia el pozo, reduce la permeabilidad del gas y la inyectabilidad.

## **Hinchamiento y migración de arcillas.**

El agua dulce causa más daño a algunas rocas que el agua salada ; los dos fenómenos que ocurren y causan el daño son :

- a). Hinchamiento de las partículas de arcilla, reduciendo los canales de flujo.
- b). Dispersión de las partículas que se transportan, hasta que ocurre un taponamiento de algunos canales de flujo.

Se ha comprobado que aguas que tienen concentraciones de 5 a 10 mil p.p.m. de cloruro de calcio son más efectivas que con cloruro de sodio para evitar el hinchamiento y dispersión de las arcillas.

El agua dulce del filtrado de lodo es uno de los fluidos que puede causar daño a la formación ; otras causas son los fluidos de terminación, la comunicación con zonas de agua dulce, los filtrados de cemento y la condensación de vapores en estimulaciones e inyección de vapor.

## **Problemas en la explotación de pozos petroleros.**

Se debe especialmente a cuatro aspectos importantes :

- 1). Obstrucciones del aparejo, del pozo y de las perforaciones.
- 2). Problemas mecánicos en tuberías, aparejos y en equipo superficial.
- 3). Problemas originados por cambios en las condiciones del yacimiento.
- 4). Problemas inherentes a la formación y sus fluidos.

### **1). Obstrucciones del aparejo, del pozo y de las perforaciones.**

#### **• Problemas en el equipo de producción.**

La baja productividad en pozos es a menudo debida a un mal funcionamiento en alguna parte del equipo de producción. Estos problemas pueden presentarse en la superficie (línea de descarga, estranguladores, etc.), o en el equipo dentro del pozo (T.P., bombas, válvulas, de inyección de gas, etc.).

T.R. y cementaciones. - Los problemas en las T.R. están normalmente ligados generalmente a la calidad de adherencia del cemento a la T.R. , pueden formarse canales de comunicación entre zonas, mal diseño de operación, falla el equipo de cementación, mala calidad del cemento, contaminación del cemento.

Tuberías de producción. - Tres son las causa principales de baja producción asociadas con las T.P.

1). Perforaciones o fugas. - Las perforaciones pueden deberse a la acción corrosiva de algunos fluidos ; estas fallas también ocurren frecuentemente con el rose de las varillas en los pozos de bombeo.

2). Mal diseño de la T.P. - El flujo multifásico en tuberías verticales ocasiona caídas excesivas de presión, si no se diseña adecuadamente la T.P.

3). Deposición de parafinas y escamas inorgánicas.- La deposición de parafinas y escamas inorgánicas en las paredes de la T.P. reducen la producción, incrementando la caída de presión, al reducirse el área de la sección transversal.

• **Problemas de las perforaciones de la T.R.**

Condiciones de arreglo de los disparos.- Las condiciones y el arreglo de los disparos (baja densidad de los mismos, poca penetración, etc.) originan una baja productividad.

Taponamiento.- Una causa puede ser la deposición de escamas orgánicas e incrustaciones de parafinas y asfáltenos ; en otras ocasiones se puede deber al material pulverizado, a partículas del cemento y de la formación que pueden alojarse en las perforaciones.

Calidad de los disparos.- Observaciones en algunos pozos que tenían baja productividad demostraron que pocos disparos contribuían a la producción, implicando que los demás disparos estaban taponados o mal hechos.

Terminaciones parciales.- Frecuentemente este tipo de terminaciones es planeado a propósito, para evitar producciones excesivas de gas o de agua. Por eso se debe tener en cuenta este efecto para no confundirlo con un daño al pozo y concluir erróneamente que existe algún otro tipo de problema.

**2). Problemas mecánicos en tuberías, aparejos y en equipo superficial.**

*Se presentan fallas generalmente en lo siguiente :*

- a). En el equipo superficial
- b). En las tuberías
- c). En el empacador y accesorios
- d). En los aparejos de producción artificial.

a). En el equipo superficial.- Estos problemas se manifiestan principalmente por fugas. Como pueden ser : colgadores de la T.R. , árbol de válvulas, estranguladores y líneas de descarga. Las causas que provocan estas fugas son :

- 1). Desgaste por uso, corrosión, abrasión.
- 2). Mala calidad del material.
- 3). Mal diseño del equipo.
- 4). Mal uso del equipo.

b). En las tuberías.- Aplastamiento (colapso), roturas, desprendimiento, mal diseño, etc.

c). En empacador y accesorios.- Fugas, mal ajuste, mal diseño, desgaste por uso.

d). En aparejos de producción artificial.- De bombeo mecánico, Neumático y Eléctrico.

***Procedimientos de solución.***

- Detección de anomalías en el pozo
- Análisis y estudios complementarios
- Diagnóstico
- Reparación mayor o menor del pozo.

**Problemas originados por cambios en las condiciones del yacimiento. (vistos con anterioridad).**

- 1). Abatimiento de presión.
- 2). Invasión de agua.
- 3). Invasión de gas.
- 4). Agotamiento del intervalo productor.

***Procedimientos de solución.***

- Detección de anomalías en el pozo
- Análisis y estudios complementarios
- Diagnóstico
- Reparación mayor o menor del pozo.

**Problemas inherentes a la formación y sus fluidos (vistos con anterioridad) .**

- 1). Daño a la formación
- 2). Baja permeabilidad natural de la formación
- 3). Alta viscosidad del fluido.
- 4). Alta relación gas-aceite.
- 5). Alta relación agua-aceite.

**Procedimientos de solución (los mismos que los anteriores)**



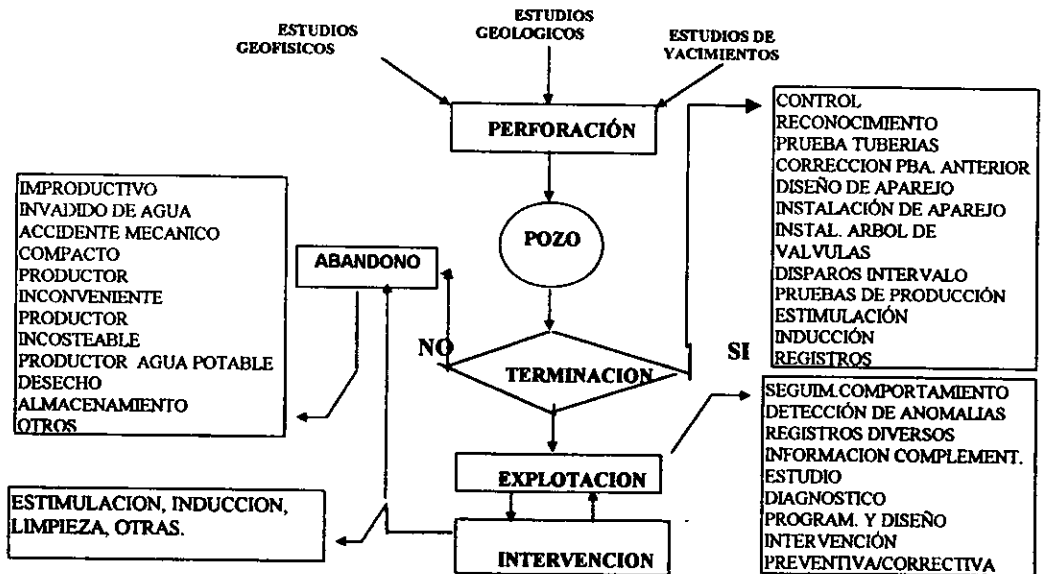
### III.3. SECUENCIA DE LA INTERVENCION A UN POZO PETROLERO.

Antes de intervenir o reparar un pozo, es importante establecer los parámetros más importantes que se deben considerar, ya que existe mucha información que se tiene del mismo. Primero hay que saber las causas que dieron origen al problema investigando todo lo concerniente a la historia del pozo, desde la perforación, terminación y su vida fluyente ; después de estudiado y conocido el problema, se debe de buscar la manera más sencilla de intervenirlo, sin causarle daño y en el menor costo posible. Dentro de los aspectos más importantes de la secuencia de intervención de un pozo tenemos :

- 1). Revisión del programa
- 2). Jerarquización
- 3). Resumen de productos químicos, materiales, y herramientas requeridas.
- 4). Revisión, acondicionamiento localización y camino de acceso.
- 5). Abastecimiento de insumos.
- 6). Programación de equipo.
- 7). Transporte e instalación de equipo o equipos.
- 8). Transporte y/o preparación de fluidos.
- 9). Ejecución de la intervención
- 10). Evaluación de resultados.

Ahora bien, en la secuencia de intervención de un programa para su ejecución de una operación de reparación, tenemos la siguiente clasificación (Ver la siguiente figura).

#### CLASIFICACION DE LA INTERVENCION DE UN POZO



### III.4. SOLUCION A PROBLEMAS DE POZOS.

- Detección del problema, tipo de intervención y procedimientos más comunes de intervención para solucionar problemas en los pozos petroleros.

PROBLEMA	TIPO DE INTERVENCIÓN	PROCEDIMIENTOS Y MEDIOS DE INTERVENCIÓN
<b>Incrustación de sales</b>	Reparación menor. Remoción de incrustaciones (correctiva)	Bombeo o circulación de fluidos (agua, ácido) a través de T.P. o tubería flexible, respectivamente. En casos críticos cambio de aparejo y limpieza del pozo con equipo de reparación convencional o con equipo Snubbing.
	Inyección de inhibidores de incrustación (preventiva)	Inyección contra formación a bajos gastos y presiones de inhibidores.
<b>Depósitos Orgánicos</b>	Reparación menor. Remoción de depósitos asfálticos y/o parafínicos.	Bombeo o circulación de fluidos (solventes, aceite caliente) a través de T.P. o tubería flexible. En caso de depósitos leves como método alterno remoción con raspadores o cortadores mecánicos a través de equipo de línea. En casos críticos cambio de aparejo y limpieza del pozo con equipo de reparación convencional o con equipo Snubbing.
<b>Arenamiento</b>	Reparación menor. Remoción de arena y/o sedimentos (correctiva)	Circulación de fluidos acarreadores (N <sub>2</sub> , espuma, agua, etc.) a través de T.F. acondicionada con eyector o con turbo barrena. En caso de depósitos leves como método alterno se puede intervenir con equipo de línea y cubeta desarenadora. En casos críticos idem. Anterior.
	Inyección de resinas (preventiva)	Inyección contraformación de resinas.
	Reparación menor. Colocación de cedazos y/o empaques de grava (preventiva).	Intervención en terminación o en reparación con equipo convencional para la colocación de aparejos de control de arena y finos.
<b>Obstrucción de hidratos</b>	Reparación menor. Remoción de hidratos	Bombeo o circulación de agua a través de T.P. o T.F. respectivamente.
<b>Fallas superficiales</b>	Supresión de fallas (fugas)	Cambio y/o apriete de los elementos con fuga (válvulas, esparragos, portaestranguladores, etc.).

CONTINUACION

PROBLEMA	TIPO DE INTERVENCION	PROCEDIMIENTOS DE INTERVENCION
Fallas en aparejo	Reparación menor. Cambio de aparejo.	Intervención con equipo de reparación convencional o con Snubbing para corregir fugas en cabezales, o empacador, accesorios, coples desprendimiento o roturas de T.P, etc. a través de la extracción del aparejo y su cambio total o parcial.
Fallas en T.R y/o en cementación primaria	Reparación menor o mayor	Como parte integrante de un programa de reparación se encuentra el reconocimiento del estado de las T.R. y la prueba de las mismas y su cementación. En caso de encontrar fallas deberán invariablemente corregirse según el tipo de falla (conformación del diámetro interior, corte y colocación de parches, cementaciones forzadas, etc.).
Fallas en los sistemas artificiales de producción	Reparación menor. Cambio de aparejo	Intervención con equipo de reparación convencional para corrección de fallas.
Abatimiento de presión	Reparación menor. Reacondicionamiento a un sistema artificial de producción.	Intervención con equipo de reparación para extraer el aparejo, limpiar pozo e instalar aparejo de producción artificial.
Invasión de agua o gas	Mayor (menor). Cambio de intervalo (taconamiento).	Intervención con equipo de reparación (convencional o Snubbing) o con T.F. para aislar con cemento el intervalo invadido.
Conificación agua o gas.	Mayor. Aislamiento de agua o gas.	Intervención con equipo de reparación (convencional o Snubbing) para corrección o aislamiento de zonas por cementación forzada.
Agotamiento del intervalo.	Mayor (menor). Cambio de intervalo (taconamiento).	Intervención con equipo de reparación (convencional o snubbing) para cambiar intervalo (taconar para su abandono).
Daño a la formación	Estimulación	Previamente discutidos.

## CAPITULO IV

### **IV. EQUIPO Y HERRAMIENTAS ESPECIALES UTILIZADAS EN LA TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS PETROLEROS.**

#### **IV.1. HERRAMIENTAS DE PESCA Y MEDIDAS PARA EVITAR PROBLEMAS.**

Para efectuar las operaciones de terminación y reparación de pozos, es necesaria la utilización de herramientas que por sus características se les ha llamado especiales.

En este escrito, no haré una descripción de las rutinas operativas de cada una de estas herramientas y solo enumeraré algunas de sus propiedades.

- **Descripción de las herramientas usadas en operaciones de pesca.**

Durante el desarrollo de las actividades de los equipos de terminación y reparación de pozos, algunas veces se presentan fallas mecánicas, tanto de equipo como herramientas, accidentes, errores humanos, ocasionando que se dejen dentro del pozo tuberías o cualquier otra herramienta a los que se les ha llamado "pescado" y a la acción de recuperarlos, "pesca".

La habilidad para operar herramientas de pesca, y las características físicas de las mismas decrecen a medida que el diámetro del pozo se reduce, y las operaciones de pesca ocurren tanto en pozos además como en pozos de agujero descubierto.

A continuación se menciona una clasificación de herramientas (superficiales) de acuerdo al servicio que proporciona al pozo.

#### **CLASIFICACIÓN DE LAS HERRAMIENTAS DE ACUERDO AL SERVICIO QUE PROPORCIONA.**

##### **1. Herramientas de control.**

- Preventores para tubería y cable.
- Válvulas de seguridad.
- Ensamble de estrangulación.
- Árbol de válvulas.
- Indicadores de peso y presión.

##### **2. Herramientas de limpieza.**

- Barrenas.
- Desarenadores.
- Escariadores.
- Canastas colectoras.

- Molinos.
- Zapatas.
- Dyna drill.

### **3. Herramientas de pesca.**

- Arpones.
- Enchufes.
- Tarrajas.
- Machuelos.
- Pescantes magnéticos.
- Canastas de fondo.
- Canastas de circulación inversa.
- Pescantes para empacadores.

### **4. Herramientas para trabajos complementarios diversos.**

- Recuperadora de tubería de revestimiento.
- Herramientas cameron para insertar válvulas.
- "H" o tapones al árbol de válvulas.
- Probador de martillos.
- Probador de cabezales y tubería.
- Cementadores.
- Roladores de tubería de revestimiento.
- Parches para tubería de revestimiento.
- Blocks de impresión.
- Herramienta inversora de rotación.
- Cortatubos.
- Estabilizadores.
- Martillos hidráulicos y mecánicos.
- Acelerador de martillos.
- Herramienta hidráulica de jalón.
- Lastrabarrenas.
- Tuberías izquierdas y derechas.
- Sustitutos de enlace.
- Bidas y carretes.
- Juntas de seguridad.
- Tapones y empacadores.
- Soltadores para tapones y empacadores.

En términos generales, podemos decir que el origen de las operaciones de pesca se generan tal como se señala a continuación.

#### ORIGEN DE LA OPERACION DE PESCA.

1. Por error humano.
2. Por falla mecánica.
3. Por atrapamiento.

##### 1. Error humano.

- Al golpear la rotaria con el elevador.
- Por armar herramientas sin asegurarlas.
- Por falta de revisión a los dados de las cuñas y sus seguros.
- Por no tapar el pozo durante las operaciones superficiales.
- Por apertura anticipada del elevador.
- Mala operación en el árbol de válvulas.
- Mala operación de arietes del preventor.
- Insuficiente apriete de la tubería y herramientas.
- Mala operación de anclaje y desanclaje de empacadores, probadores, cementadores, y tapones.
- Uso de sustitutos de enlace no adecuados.
- Mala programación y falta de limpieza de fluidos de control.
- Falta de control del volumen de la lechada de cemento desplazado.

##### 2. Falla mecánica. Se clasifica en: a). Tubería, b). Mecanismo de anclaje, c). Varios.

###### a). Tubería.

- Rosca barrida.
- Piñón degollado.
- Cuerpo tubo degollado.
- Cople barrido.

###### b). Mecanismo de anclaje.

- Empacadores.
- Probadores.
- Cementadores.
- Tapones Mecánicos.

**c). Varios.**

- Rotura de varillas de succión.
- Herramientas de la unidad de la línea de acero.
- Herramientas de la unidad de registros y disparos.
- Herramientas de la unidad probadora de conexiones superficiales.
- Pescantes y accesorios.
- Indicadores de peso, presión y torsión.

**3. Por atrapamiento.**

- a). De la formación.
- b). Extraños.

- a). **De la formación:** parafina, arena, sal, Aceite residual (asfalto).
- b). **Extraños:** Escorias (metal, cemento, hule), basuras de fluido de control.

Después de señalar algunas de las posibles causas que provocan los pescados, a continuación se presenta una tabla con la clasificación que contiene una descripción somera de las herramientas de pesca y herramientas complementarias.

**HERRAMIENTAS USADAS EN OPERACIONES DE PESCA.**

FORMA DEL PESCAO.	FUNCIÓN DE HERRAMIENTA.	TIPO DE HERRAMIENTA.	NOMBRE DE LA HERRAMIENTA	DESCRIPCIÓN
Para pescado tubular	Agarradoras	Agarre por fuera	Taraja	Herramienta cónica para pescar extriornmente haciendo rosca al pescado.
			Enchufe de pesca	Cuerpo donde se aloja la unidad de agarre o cuñas.
		Agarre por dentro	Machuelo	Herramienta cónica para pescar interiormente haciendo rosca al pescado.
			Arpón para tubería	Para pescar interiormente T.R. y T.P.

FORMA DEL PESCADO.	FUNCIÓN DE HERRAMIENTA.	TIPO DE HERRAMIENTA.	NOMBRE DE LA HERRAMIENTA	DESCRIPCIÓN
Para pescado tubular	Lavadoras	Limpia por fuera	Tubería lavadora	Lava la boca del pescado.
		Función combinada	Zapata lavadora Pescante lavador	Para moler en el exterior de la boca del pescado. Se utiliza con tubería lavadora lava y recupera Pescado.
Para pescado tubular	Multiplicadoras de fuerza.	Fuerza de impacto	Acelerador de martillos. Martillo mecánico. Martillo hidráulico.	Acelera el golpe de los martillos. Amortigua el efecto de los mismos dentro de la T.R. Golpea hacia arriba y hacia abajo para liberar pescados o pescantes atorados. Golpea hacia arriba y hacia abajo para liberar herramientas de la T.R. Herramientas de peso.
		Controlador de peso.	Lastrabarrena.	
Para pescado tubular.	Destrabadora	Tracción	Herramienta hidráulica de jalón.	Opera dentro de la T.R. trabaja a presión y produce tracción.
		Separación izquierda.	Junta de seguridad.	Libera la sarta de pesca mediante rotación izquierda.
	De separación longitudinal.	Separación de tubería. Desconexión de juntas.	Cortador interior. Cortador exterior. Corta tubo Químico Herramienta inversora de rotación. Explosivo desconector de juntas.	Para usarse dentro de T.P. y T.R. Para usarse dentro de T.R. Se baja con cable eléctrico. Desconecta tubería de producción y perforación. Se baja con cable eléctrico.
	Indicadora	Indica boca de pescado.	Block de impresión.	Para tomar impresión en boca de pescados.



FORMA DEL PESCADO.	FUNCION DE HERRAMIENTA.	TIPO DE HERRAMIENTA.	NOMBRE DE LA HERRAMIENTA	DESCRIPCIÓN
Para pescado no tubular	Agarradora rescatadora	Rotatorias.	Canasta colectora.	Se utiliza en operaciones de molienda para recolectar el sobrante molido por el molino.
			Canasta de circulación inversa.	Dentro de la T.R. recoge objetos de diámetro pequeño y forma irregular
			Canasta de fondo.	Recupera pedacera de fierro de diferentes diámetros y formas.
		No rotarias	Canasta magnética	Se usa dentro de la T.R. recupera objetos, poco peso.
			Arpón para cable.	Se construyen con ganchos según sea el pescado.
Para toda forma de pescado.	Moledoras	De uso general	Molinos	Acondiciona boca de pescado y muele.
	Herramientas auxiliares.		Barrena	Limpia el fondo de la T.R. Para limpiar interior y lateralmente la T.R. Para proteger interiormente la T.R. y centrar la tubería de trabajo. Se usa cuando la boca de pescado se puede deformar al contacto con el pescante. Para conformar interiormente la T.R. Para interconectar herramientas con características diferentes.
		Escariador		
		Estabilizador		
		Extensión para enchufe.		
			Rolador de Tubería de Revestimiento.	
			Sustitutos de enlace	

El diseño de los aparejos de pesca, de limpieza, de molienda, varían de acuerdo al problema que se presenta, pero se debe prever no solo como se recupera el pescado, sino también como se soltará la herramienta en caso de que el pescado no ceda.

## APAREJOS COMUNMENTE USADOS.

Estos generalmente se dividen en: *De pesca, de corte, de lavado, y de limpieza.*

- **De pesca.**
  - a). Pescante derecho: Enchufe, Tarraja o Machuelo  
Junta de seguridad.  
Tubería de trabajo.
  - b). Pescante derecho: Enchufe, Tarraja o Machuelo  
Junta de seguridad.  
Martillo hidráulico ó Mecánico.  
Lastrabarrenas.  
Acelerador hidráulico.  
Tubería de trabajo.
  - c). Pescante izquierdo: Enchufe, Tarraja o Machuelo  
Junta de seguridad.  
Tubería izquierda.
  - d). Pescante izquierdo: Enchufe, Tarraja o Machuelo  
Junta de seguridad.  
Herramienta inversora de rotación.  
Tubería derecha de trabajo.
  - e). Pescante izquierdo: Enchufe, Tarraja o Machuelo  
Junta de seguridad.  
Herramienta hidráulica de jalón.  
Tubería de trabajo.

- f). Arpón para tubería  
Golpeador (Bumper sub).  
Tubería de trabajo.
- g). Canasta de fondo, circulación inversa.  
Tubería de producción o de trabajo.

- **De corte.**

- 1). Corta tubo exterior  
Tubería lavadora.  
Tubería de trabajo
- 2). Corta tubo interior.  
Estabilizadores.  
Lastrabarrenas.  
Tubería de trabajo.

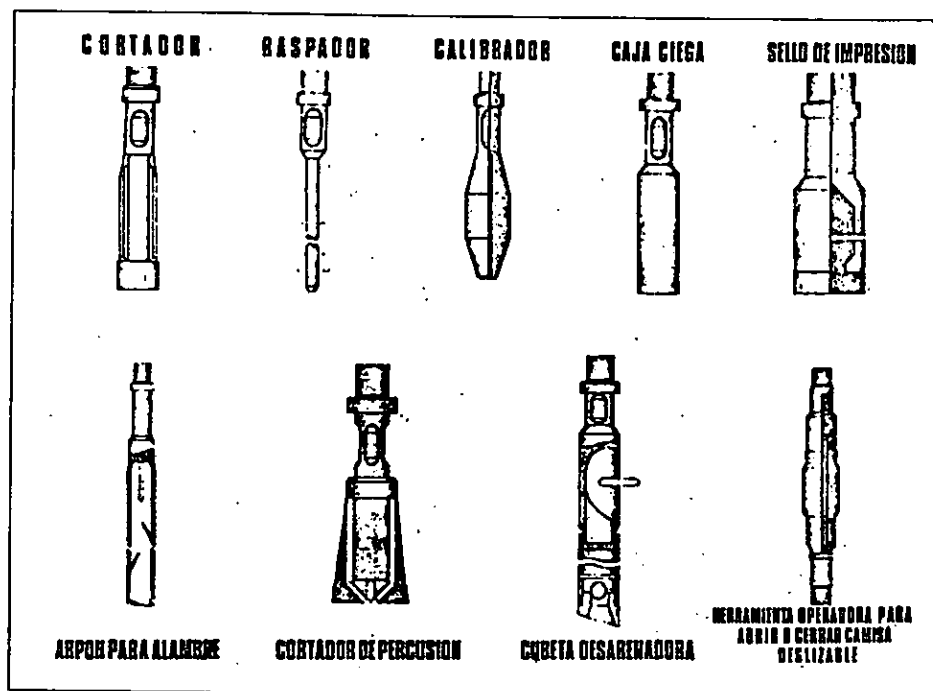
- **De lavado.**

- 1). Zapata lavadora.  
Tubería lavadora.  
Enchufe lavador.  
Tubería de trabajo.

- **De limpieza.**

- a). Barrena o molino  
Canasta colectora.  
Escariador.  
Tubería de producción o de trabajo.

ALGUNAS HERRAMIENTAS DE LINEA DE USO REGULAR.



**Medidas dictadas para evitar problemas de pesca.**

1. Capacitación al personal, requerimiento básico para minimizar problemas.
2. Programas continuos de inspección electromagnética de tuberías de producción y de trabajo, así como herramientas auxiliares
3. Utilización de torquímetros y pruebas hidráulicas en la introducción de aparejos de producción.
4. Vigilancia en el acondicionamiento de fluidos de control.
5. La no utilización de tuberías de trabajo en operaciones de molienda o pesca.

6. Estandarización de herramientas de pesca y tuberías.
7. Diseño específico de aparejos en operaciones especiales.
8. Utilización de equipos de tubería y generador de espuma para facilitar operaciones de línea de acero y cable eléctrico.
9. Determinación del número óptimo de equipos que pueden estar en operaciones de pesca.

### **Observaciones.**

Poca importancia se le da algunas veces a este tipo de herramientas (especiales), pero en muchos casos el riesgo de perder las cuantiosas inversiones efectuadas en la perforación, terminación y reparación de un pozo, esta en buena o mala elección que se haga de una herramienta por lo que el conocimiento de estas, será el factor decisivo del éxito de una operación y aunque se dice que el mejor procedimiento de pesca es el evitarla, la realidad es que frente al problema solo queda el análisis detallado de los pasos a seguir y toca al ingeniero petrolero el no permitir que se tomen decisiones apresuradas y riesgosas para el pozo, el equipo y el personal que lo opera.

## IV.2. EQUIPOS CONVENCIONALES DE TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS.

Generalmente los equipos de terminación y de reparación de pozos se clasifican en equipos convencionales y equipos especiales de servicio a pozos. Estos últimos se describirán posteriormente en el inciso IV.3.

Un equipo de terminación y de reparación de pozos convencional, se utiliza para llevar a cabo los trabajos de terminación, reparación mayor, y taponamiento del pozo, lo que implica realizar movimientos de tubería.

Por medio de estas operaciones se observan las condiciones de seguridad para el control del pozo, se evita el daño de la formación, utilizando el fluido de control adecuado y se opera de manera eficiente.

### Características de las partes principales.

#### 1. Malacate.

Potencia..... 150 a 800 HP.  
Cable de operación.....  $\frac{3}{4}$  a 1  $\frac{1}{8}$  Pg.  
Manejo de tubería..... De 2- 7/8 - 2  $\frac{3}{4}$  de Pg.

#### 2. Mástil.

Capacidad..... 26000 a 60000 Lb.  
Altura..... 61 a 133 pies

#### 3. Bomba de lodos.

Potencia..... 200 a 800 HP.  
Volumen..... 92 a 215 Gal./Min.  
Presión Máxima..... 2000 a 5000 Lb/Pg<sup>2</sup>

#### 4. Subestructura.

Altura..... 2.5 a 6.5 Mts.  
Capacidad..... 200000 a 400000 Lb.

5. Presa para fluidos. .... 20 a 70 M<sup>3</sup>.

#### 6. Planta de luz.

Potencia..... 50 a 150 Kw.

## 7.- Preventores.

Tamaño.....	7- 1/16 a 11 Pg.
Presión.....	5000 a 10000 Lb/Pg <sup>2</sup> .
8.- Tanque de agua. ....	10 a 17 M <sup>3</sup> .
9.- Tanque de diesel. ....	10 a 17 M <sup>3</sup> .

**Los trabajos que básicamente se realizan con este equipo son:**

### **Reparaciones menores.**

Diversas operaciones requeridas ya descritas con anterioridad.

### **Reparaciones mayores.**

- Aislamiento de intervalos productores con alta relación gas-aceite.
- Aislamiento de intervalos productores con alta relación agua- aceite.
- Corrección de la aportación de agua salada del intervalo productor.
- Corrección de la cementación primaria.
- Corrección de anomalías en la T.R.
- Producir en un nuevo horizonte.
- Recuperación de T.R.
- Prolongación de tuberías cortas.
- Taponamiento.

### IV.3. EQUIPOS ESPECIALES DE SERVICIO A POZOS.

En distintos campos petroleros se tienen varios tipos de equipos hidráulicos los cuales están diseñados para operaciones de perforación, terminación y reparación de pozos. Cada tipo de equipo tiene sus propias ventajas dependiendo de la operación a realizar y de su disponibilidad. Las características principales son de operación y de transportabilidad. --

Los equipos especiales que se utilizan en la reparación de pozos son:

- a). Unidad Generadora de espuma.
- b). Unidad de Aceite caliente.
- c). Unidad de Tubería Flexible.
- d). Unidad Insertadora de Tubería (Snubbing).

#### **a). Unidad Generadora de espuma (U.G.E.)**

Como ya se comentó en el capítulo anterior, está es una unidad móvil donde a través de la cual se genera la espuma. Se puede utilizar durante una reparación mayor, menor ó bien, en una terminación. Fig. 1

Esta unidad que genera espuma, es un fluido de control utilizado para llevar acabo las diferentes operaciones .

*La espuma tiene como funciones principales las siguientes:*

- Acondicionamiento de pozos para efectuar disparos en el intervalo productor.
- Desplazamiento de fluidos.
- Desarenamientos.
- Limpieza de incrustaciones.
- Profundización de pozos.
- Recuperación de núcleos.

La unidad generadora de espuma es recomendable utilizarla en pozos, con baja presión de fondo que pudiera provocar la pérdida de fluidos, con la ventaja de que el daño a la formación es casi nulo.



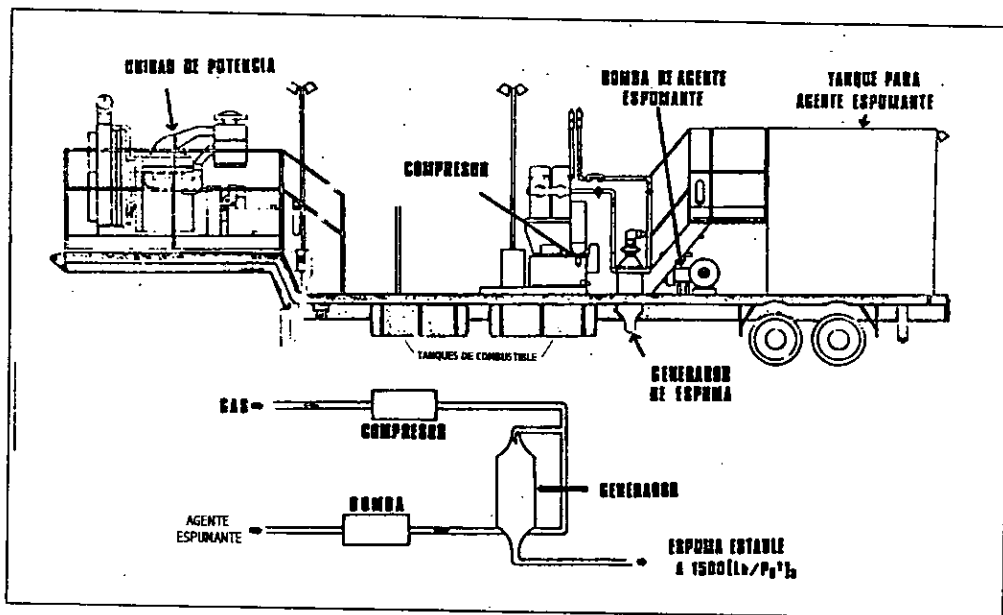


FIG.1 UNIDAD PREFORMADORA DE ESPUMA.

La Unidad Generadora de Espuma está constituida por los siguientes elementos:

1. Remolque.
2. Unidad de potencia.
3. Tanques de combustible.
4. Bomba centrífuga.
5. Bomba reciprocante Triplex.
6. Generador de espuma.
7. Tanques de desplazamiento.
8. Tablero de control.
9. Medidor de gastos de volumen.
10. Accesorios adicionales.

A continuación se describen cada una de las partes que integran esta unidad.

- **Remolque.**

Esta formado de dos partes : el tractor (quinta rueda), que es el que transporta a toda la unidad en sí y la plataforma, que es el lugar donde van instaladas todas las partes de la U.G.E.

- **Unidad de potencia.**

Esta unidad es en sí el motor de combustión interna, cuya función es la de dar la potencia necesaria a cada uno de los componentes que requieran de éste, en especial a la bomba centrífuga, reciprocante y a la compresora.

- **Tanques de combustible.**

Son dos tanques de combustible diesel con que cuenta la unidad para operar con una capacidad de 200 gal. (757 Lt.). Estos tanques están colocados debajo de la plataforma ; dependiendo de la presión de trabajo, así oscilará el tiempo que duran estos tanques. Por ejemplo para 800 Lb/Pg<sup>2</sup> dura de 8 a 12 horas.

- **Bomba Centrífuga.**

Esta bomba está colocada a un lado de los tanques de desplazamiento, su función es la de homogeneizar la mezcla de líquidos y darle a ésta la calidad suficiente en base a la proporción de fluidos y/o aditivos que se hallan escogido. Sus características principales son : gasto de 360 gal/min., y presión de trabajo de 1600 Lb/Pg<sup>2</sup>.

- **Bomba reciprocante Triplex.**

La función de esta bomba, es la de enviar la solución espumante al generador de espuma, para que de éste se obtenga la calidad de la espuma necesaria y posteriormente se bombee al pozo. Las partes más importantes de esta bomba son : Caja de engranes, Motor hidráulico, Válvula de relieve.

- **Generador de espuma.**

Se le conoce también como "*Preformador*" Y es la parte más importante de la U.G.E. De este generador depende que la mezcla de fluidos, tanto del líquido como del gas, sea correcta para obtener una espuma de calidad adecuada, en base al trabajo que se va a realizar. Este generador es cilíndrico, interiormente está dividido en secciones, en las cuales están colocadas esferas de diferente diámetro (1/8 a 1 Pg.) Las esferas son tanto metálicas como de vidrio y son menores a la salida que a la entrada del preformador.

El objeto de colocar las esferas en esta forma, es con el fin de que a la entrada (parte superior) el líquido espumante y el gas ó aire, sigan un trayecto tortuoso a fin de mezclar perfectamente estos fluidos, obteniéndose a la salida del generador, la espuma estable preformada.

- **Tanques de desplazamiento.**

La Unidad Generadora de Espuma, cuenta con tres tanques de desplazamiento, en los cuales se mezclan los líquidos. Estos tanques tienen una capacidad de 20 barriles (3180 lts.) cada uno, a su vez tienen un depósito para agregar la solución espumante, con capacidad de 0.22 bls.(35 lts.). Estos tanques están comunicados entre sí por medio de un juego de válvulas, que permiten accionar un mecanismo que succiona el contenido de un tanque a otro y a su vez, alimentan a la bomba centrífuga. El objeto por el cual están divididos estos tanques es que, simultáneamente en uno de ellos se prepara la solución espumante y de los otros se alimenta a la bomba centrífuga, con mezcla ya preparada.

- **Tablero de control.**

Desde este tablero se opera toda la U.G.E. Los controles más importantes de este tablero son : Control de velocidades, Indicador de combustible, Medidor de corriente, Manómetros, Medidor de presión de succión, Botones para el alumbrado, Medidor de presión del generador, Control de válvulas de succión.

- **Medidor de gastos de volumen.**

La Unidad Generadora de Espuma cuenta también con conexiones de control para el flujo de la espuma y son las que se conectan de la unidad al cabezal del pozo (conexiones superficiales).

### **Espumas estables preformadas.**

Las espumas son mezclas compuestas de soluciones espumantes (surfactantes, detergentes, agua) y gas. Es decir, son dispersiones de gas en el líquido de fase continua.

Como se mencionó el principio de este tema, la espuma estable es un fluido adecuado e ideal para llevar a cabo las operaciones de limpieza en los pozos que presentan baja presión de fondo y/o arenamiento intenso.

Las espumas tienen características importantes las cuales son : baja densidad proporcional a la presión de trabajo, capacidad grande de arrastre de sólidos, alta resistencia a los contaminantes del pozo, estables a temperaturas más altas del orden de 232 C°, textura , calidad de espuma (calidad = volumen de gas / volumen de líquido).

## **Aplicaciones con la Unidad Generadora de Espuma.**

Uno de los objetivos de la U.G.E., es la de auxiliar a los equipos de reparación y terminación cuando éstos están efectuando un determinado tipo de intervención.

Tomando en cuenta las limitaciones en la capacidad de desplazamiento de la U.G.E. y para no sobrepasar en forma considerable la presión, es recomendable eliminar en forma gradual el tirante de fluido de control contenido en el pozo, por medio de varias etapas de circulación con espuma hasta llegar a la profundidad total. Para evitar la desintegración de la espuma dentro del pozo, es importante mantenerla represionada; de aquí que sea necesario utilizar los accesorios con que cuenta la unidad, tales como : preventor y válvulas de contrapresión para la tubería de producción.

## **Casos en los que se utiliza la Unidad Generadora de Espuma.**

A continuación se describen las actividades más comunes en que se utiliza la U.G.E. las cuales son :

1. Desplazamiento de fluidos.
2. Acondicionamiento del intervalo a disparar.
3. Desarenamientos.
4. Limpieza del pozo.

### **Desplazamiento de fluidos.**

Al intervenir un pozo, se controla con un fluido de alta densidad sin que llegue a dañar la formación.

Cuando existe pérdida de fluidos al intervenir el pozo, será necesario cambiar éste utilizando la U.G.E. , con ésta es posible tener un control seguro del pozo, ya que reúne características apropiadas para tal fin.

### **Desarenamientos.**

En éste otro caso, se utiliza la U.G.E. cuando la aportación de arena de la formación al pozo es abundante sin que se pueda controlar.

Bajo éstas condiciones que presenta el pozo es posible con la U.G.E. establecer circulación con la espuma, sin que se produzcan pérdidas de fluidos ni daños a la formación.

Cuando esta muy compacta la arena, se introduce el niple de aguja con T.P., éste tiene como objeto, poder introducirse en la arena y como cuenta con un orificio en su extremo inferior, es posible hacer circular la espuma en la arena compactada y ésta, por sus propiedades reológicas la levanta.

## **Limpieza del pozo.**

Es otra aplicación práctica que puede efectuarse con la U.G.E. Una vez que se hallan introducido los aparejos sub-superficiales, se lleva a cabo la limpieza del pozo, a fin de eliminar las impurezas, así como el efectuar el lavado o limpieza de los pescados que se llegaran a tener en pozos de baja presión de fondo donde se presente la pérdida de fluidos.

### **b).- Unidad de aceite caliente.**

Esta unidad es otro de los equipos especiales de servicio a pozos, es una unidad móvil, que es utilizada en reparaciones menores y/o en operaciones de limpieza a pozos. Entre sus funciones principales están las siguientes.

1. Desparafinamiento de pozos por tubería de producción y líneas superficiales.
2. Pruebas hidráulicas a líneas superficiales.
3. Auxilio a la Tubería Flexible en:
  - a). Desparafinamientos muy compactos.
  - b). Limpieza de incrustaciones.

### **c). Unidad de Tubería Flexible.**

Es un equipo móvil que fue diseñado para efectuar operaciones sin tener que sacar el aparejo de producción, además de que las operaciones se efectúan con mayor rapidez y economía. Estas operaciones se pueden efectuar normalmente dentro del aparejo de producción sin modificar el estado mecánico del pozo, se puede operar hasta 5000 m. de profundidad y 350 Kg/cm<sup>2</sup> de presión.

El pozo a intervenir debe contar con las conexiones superficiales adecuadas y presa de desperdicio. Este equipo generalmente trabaja con el árbol de válvulas del pozo y puede operar sobre la mesa rotatoria del equipo convencional.

La aplicación principal de la unidad de tubería flexible es intervenir el pozo sin que el equipo convencional de reparación de pozos tome parte, reduciendo de esta manera el tiempo y costo de operación: Además puede auxiliar a los equipos de perforación, tanto como a los de reparación en diferentes operaciones, pues tiene la facilidad de poder operar sobre la mesa rotatoria ó directamente en el árbol de válvulas.

Existen diferentes operaciones que se pueden hacer con la U.T.F. algunas de las más importantes son las que a continuación se mencionan.

### ***Algunas de las intervenciones que se pueden realizar con la Unidad de Tubería Flexible son:***

1. Remoción de tapones de arena en T.R. y/o T.P. usando espuma y circuitando.

2. Remoción de incrustaciones de sales y carbonatos.
3. Desparafinado de la T.P. (con Diesel).
4. Remoción de asfaltenos dentro de la T.P.
5. Sondeos con Nitrógeno u otro gas.
6. Desplazamiento de fluidos.
7. Colocación de baches de ácido frente a los disparos ó su desplazamiento.
8. Lavado de pescados.
9. Limpieza de sedimentos o de otro material asentado en el fondo.
10. Perforación con Dina Drill (herramienta para perforar tapones de cemento).
11. Colocación de tapones de cemento.
12. Recementaciones a baja presión.

***Dentro de las definiciones de las aplicaciones anteriores tenemos:***

#### **Eliminación de tapones de carbonatos.**

La acumulación de carbonatos en la tubería de producción es provocada por la formación productora, ya que si el aceite que se está produciendo proviene de una formación calcárea, este arrastra los carbonatos que encuentra en su camino, y por el cambio de presión y temperatura que experimenta en el viaje dentro del aparejo de producción ; el carbonato se cristaliza y se adhiere a las paredes del tubo, obstruyendo así el paso del fluido. Para resolver este tipo de problema se hace circular un fluido ácido dentro de la T.P. con la T.F.

#### **Disolución de tapones de sal.**

En todos los yacimientos de petróleo, existen saturaciones de agua salada por tal motivo, el aceite siempre se produce en compañía de la misma y al fluir está mezcla, debido al cambio de presión y temperatura, la sal empieza a adherirse a las paredes de la tubería formando tapones que impiden el paso del aceite. Estas incrustaciones se pueden eliminar por medio de circulación de agua dulce a través de la tubería flexible.

### **Desparafinamiento.**

La acumulación de parafinas se presenta principalmente en pozos que producen aceite pesado y con mucha viscosidad, lo que hace que al reducirse la temperatura en el viaje dentro del aparejo, los hidrocarburos más pesados se adhieren a la pared de la tubería, formando así un tapón y como consecuencia de esto se disminuye la producción. Con la intervención de la tubería flexible se puede solucionar el problema, circulando Diesel ó aceite caliente.

### **Desarenamiento.**

Este tipo de problema se presenta principalmente en pozos que contienen formaciones de arena no consolidada ; los fluidos en su trayecto en el yacimiento arrastran partículas finas que no logran ser llevadas a la superficie y se van sedimentando hasta tapar los disparos, en ocasiones llegan a invadir el interior del aparejo y como consecuencia se disminuye su producción.

Cuando se detecta este problema, se puede solucionar con la U.T.F. circulando agua ó espuma para arrastrar la arena a la superficie.

### **Colocación de tapones de cemento.**

Con la tubería flexible es posible colocar tapones de cemento a cualquier profundidad abajo del empacador. Un ejemplo es la colocación de un tapón para aislar un intervalo invadido de agua.

### **Perforaciones de tapones de cemento.**

Para hacer este tipo de trabajo se coloca en el extremo de la tubería flexible que se va a meter al pozo, una turbina y barrena (conocida como Dyna Drill). De tal manera que cuando se inyecte fluido a presión haga girar la turbina, generando el movimiento circular que se transmitirá a la barrena, logrando así la perforación del tapón.

### **Hidráulica de la unidad de la tubería flexible.**

Como ya se ha dicho, la unidad de tubería flexible para realizar sus operaciones, necesita circular fluidos con diferentes características, dependiendo del tipo de intervención que se vaya a realizar ; por lo que es fundamental conocer su comportamiento reológico dentro de la tubería y en el espacio anular (entre ésta y la T.P.).

Para seleccionar adecuadamente el fluido se requiere tomar en consideración lo siguiente :

1. Tipo de operación a realizar.
2. Velocidad de asentamiento de las partículas.
3. Velocidad de circulación del fluido.

La viscosidad es un factor importante en el acarreo de las partículas ; entre menor viscosidad se tenga, más rápido será el asentamiento de los sólidos, pero se tiene el inconveniente debido al pequeño diámetro de la tubería flexible; si se aumenta demasiado la viscosidad se originan altas pérdidas de presión por fricción.

Una selección adecuada del fluido, se hace determinando aquel que tenga la viscosidad adecuada para el acarreo con una mínima pérdida de presión por fricción y que nos permita tener un gasto alto de circulación.

Para poder hacer un análisis de la hidráulica y seleccionar el fluido, es conveniente conocer su clasificación reológica.

### **Componentes principales de la Unidad de Tubería Flexible (U.T.F.), de acuerdo a la fig. 2.**

- A). Plataforma remolcable y tracto camión.
- B). Cabina de control.
- C). Unidad de potencia.
- D). Carrete de tubería.
- E). Bomba reciprocante.
- F). Grúa hidráulica.
- G). Cabeza inyectora.
- H). Carrete de mangueras
- I). Sistema de preventores.

### **Plataforma remolcable y tracto camión.**

En ella están montadas todas las partes de la U.T.F. , y tiene facilidad de engancharse a un tractor, comúnmente llamado quinta rueda para ser transportado al pozo que requiera su intervención.



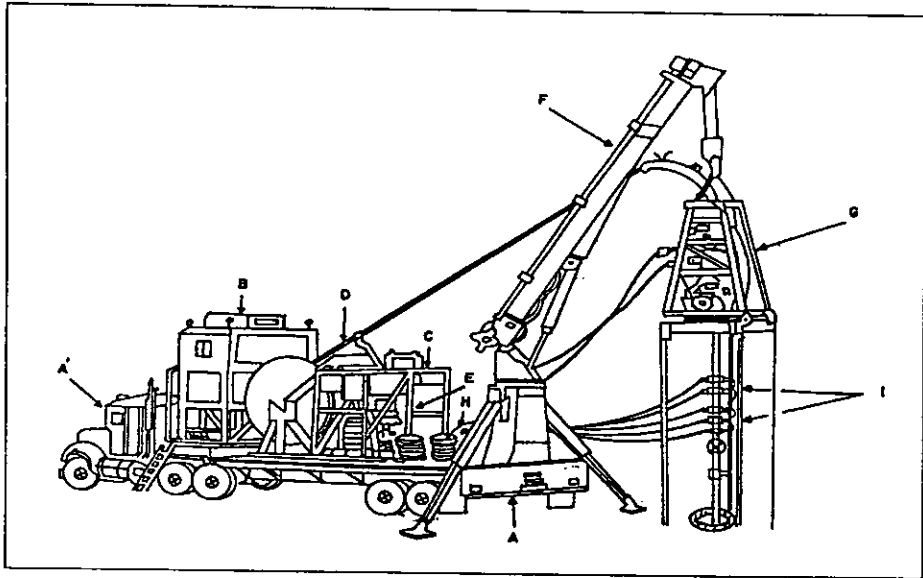


FIG.2 UNIDAD DE TUBERIA FLEXIBLE Y COMPONENTES PRINCIPALES.

### Carrete de tubería.

En él se encuentra enrollada la tubería flexible y tiene capacidad para almacenar 5000 ó 4300 mts de tubería de 1" y 1 ¼" de diámetro respectivamente.

Es movido por un motor hidráulico, el cual no le da potencia necesaria para meter o sacar, pues para este fin está diseñada la cabeza inyectora, cuenta también con un devanador que acomoda la tubería al enrollarse, evitando que se traslape; en él se encuentra montado un contador que mide la longitud que se mete al pozo (profundímetro). Tiene un sistema de freno neumático para impedir que la tubería se desarrolle. La flecha en la que se monta, está comunicada para permitir el paso de los fluidos que va a manejar la tubería y para que tenga un libre giro tiene un sistema giratorio, el cual está diseñado para trabajar a una presión de 5000 Lb/Pg<sup>2</sup>. La Figura 3 ilustra el sistema giratorio del carrete.

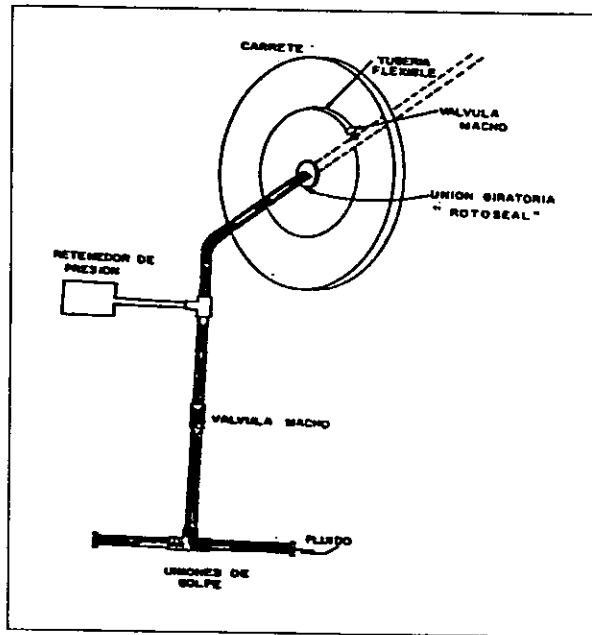


FIG. 3 SISTEMA GIRATORIO DEL CARRETE PARA ENTRADA DEL FLUIDO EN LA T.F.

### Bomba recíprocante.

Es una bomba triplex de simple acción la cual es impulsada por un motor hidráulico. Su función es bombear los fluidos a través de la T.F. tales como agua, kerosina, aceite, etc. Cuenta con dos actuadores neumáticos ; uno para el cambio de velocidades en la transmisión y otro para acelerar, estos se pueden accionar desde la cabina de control. Tiene una flecha con un excéntrico ó cigüeñal, movido por el motor hidráulico, que acciona alternativamente los tres émbolos, que dan la presión y el gasto necesario al fluido de trabajo.

### Unidad de potencia.

Para obtener la potencia necesaria, la unidad cuenta con un motor de combustión interna a Diesel de ocho cilindros en "V" serie 71 (8v-71), cuatro bombas hidráulicas de diferentes capacidades, válvulas de control y tanques.

Proporciona la energía a las bombas a través de una transmisión marca Punk. Este conjunto evita el uso de múltiples mecanismos y motores de combustión interna, centrando en un paquete todo el sistema hidráulico de propulsión de la unidad.

Cuenta con un sistema de paro de emergencia para evitar cualquier contratiempo por algún problema mecánico ó hidráulico en el sistema u operación del pozo. Además tiene un sistema de enfriamiento a base de circulación de agua, el cual cumple con dos funciones que son : enfriar el motor y el fluido del sistema hidráulico.

### **Grúa hidráulica.**

Como consecuencia de que todo el equipo se transporta en el remolque, se hace necesaria la grúa para la instalación y desmantelamiento de los componentes de la unidad, como son ; los preventores y la cabeza inyectora. La energía necesaria para mover los gatos hidráulicos y motores se les proporciona una bomba hidráulica, los elementos con que cuenta son :

Un gato hidráulico de dos secciones para operar la pluma, un motor hidráulico para hacer girar la grúa, cuatro gatos hidráulicos para apoyo de la unidad. Para el acondicionamiento y control de cada uno de ellos, tiene un tablero a un lado de la grúa.

### **Cabeza inyectora.**

Es un mecanismo cuya función es meter y sacar la tubería del pozo, el cual se monta sobre una estructura o base. Es accionada por motores hidráulicos que mueven unas catarinas, a la vez que accionan unas cadenas especiales que sirven para meter o sacar la tubería, además de contar con un sistema de tensores que sirven para sujetarla, tiene también un sistema de frenos integrado ; que opera neumáticamente, en el cual puede soportar pesos de aproximadamente 5500 Kg. Para que no se colapse la tubería, tiene un aditamento en su parte superior, del tipo cuello de ganso.

Toda la unidad es instalada auxiliándose de la grúa hidráulica que la levanta y coloca sobre la estructura o base.

### **Sistema de preventores.**

Debido a que una de las funciones de la unidad de tubería flexible es la de limpiar alguna obstrucción que exista en la T.P. y cuando se logra este objetivo es posible que el pozo se manifieste o se arranque, siendo necesario tener un control superficial confiable que cierre el pozo en caso necesario.

Por tal motivo la unidad de tubería flexible cuenta con un juego de preventores, los cuales van colocados entre la cabeza inyectora y el árbol de válvulas .Su presión de operación es de 1500 psi, y son capaces de soportar 5000 psi de presión del pozo.

Entre los preventores y la cabeza lleva un dispositivo llamado prensa estopa (Stripper), que aísla el espacio anular formado por la T.P. y la tubería flexible, obligando al fluido a salir por la línea de descarga, para lograrlo tiene unas conchas de neopreno que trabajan a presión para formar un sello efectivo.

Si por alguna causa el sistema de cierre hidráulico falla, es posible cerrar los preventores mecánicamente, siendo usado para asegurar un buen sello después de haberlo cerrado hidráulicamente. Para abrirlos es necesario hacerlo con el sistema hidráulico, colocando el tornillo mecánico en posición de abierto.

#### d) Unidad Insertadora de Tubería (Snubbing).

El proceso de meter y sacar tubería de producción ó de perforación, bajo presión en pozos de gas y aceite, ha sido desarrollado y adelantado en los últimos años.

Esta técnica de manejar tubería bajo presión es de uso relativamente reciente en nuestro país. Debido a esto se cuenta con poco personal capacitado para el manejo de este equipo, el cual ha sido diseñado para diversas operaciones.

Este equipo apareció como resultado de la idea de correr tubería dentro del pozo sin tener que suspender su producción.

La unidad insertadora de tubería además de ser usado en pozos descontrolados (para altas presiones), se utiliza también en operaciones de perforación, reparación, y terminación.

La acción de correr tubería bajo presión ha hecho posible controlar muchos pozos, con un ahorro considerable a la industria petrolera. Su máxima ventaja estriba, en el hecho de que se protegen las formaciones productoras, ya que se evita el uso de fluidos de control de alta densidad ; por lo tanto, se consiguen intervenciones con mayor eficiencia y economía.

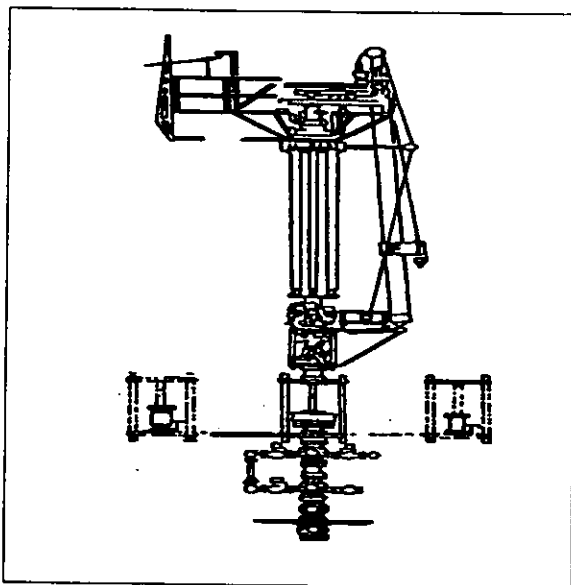


FIGURA 4 UNIDAD INSERTADORA DE TUBERIA.

## **La Unidad Insertadora de Tubería (Snubbing).**

Es de funcionamiento hidráulico y para su estudio puede dividirse en dos partes que son :

- a). Aparejo de control.
- b). Insertador de tubería.

### **a). Aparejo de control.**

Este aparejo, va montado directamente sobre la cabeza del pozo. Su función es la de proveer un sistema de sello entre la tubería de revestimiento ó de producción y la tubería que se introduce ó se saca. Para conectar este aparejo de control al cabezal del pozo, será necesario en ocasiones, usar una brida adaptadora. Los componentes principales de este aparejo de control son los siguientes :

1. Juego de preventores.
2. Preventor esférico.
3. Stripper.
4. Válvulas igualadoras y de desfogue.

### **Juego de preventores.**

Se tienen tres preventores anulares tipo "U", serie 1500, 7 1716" 5000 Lbs, además un preventor ciego ó de corte. El arreglo de estos preventores es : el inferior ciego y los restantes anulares.

### **Preventor esférico.**

Este tipo de preventor es utilizado en conjunto con el stripper, ya que si al momento de estar operando el equipo se hace necesaria la remoción del stripper, se podrá hacer porque se contará con el preventor esférico para tener un control del pozo y mayor seguridad del mismo.

### **Stripper.**

Este accesorio es utilizado para introducir tubería sin coples y sólo en el caso de que la presión del pozo no se exceda 3000 Lbs. ; en caso contrario será necesario utilizar los preventores. Este accesorio contiene un elemento de neopreno, que da un sello hermético, entre la tubería que se esta introduciendo y la presión del pozo, teniendo medidas específicas para cada diámetro de tubería.

### **Válvulas igualadora y de desfogue.**

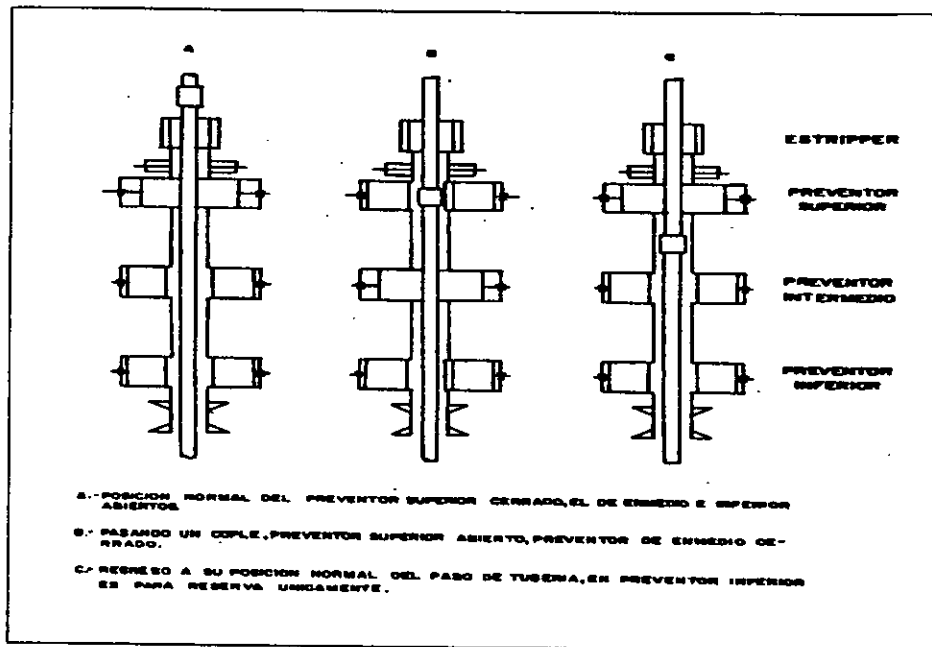
Están colocadas entre los preventores superior e intermedio. La válvula igualadora como su nombre lo indica, se utiliza para igualar lentamente la presión de tal manera que los arietes del preventor superior no se dañen al recibir bruscamente la presión.

Una vez igualada la presión, se desfoga mediante la válvula para tal fin.  
 Una vez que se desfogó la presión se dirige al flujo de fluidos hacia el árbol de estrangulación y según sea éste, se pasará a un quemador o a una presa de desperdicios.  
 En la figura 5, se ilustran los componentes del aparejo de control, así como su distribución.

**b). Insertador de tubería.**

Esta parte es la más importante del equipo, ya que mediante ésta se consigue la introducción ó extracción de la tubería, claro está en que no se podrá llevar a cabo esta operación sin el manejo de presiones que se tienen en el aparejo de control.

*Las partes que constituyen el insertador son las siguientes :*



**FIG. 5 COMPONENTES DEL APAREJO DE CONTROL Y SU DISTRIBUCION.**

1. Canastilla de operación.
2. Juego de cuñas.
3. Unidad de potencia.

### **Canastilla de operación.**

Es el lugar donde se realizan las operaciones ya que para sacar ó meter tubería. Esta canastilla se encuentra en la parte superior de los gatos hidráulicos acoplada a los mismos, se sujeta por medio de cuatro contravientos. En este lugar se encuentra la llave de fuerza hidráulica con la cual se conecta ó se desenrosca la tubería, además se encuentran dos consolas de control a cada lado de la canastilla.

Algunos de los controles de estas consolas son : arranque del motor, paro de emergencia, indicadores de presión de levante de los gatos, actuador de las cuñas ,válvulas reguladoras de presión de los winches, para el desfogue e igualación, etc.

### **Juego de cuñas.**

Este juego comprende las móviles y las fijas. Las primeras están colocadas en la parte superior de los gatos hidráulicos, por lo tanto éstas ascienden ó descienden de acuerdo al movimiento de los gatos. Las fijas soportan el peso de la sarta en condiciones normales, ó bien para retener la tubería debido al empuje hacia arriba por efecto de la presión. Las cuñas fijas están compuestas a su vez por unas cuñas normales fijas, las cuales están colocadas en la parte inferior del conjunto ; las otras son las cuñas fijas invertidas, que están colocadas en la parte superior del conjunto.

Todo este juego de cuñas, es accionado hidráulicamente, con presión de 750 Lb/Pg<sup>2</sup>.

### **Unidad de potencia.**

Esta unidad es la que proporciona la potencia necesaria para accionar la mayoría de los mecanismos del equipo hidráulicamente. Esta unidad está compuesta por un motor de combustión interna, conjunto de bombas, tablero de selección de las bombas, etc.

Algunos de los accesorios con que cuenta este equipo son entre otros : Llave de fuerza, rotaria hidráulica, prensa tanques para fluido, ensamble de estrangulación, válvula de pie, ventana, mástil telescópico.

Para la instalación de algunas partes de este equipo, se cuenta con una grúa de capacidad de 12.5 Toneladas. Todos los componentes de este equipo van montados sobre dos plataformas remolcables, las cuales a su vez son movidas por tractores (quinta rueda). En una de las plataformas van montados los siguientes elementos : conjunto de gatos hidráulicos, canastilla de operaciones, mangueras, stripper y carrete espaciador. En otra plataforma van colocados los siguientes componentes : unidad de potencia, sistema de precarga (pyne), llave hidráulica, preventores, grúa hidráulica y winches. Fig. 6

### **Aplicaciones de la Unidad Insertadora de Tubería.**

Las aplicaciones prácticas de este equipo son muchas y muy variadas, una de las más comunes es la de insertar tubería en el pozo con el objeto de circular fluidos para poder controlarlo.

Existen demasiadas situaciones durante las cuales, un pozo levanta presión sin tener tubería de producción, lo cual nos permitiría tener un medio para circular fluidos, de tal manera que es necesario meter tubería a presión para circular fluidos y de esta forma poder controlar el pozo. En algunas áreas y principalmente en aquellas con baja presión, lo más probable es que se cause daño a la formación al tratar de controlar el pozo con fluidos de alta densidad. Se ha comprobado que las formaciones productoras no regresan a su capacidad normal después de haber sido invadidas por fluidos muy pesados, sin embargo, desde un punto de vista económico y para eliminar una serie de operaciones tales como : redisparos, acidificaciones, sondeos, uso de fluidos de control e instalación de un equipo convencional de reparación de pozos.

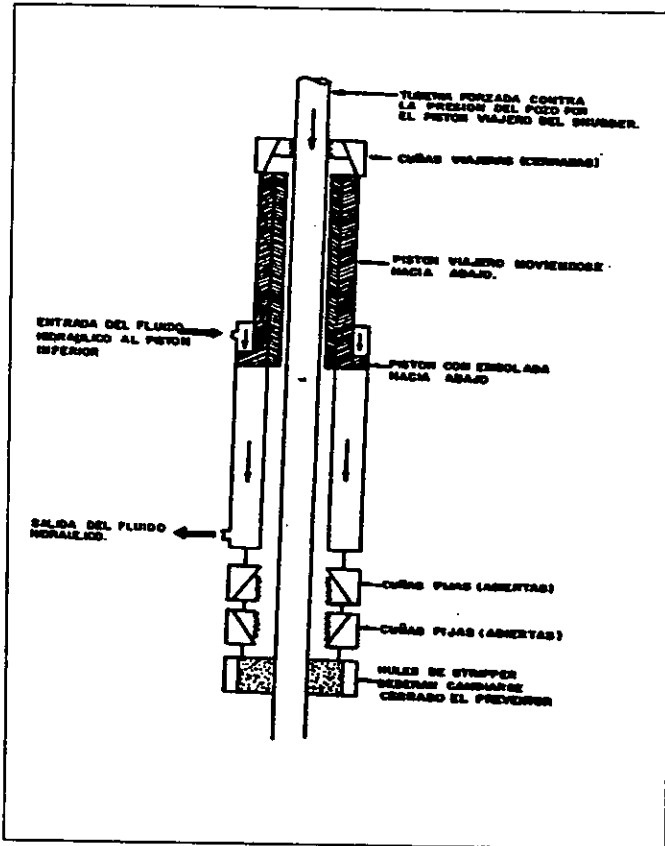


FIG.6. UNIDAD DE POTENCIA.



Es imperativo que cualquier trabajo de reparación u otro tipo, se efectúe tratando de evitar, en la medida de lo posible, el uso de fluidos de control de alta densidad utilizando este equipo especial.

Por lo común es necesario manejar tuberías bajo presión para efectuar este tipo de operaciones y no sólo estas sino también algunos trabajos tales como : cambio de colgadores de tuberías, desarenamientos, reemplazo de juntas ó coples dañados, correr tubería de producción en pozos que solo han producido a través de la tubería de revestimiento, redisparos, operaciones para reemplazar equipo de fondo ó limpiar el pozo, estimulaciones, aislamiento de intervalos, pescas, etc.

Estas operaciones mencionadas dan una idea de la gran versatilidad de éste equipo, aunque en ocasiones las velocidades de operación sean bajas en comparación con las de un equipo convencional, esto no es de gran importancia si se toma en cuenta la seguridad operacional del pozo, así como las ventajas de protección a la formación que ofrece éste equipo.

A continuación se describen algunas de las operaciones que son efectuadas con la unidad insertadora de tubería (snubbing) :

- Molienda de herramientas e incrustaciones.
- Operaciones de pesca.
- Obturamiento de intervalos productores de agua.
- Acidificaciones.

Para las operaciones mencionadas existe una secuencia común entre ellas y estas son las siguientes :

- Transporte de equipo a la localización.
- Instalación del aparejo de control.
- Instalación de la unidad insertadora de tubería.
- Bajar con la sarta de trabajo : a través del stripper para *presiones menores* de 3500 psi y a través de los preventores, alternando el cierre y la apertura de éstos para *presiones mayores* de 3500 psi.
- Sacar la sarta de trabajo.
- Desmantelar el equipo.
- Instalar el árbol de válvulas.
- Poner lentamente a producir el pozo.

#### **Clasificación de las Unidades Insertadoras de Tubería.**

Esta clasificación está en función de su capacidad de inserción y además de la longitud de la carrera de los gatos hidráulicos. Tomando en cuenta estas limitaciones, podemos clasificar a estas unidades en dos tipos :

- a). Unidad de carrera corta.
- b). Unidad de carrera larga.

**Unidad de carrera corta.**

La unidad insertadora de carrera corta, ofrece una gran versatilidad para trabajos de reparación. Esta unidad se puede adaptar a plataformas marinas, cabezales de pozo extremadamente altos y puede ser transportada en helicóptero a localizaciones donde no se pueda llegar a través de los remolques.

Esta unidad de carrera corta, fue diseñada para efectuar los siguientes trabajos :

- 1. Desarenamiento de pozos.
- 2. Circulación de fluidos.
- 3. Acidificaciones.
- 4. Cementaciones.
- 5. Fracturamientos.
- 6. Molienda de tapones de cemento.
- 7. Profundizar ó ampliar pozos.

Las especificaciones para la unidad de carrera corta son :

Fuerza máxima de levante.....150 000 Lbs.  
 Fuerza máxima de inducción..... 65 000 Lbs.  
 Carrera de unidad. .... 10 Pies.  
 Rango de diámetro exterior de trabajo.... 1.05" a 3.5"

**DESCRIPCION DE SUS PARTES MAS IMPORTANTES. FIG. 7**

- 1. Ensamble al gato hidráulico.
- 2. Canastilla de operación.
- 3. Malacate de contra-balanceo (winches).
- 4. Cuñas fijas.
- 5. Stripper.
- 6. Poste de poleas.
- 7. Unidad de potencia.
- 8. Tanque de combustible.
- 9. Banco de trabajo con tornillo.
- 10. Canastilla de mangueras.
- 11. Instalación de tubería.
- 12. Plataforma rotaria.

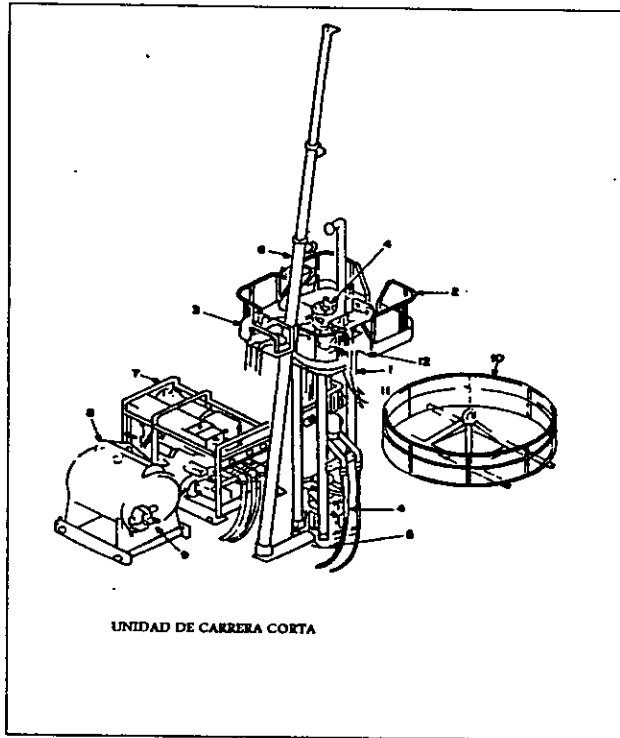


FIGURA 7

### Unidad de carrera larga.

La unidad de carrera larga es ideal para operaciones marinas ó terrestres. Algunas de estas son : terminaciones, estimulaciones, introducir ó sacar sartas de producción.

Además se puede decir que esta unidad es muy útil cuando se necesita realizar una intervención con suma rapidez ; cuando la presión del pozo es menor a  $3500 \text{ Lb/pg}^2$ . ó bien cuando la altura del cabezal del pozo es menor de 21 pies (6.5 m.).

Esta unidad, tiene otros componentes como es el patín en el que va montado el mástil consiste de las siguientes partes : estructura de cuatro patas y un cilindro unido a la estructura principal. La característica principal de este mástil es que las cuatro patas sirven como conductoras de fluido hidráulico, teniendo las siguientes ventajas : Las patas actúan como eliminadoras de calor para enfriar el fluido hidráulico.

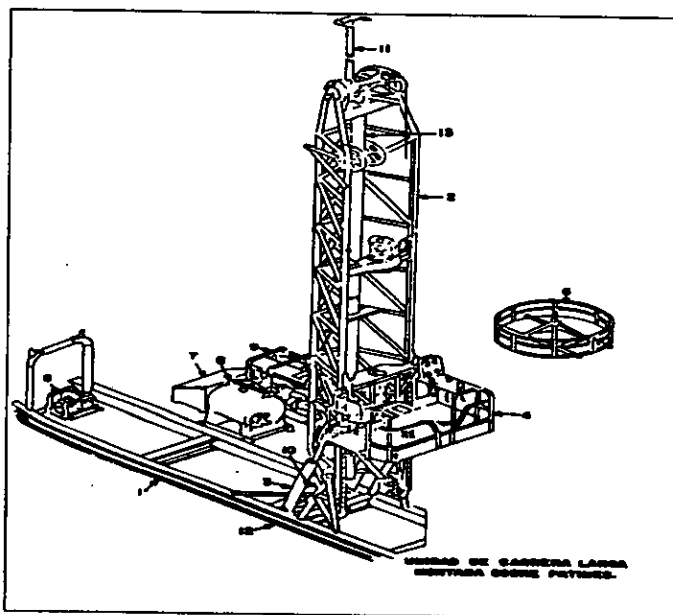
- La alta presión de trabajo del fluido (arriba de 3000 psi) confinada a las patas de éste, ayuda a relevar la carga en la estructura del mástil, ya que la gran repartición de carga a la

que se sujeta el mástil, es soportada por las columnas de fluido alojado en las patas de la estructura. Esta unidad de carrera larga tiene un vástago, el cual consiste de dos tubos concéntricos a través de los cuales es aplicado el fluido hidráulico en el cualquiera de los lados del pistón. El vástago es fijo y a través de éste se desplaza el cilindro ya sea hacia arriba ó hacia abajo.

Esta unidad tiene las siguientes características: *Fuerza máxima de levante* para uso terrestre y uso marino respectivamente 120000 Lbs. y 142000 Lbs., *longitud de carrera* igual a 36 pies.

**DESCRIPCION DE SUS PARTES MAS IMPORTANTES. FIG.8**

- |   |                               |
|---|-------------------------------|
| 1. Patin.                                 | 8. Tanque de cobustible.      |
| 2. Mástil.                                | 9. Unidad de potencia.        |
| 3. Gato hidráulico para izaje del mástil. | 10. Malacate.                 |
| 4. Canastilla de operación.               | 11. Poste de poleas.          |
| 5. Malacate de contra-balanceo (winches). | 12. Base de mástil.           |
| 6. Castilla de mangueras.                 | 13. Gato hidráulico de izaje. |
| 7. Caja de herramientas.                  |                               |



**FIGURA 8**

## CAPITULO V

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

- Se analizó la influencia de la Organización de Países Exportadores del Petróleo (OPEP) en el precio del crudo mexicano, así como la evolución histórica del mismo.
- Se dieron las bases para definir el origen y características del petróleo así como los mecanismos de empuje que intervienen en el yacimiento.
- Se le da importancia mediante una tecnología adecuada, y la disponibilidad de todo el personal que labora en Pemex Exploración Producción (PEP), a solucionar el problema de la contaminación que se tiene durante las operaciones de perforación, terminación y reparación de pozos.
- Se han analizado los aspectos técnico - económicos en la planeación, verificando previamente las causas y características que dieron o pudieran dar origen y solución a los diferentes problemas durante la perforación, terminación y reparación de los pozos petroleros.
- Se confirmó que si las condiciones superficiales son adecuadas, el resto de la intervención dependerá de la rapidez y precisión con que sean detectadas las señales que indiquen cuando ocurrirá una situación anormal como un brote que pudiera convertirse en descontrol del pozo.
- Es importante tomar medidas preventivas para evitar a toda costa el error humano que en algún momento genere problemas de pesca, ya que en muchos casos existe el riesgo de perder cuantiosas inversiones en la perforación o terminación del pozo.
- Es necesario que todo el personal que opera el equipo de reparación y terminación de pozos tenga un conocimiento adecuado sobre los fluidos de control, ya que de esta manera se logrará una mejor eficiencia, menor daño al yacimiento y mejor seguridad en el trabajo.
- En general las herramientas de pesca, los equipos convencionales y los equipos especiales, son indispensables para efectuar operaciones tanto de perforación, terminación y reparación de pozos.
- Se han mencionado cada una de las herramientas y equipos de tal manera que en función de las condiciones del pozo, se puedan utilizar sabiendo de antemano las ventajas y desventajas que puedan representar cada una de ellas.

- Para los equipos especiales, es importante considerar las ventajas que se conseguirían al planear las intervenciones con la unidad insertadora de tubería, en forma conjunta con la unidad de tubería flexible o bien con la generadora de espuma y de esta manera, podría incrementarse en gran medida la calidad de las intervenciones en comparación con los resultados obtenidos con un equipo convencional de reparación de pozos.
- Se recomienda proporcionar capacitación continua a todo el personal que labora en los equipos de reparación tanto especiales como convencionales, con el fin de incrementar la eficiencia durante la intervención y por consiguiente disminuir tanto los tiempos como los costos de intervención.

## BIBLIOGRAFIA.

- 1.- Villagómez, Alejandro  
"México y el mercado mundial petrolero : Análisis y Perspectivas en Economía Mexicana núm.6. CIDE, México, 1984 p.101.
- 2.- Reunión de la OPEP en Estocolmo  
"Grandes cambios sin modificar los precios reales en comercio exterior", vol. 27 núm. 8 México 1977 P.973.
- 4.- La política petrolera de la OPEP.  
David Moctezuma N.  
Aportes de investigación /UNAM  
Centro de Investigaciones Multidisciplinarias.  
México 1986.
- 5.- Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos  
Rafael Rodríguez Nieto  
Facultad de Ingeniería UNAM.  
México D.F.1984.
- 6.- El Petróleo PEMEX 1986.  
Antología del cincuenta aniversario.  
México D.F.
- 7.- Mc. Cray and Cole.  
"Tecnología de la Perforación de pozos Petroleros".  
Sexta reimpresión 1984.
- 8.- Manuales de fluidos de control.  
Nivel 2 y Nivel 3.  
Gerencia de Reparación y Terminación de Pozos.  
Petróleos Mexicanos 1986.
- 9.- Apuntes de Comportamiento de yacimientos  
Facultad de Ingeniería UNAM.  
Ing. Francisco Garaicochea P.
- 10.- B.Y Welte D.H.  
"El petróleo su formación y localización"  
1982 Consejo de Ciencia y Tecnología.
- 11.- López Ramos, E.  
"Geología de México"  
Tomos I a III.
- 12.- Apuntes de Geología del Petróleo  
Facultad de Ingeniería UNAM. 1984
- 13.- PEMEX , Subdirección de Producción Primaria.  
"Clasificación de Pozos Terminados"  
México D.F. Enero de 1990.
- 14.- Adams N. "Drilling Engineering".  
Pen Well Publishing Co. 1993.

- 15.- "Terminación de Pozos"  
Facultad de Ingeniería UNAM.  
Ing. Ignacio Alonso Cárdenas.  
México D.F. Abril de 1986.
- 16.- La comercialización del petróleo crudo en México  
Correa Martínez DGB-001-00821-C11-1993  
Tesis Facultad de Economía UNAM
- 17.- Ings. Leyva T.H. ,Silva L.P. Casariego G. Vicente ;  
"Aplicación de las espumas estables en la circulación de pozos  
de baja presión de fondo".  
A.I.M.P., XVII Congreso Nal., 1979.
- 18.- Ings. Casariego G.V. , PereraG. Ramón, Poblano O.R. ;  
"Aplicación de las espumas como fluidos de circulación en la reparación  
de pozos en campos de Petróleos Mexicanos".  
A.I.P.M., XIII Congreso Nal., 1975.
- 19.-Petróleos Mexicanos, Subgerencia de Ingeniería de Pozos ;  
"Memoria descriptiva de la aplicación de espumas como  
Fluidos de circulación en la reparación de pozos".  
Abril de 1985.
- 20.-Petróleos Mexicanos, Gerencia de Reparación y Terminación de Pozos.  
"Herramientas especiales en operaciones de pesca".  
Mayo de 1986.
- 21.- Instituto Mexicano del Petróleo.  
"Estudio de fluidos de reparación a base de espumas"  
Informe de avance No. 7 Julio de 1978.
- 22.- Instituto Mexicano del Petróleo.  
"Equipo de Tubería Flexible"  
Apuntes del I.M.P. Apuntes del curso de capacitación ;  
"Técnicas de operación de equipo Snubbing" ;  
Depto. R. y T.P. Comalcalco ; Julio 1985.
- 23.- Apuntes de Evaluación de la Producción.  
Ings. Rafael Rodríguez Nieto, Antonio Valderrábano H.  
Facultad de Ingeniería UNAM.
- 24.-Production Operations.  
Allan Roberts.  
Capítulo XII Vol.2.
- 25.- "Aplicación de procedimientos para operar libre de contaminación  
durante las actividades de perforación, terminación y reparación  
de pozos".  
Ings. Yáñez y González.  
Revista de Ingeniería Petrolera Vol. XXXV No. 4 Abril 1995.
- 26.-Apuntes de Estimulación y Reparación de Pozos.  
Ing. Carlos Islas Silva.  
Facultad de Ingeniería UNAM