

# OPERACIÓN DE POZOS FLUYENTES



ÍNDICE

PRÓLOGO..... 9

OBJETIVOS..... 11

1. INTRODUCCIÓN..... 13

2. DEFINICIÓN DE POZO FLUYENTE..... 17

    2.1 Tipos de Formaciones del Activo Poza Rica..... 21

    2.2 Yacimientos en Areniscas Petrolíferas..... 22

    2.3 Yacimientos en Rocas de Carbonatos..... 25

    Evaluación..... 33

3. ACCESORIOS DE UN POZO FLUYENTE..... 37

    3.1 Accesorios Superficiales..... 39

        3.1.1 Árbol de Válvulas (Árbol de Navidad)..... 39

        3.1.2 Conexiones Superficiales..... 42

        3.1.3 Especificaciones de las Conexiones Superficiales..... 43

    3.2 Accesorios Subsuperficiales..... 44

    Evaluación..... 49

4. SUPERVISIÓN DE UN POZO FLUYENTE..... 53

    Evaluación..... 61

5. APERTURA DE POZOS FLUYENTES..... 63

    5.1 Revisión del Equipo de Seguridad..... 70

    5.2 Revisión de Conexiones..... 71

    5.3 Toma de Presión..... 71

    5.4 Toma de Muestra..... 73

    5.5 Selección de Estranguladores..... 74

    Evaluación..... 77

<b>6. PROBLEMAS DE POZOS FLUYENTES.....</b>	<b>81</b>
Evaluación.....	89
<b>7. USO DE ESTRANGULADORES.....</b>	<b>93</b>
7.1 Tipos de Estranguladores.....	98
7.2 Medida y conversión de unidades.....	101
7.3 Determinación de diámetro.....	102
Evaluación.....	103
<b>8. MÉTODOS DE ESTIMULACIÓN A POZOS FLUYENTES.....</b>	<b>107</b>
8.1 Estimulación con Ácidos (HCL, HF).....	111
8.2 Estimulación Orgánica (Xileno y Aromina).....	113
8.3 Fracturas (Ácidas e Hidráulicas).....	116
8.3.1 Fractura con Ácido.....	118
8.3.2 Fracturamiento Hidráulico.....	119
Evaluación.....	125
<b>9. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO A POZOS FLUYENTES.....</b>	<b>129</b>
9.1 Operaciones Especiales.....	136
9.1.1 Procedimiento para Cambiar una Válvula de Compuerta con Sello Metal a Metal (Válvula superior y T.P.).....	136
9.1.2 Procedimiento para cambiar el Bronce.....	137
Evaluación.....	143
<b>ANEXOS.....</b>	<b>145</b>
a) Tabla de Equivalencias y Conversiones.....	147
b) Manómetros y Manógrafos.....	159
c) Xileno (H <sub>2</sub> S).....	171
d) Disposiciones Relevantes del Reglamento de Seguridad e Higiene de Petróleos Mexicanos.....	179
e) Propiedades y Riesgos de los Productos Químicos de Limpieza.....	197
f) Disposiciones Relevantes de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente.....	201

GLOSARIO..... 209

BIBLIOGRAFÍA..... 213

# INTRODUCCIÓN



Durante muchos años la industria petrolera ha explotado el subsuelo para la extracción de hidrocarburos, siendo proveedor de aceite y gas, que son materias primas para la elaboración de diferentes productos.

Sabemos que los hidrocarburos son un recurso natural no renovable, por lo que su explotación debe hacerse con responsabilidad y tomando en cuenta lo siguiente:

- Maximizar el porcentaje de recuperación de aceite y gas del yacimiento.
- Minimizar los costos de inversión.
- Minimizar el impacto ambiental.
- Minimizar los riesgos por su manejo en superficie.

Este manual proporciona la información necesaria para definir qué es un pozo fluyente, cómo operarlo, su manejo y supervisión, así como los accesorios superficiales y subsuperficiales que componen un pozo fluyente para una mejor explotación.

También se describirá la metodología para la inducción de un pozo fluyente a presa metálica, separador portátil (rolo) y batería de separación, así como el uso óptimo de estranguladores. Se describirán los problemas que afectan al flujo en el pozo y la superficie, se analizarán los tipos de estimulaciones y a qué pozos se les aplica; por último se analizará el tipo de mantenimiento a efectuar para estos pozos. Todo lo anterior con la visión de restablecer e incrementar la producción y el periodo de vida de un pozo fluyente, con un manejo estricto y apegado a las normas de seguridad y medio ambiente.

Al final de la lectura de este manual, el trabajador podrá efectuar eficientemente la operación de un pozo fluyente, estará preparado para comprender la aplicación de mecanismos para el mejoramiento de los pozos.

Todo esto con el objeto de lograr la óptima producción de los pozos, considerando las normas de seguridad y medio ambiente actuales.

# DEFINICIÓN DE POZOS FLUYENTES

---

PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN  
ACTIVO DE PRODUCCIÓN POZA RICA  
OPERACIÓN DE EXPLOTACIÓN

# Origen del Petróleo

Para facilitar el entendimiento de los mecanismos por los cuales un pozo fluye por sí mismo, es necesario saber cómo está constituido su formación y los tipos de yacimientos que se explotan.

La palabra Petróleo, castellanizada del latín petroleum, (petra-piedra y oleum-aceite), significa aceite de piedra.

El vocablo chapopote o chapapote es castellanización de la palabra náhuatl chapopoctli, de cháhuatl = grasa y poctli = humo.

Al analizar petróleos de procedencias diversas, se observa de manera general, que lo forman los siguientes elementos:

CARBÓN..... de 76 a 86 por ciento.  
HIDRÓGENO..... de 10 a 14 por ciento.

En ocasiones puede contener mezcladas algunas impurezas, como Oxígeno, Azufre y Nitrógeno. También se han encontrado huellas de compuestos de Hierro, Níquel, Vanadio y otros metales.

No se sabe exactamente cómo se formó el petróleo en el subsuelo. Las teorías de su origen se siguen discutiendo hasta la fecha. Varios químicos famosos, entre ellos el ruso Mijail Vaslievich Lomonosov (1711-1865), en 1745; el francés Marcelin Pierre Eugene Berthelot (1827-1907), en 1866; el ruso Dimitri Ivanovich Mendeleiev (1834-1907) en 1877 y el francés Paul Sabatier (1854-1941) en 1902, defendieron el origen mineral. Otros investigadores se inclinan por el origen orgánico, sosteniendo que proviene de la descomposición de residuos animales y vegetales que se han transformado en aceite. Este origen se demuestra al comprobarse que los terrenos en los que se ha formado, no han estado nunca a una temperatura superior a 38 grados centígrados, lo que descarta la teoría del origen mineral, ya que la obtención a partir de carburos metálicos requiere temperaturas mucho más elevadas.

Los estudios hechos en laboratorio, con análisis de rocas petrolíferas de campos productores, confirman un origen orgánico, ya que se han encontrado en ellas ciertas propiedades ópticas, que sólo se localizan en las sustancias orgánicas, por otro lado, el contenido de nitrógeno y otras sustancias en el petróleo, sólo puede proceder de materiales orgánicos.



también confirma el origen orgánico, el hecho de que la mayor parte de los yacimientos en el mundo se localizan en lugares que fueron ocupados por lagos y mares hace millones de años.

Se encuentra en el subsuelo, impregnado en formaciones de tipo arenoso o calcáreo, asume los tres estados físicos de la materia: sólido, líquido y gaseoso, según su composición y la temperatura y presión a que se encuentra. Su color varía entre el ámbar y el negro, su densidad es menor que la del agua. En estado gaseoso es inodoro, incoloro e insípido, por lo que, como medida de seguridad, se mezcla un mercaptano (compuesto sulfuroso), para descubrir su presencia y evitar intoxicaciones. Puede hallarse solo o mezclado con el petróleo líquido dentro de un mismo yacimiento. En el subsuelo, se encuentra generalmente encima de una capa de agua, hallándose en la parte superior una de gas.

El petróleo no se encuentra distribuido uniformemente en las capas del subsuelo, es necesario que concurren cuatro condiciones para dar lugar a un yacimiento donde se acumule petróleo y gas:

1. Una roca almacenadora, que debe ser permeable, en forma tal que bajo presión el petróleo pueda moverse a través de sus poros de tamaño microscópico.
2. Una roca impermeable, que evita que el petróleo escape hacia la superficie.
3. El yacimiento debe tener forma de "trampa", es decir, que las rocas impermeables se encuentren dispuestas en tal forma que el petróleo no pueda moverse hacia los lados.
4. Deben existir rocas generadoras que se hayan convertido en petróleo por el efecto de la presión y la temperatura.

Las rocas almacenadoras en que se ha encontrado petróleo, son de muy diversas edades geológicas. En el siguiente cuadro se muestran rocas productoras en el Activo Poza Rica.

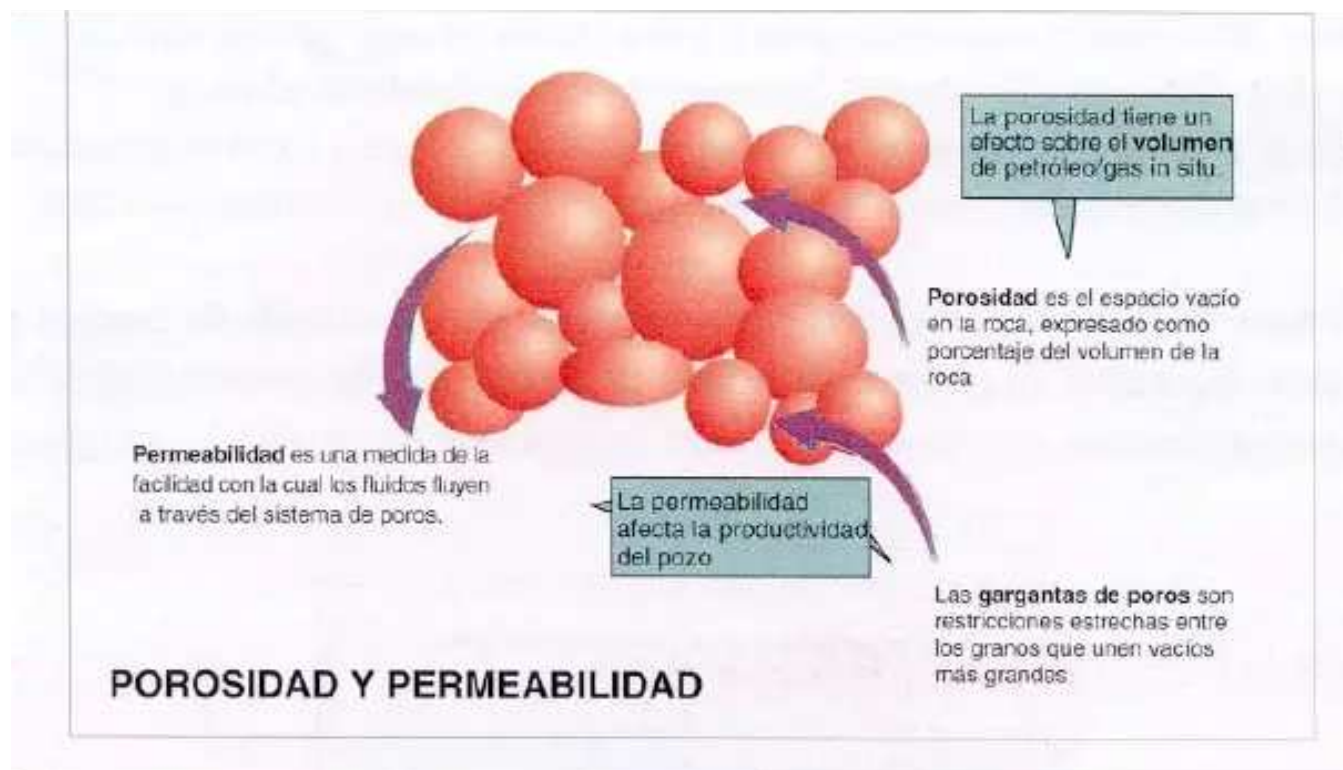
FORMACIÓN	TIPOS DE ROCAS	LOCALIZACIÓN
Chicontepec	{ Areniscas	{ Tajín Agua fría Escobal
Tamabra	{ Carbonato	{ Poza Rica Miquetla Jiliapa
Abra	{ Carbonato	{ Faja de oro
Jurásico San Andrés (Inferior y Superior)	{ Carbonato	{ San Andrés Hallazgo Remolinos Gran Morelos

La roca almacén es donde se encuentran entrampados los hidrocarburos y no es más que un recipiente. Las condiciones generales para que una roca sea almacén son simples; debe poseer espacio suficiente para almacenar un considerable volumen de hidrocarburos y las condiciones de almacenaje deben ser tales que ceda fácilmente el aceite y gas contenido cuando sea alcanzado por el pozo.

La facilidad con que los hidrocarburos se desprenden de la roca depende de su permeabilidad, para que una roca sea permeable depende de los siguientes

requisitos:

- a) Porosidad
- b) Poros interconectados



**Fig.1** Porosidad y Permeabilidad

## 2.2 YACIMIENTOS EN ARENISCAS PETROLÍFERAS

En todo el mundo las areniscas constituyen las rocas almacén más importantes. Localmente pueden ser sobrepasadas en el volumen de petróleo producido por las rocas de carbonatos, pero en gran número de distritos petrolíferos, las calizas y dolomías están enteramente ausentes de la sección estratigráfica. Las areniscas poseen las propiedades de porosidad y permeabilidad con una mayor y más consistente extensión que cualquier otra de las rocas comunes. Además, pueden tener gran potencia, en algunos puntos de varios cientos de metros. Las areniscas pueden tener o no algunos puntos de varios cientos de metros. Las areniscas pueden tener o no gran continuidad lateral.

La porosidad en las areniscas es de dos tipos, intergranular y fracturas. La porosidad intergranular es el espacio vacío neto que queda entre los granos que constituyen la roca. La porosidad intergranular inicial depende principalmente del tamaño y forma del grano. Granos de arena moderadamente redondeados, como los

tamaño y forma del grano. Granos de arena moderadamente redondeados, como los que corrientemente forman las areniscas, aproximadamente del mismo tamaño, forman al asentarse en agua un agregado con una porosidad del 35 al 40%. Con una mezcla de tamaños la porosidad disminuye, pues los granos más pequeños llenan parcialmente los intersticios entre los granos mayores, que de otra forma permanecerán abiertos. Las arenas que no se hayan asentado bien tienen porosidades del 30% o menos. Si el sedimento es una mezcla de granos de arena y arcilla, la roca puede carecer totalmente de porosidad efectiva.

Como regla general, la cementación disminuye el porcentaje de porosidad de un 30 a 40 inicial hasta un 10 a 20. Sin embargo, ni siquiera este reducido espacio está disponible para el almacenaje de hidrocarburos, pues la mayoría de las areniscas petrolíferas contienen algo de agua intersticial.

Algunas areniscas aparentemente compactas contienen agua o petróleo en fracturas, en cuyo caso la porosidad real produce una roca apta y quebradiza y está tan sujeta a la fisuración como cualquier otra roca de aptitud comparable. Si una arenisca no es compacta, sino que tiene una porosidad normal del 10 al 20%, puede poseer una porosidad real mayor debido a la presencia de fracturas, pero su existencia es menos obvia.

La mayoría de las areniscas no forman capas, sino que son lenticulares. En un extremo existen lentes de muchos kilómetros de extensión y en el otro extremo están las areniscas en "rosario", que pueden tener pocos metros de anchura. Estas últimas son tan pequeñas que constituyen trampas en sí mismas. Las arenas lenticulares son depositadas por mares en regresión a lo largo de las líneas costeras estancadas, en barras o bancos fuera de la costa, en deltas y plataformas en la desembocadura de ríos y en el fondo de lagos.

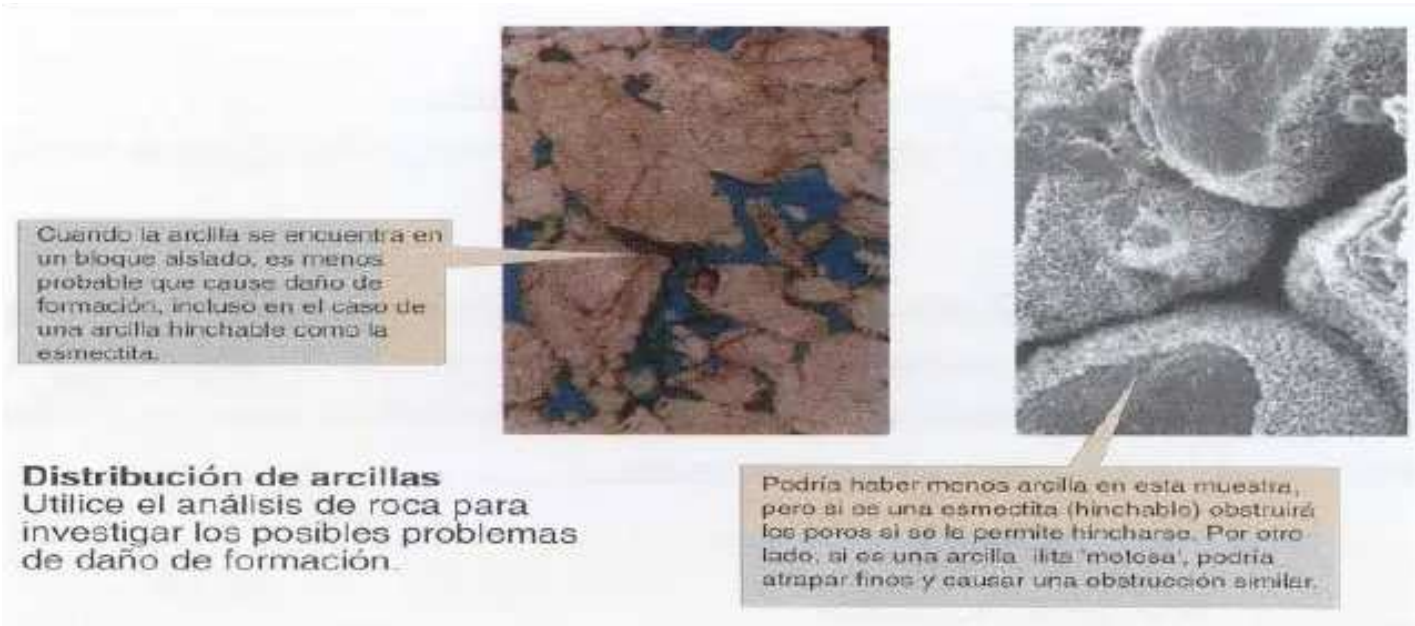
Algunas de estas arenas lenticulares han sido depositadas en aguas dulces o salobres y actualmente conocemos numerosos ejemplos de petróleo en areniscas de origen continental. Algunas rocas petrolíferas de la Costa del Golfo y California cambian buzamiento arriba de facies marinas a facies continental.

Yacimientos en conglomerados. Los conglomerados pueden ser considerados como areniscas de grano grande. Poseen todos los requisitos necesarios para construir una roca almacén, pero esta variedad de roca sedimentaria es rara, especialmente en las grandes cuencas sedimentarias. Sin embargo, algunas areniscas basales pueden tener el grano tan grande para ser llamadas conglomerados.

Los hidrocarburos que se localizan en yacimientos de rocas areniscas están compuestos de: arcilla, caolinita, conglomerados, lodolitas o lutitas.

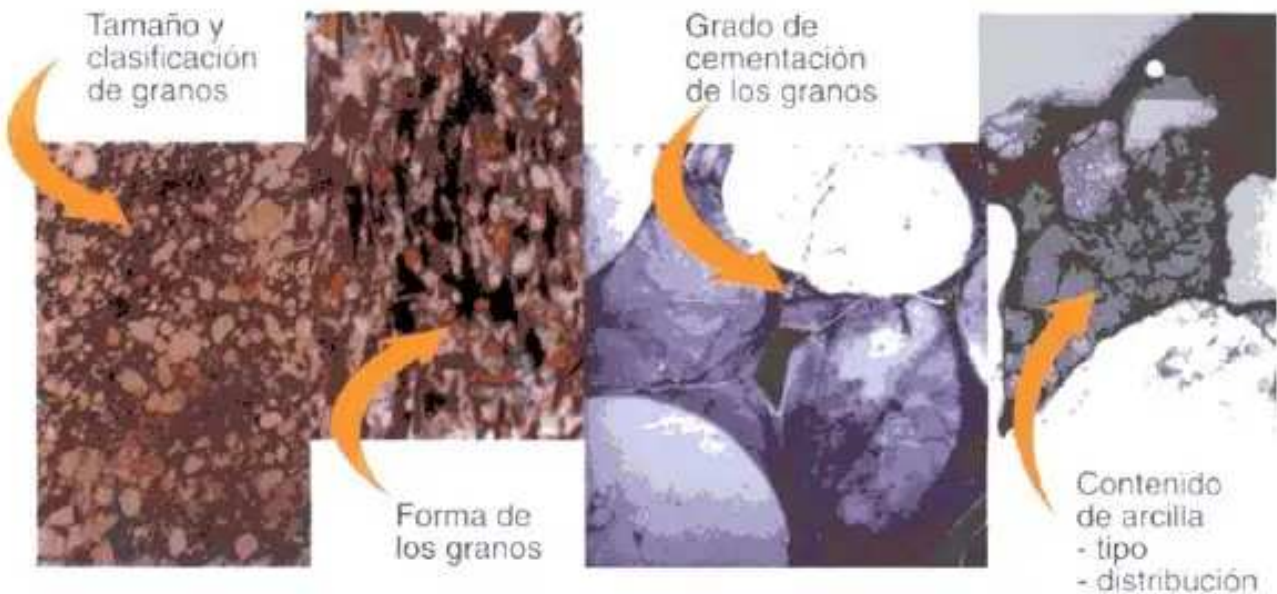
- Arcilla: rocas sedimentarias, granulares con tamaño de grano de entre 0.0625 y 2 mm.

- Caolinita: mineral de arcilla.



**Fig.2 Arcillas**

- Conglomerados: son parecidos a las areniscas pero tienen granos más grandes entre 2 y 4 mm.
- Lodolitas o lutitas: son rocas sedimentarias que consisten en partículas más finas que el grano de arena menor a 0.0625 mm.



**Fig.3 Conglomerados**

## 2.3 YACIMIENTOS EN ROCAS DE CARBONATOS

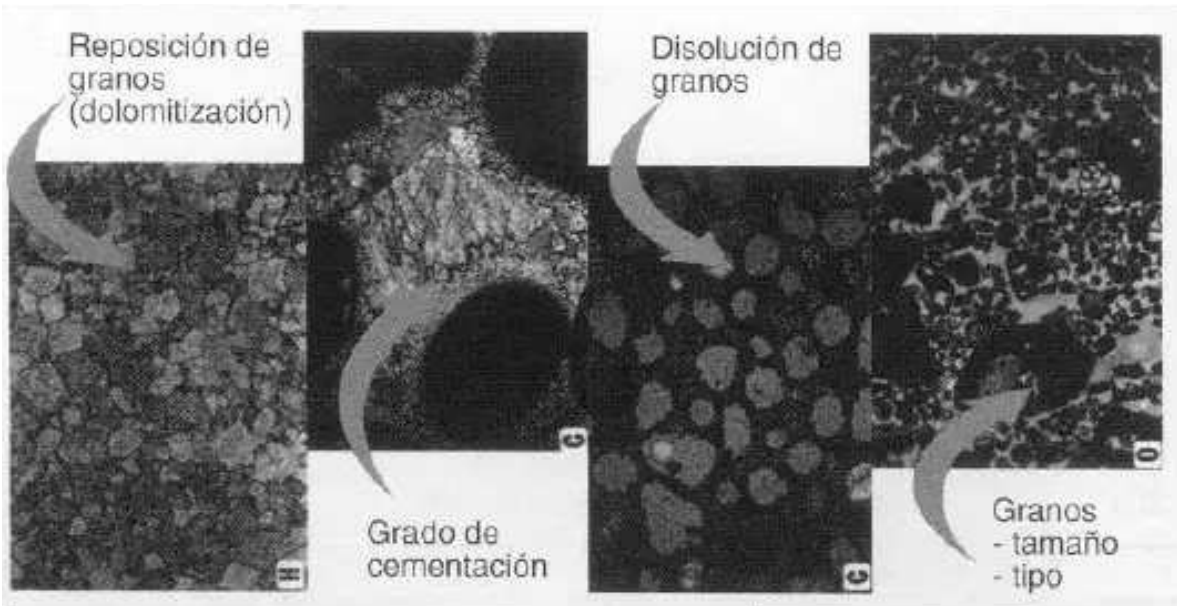
Las rocas de carbonatos son la caliza, la dolomita y las rocas intermedias entre estas dos. En algunas áreas, notablemente el distrito Lima-Indiana y la cuenca de Michigan, las rocas de carbonatos son prácticamente las únicas rocas almacén. En algunas otras regiones, como en el Oriente Medio, México y la región central de



Estados Unidos, ambas rocas, calizas y areniscas, contienen cantidades comerciales de petróleo y gas.

Las rocas almacén de carbonatos difieren en algunos aspectos de las areniscas almacén. La porosidad es más probable que esté localizada, lateral y verticalmente, dentro de la roca. Aunque unas pocas rocas de carbonatos poseen porosidad a lo largo de la capa, esta condición es excepcional. Dentro de una formación dada de carbonato, incluso aunque tenga varios cientos de metros de potencia, la porosidad está en muchos lugares confinada a los 8 a 15 m superiores. Por otro lado, los poros pueden ser mucho mayores que en una arenisca, dando a la roca una permeabilidad no usual. Por esta razón, los pozos perforados en rocas de carbonatos poseen las marcas de producciones iniciales altas y las bolsas en calizas tienden a tener una vida menor que las bolsas en areniscas.

- 
- **Caliza** es una combinación de carbonato de calcio y magnesio de calcio.

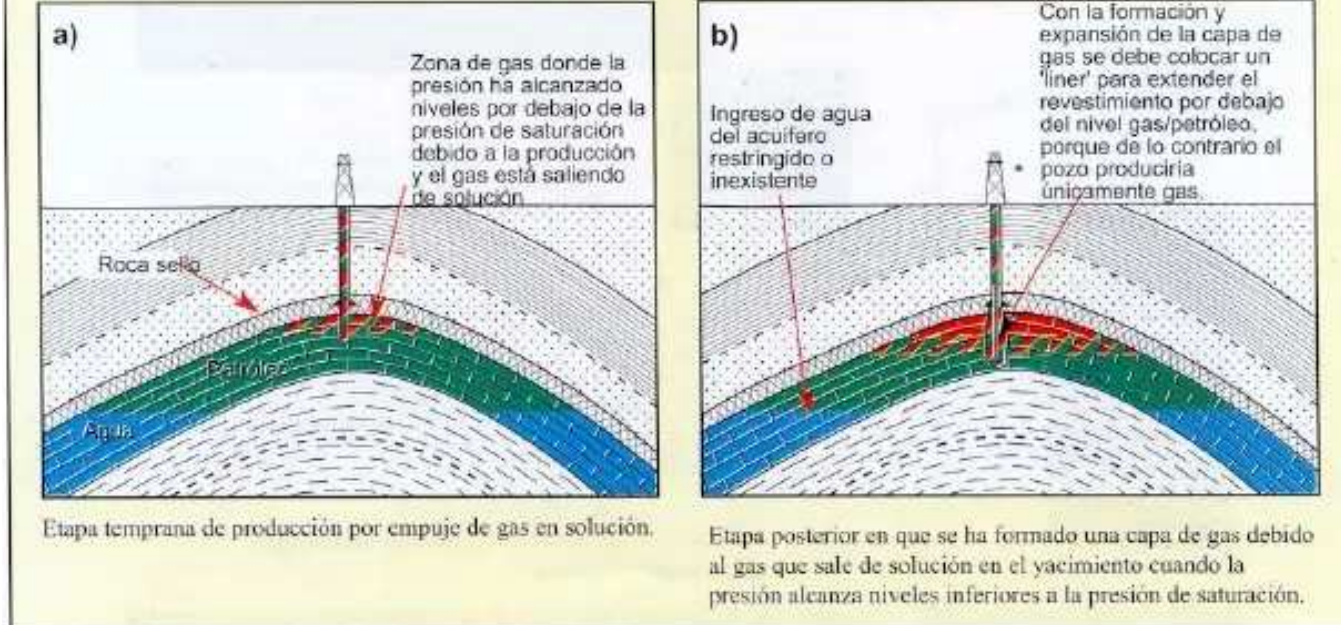


**Fig.4** Caliza

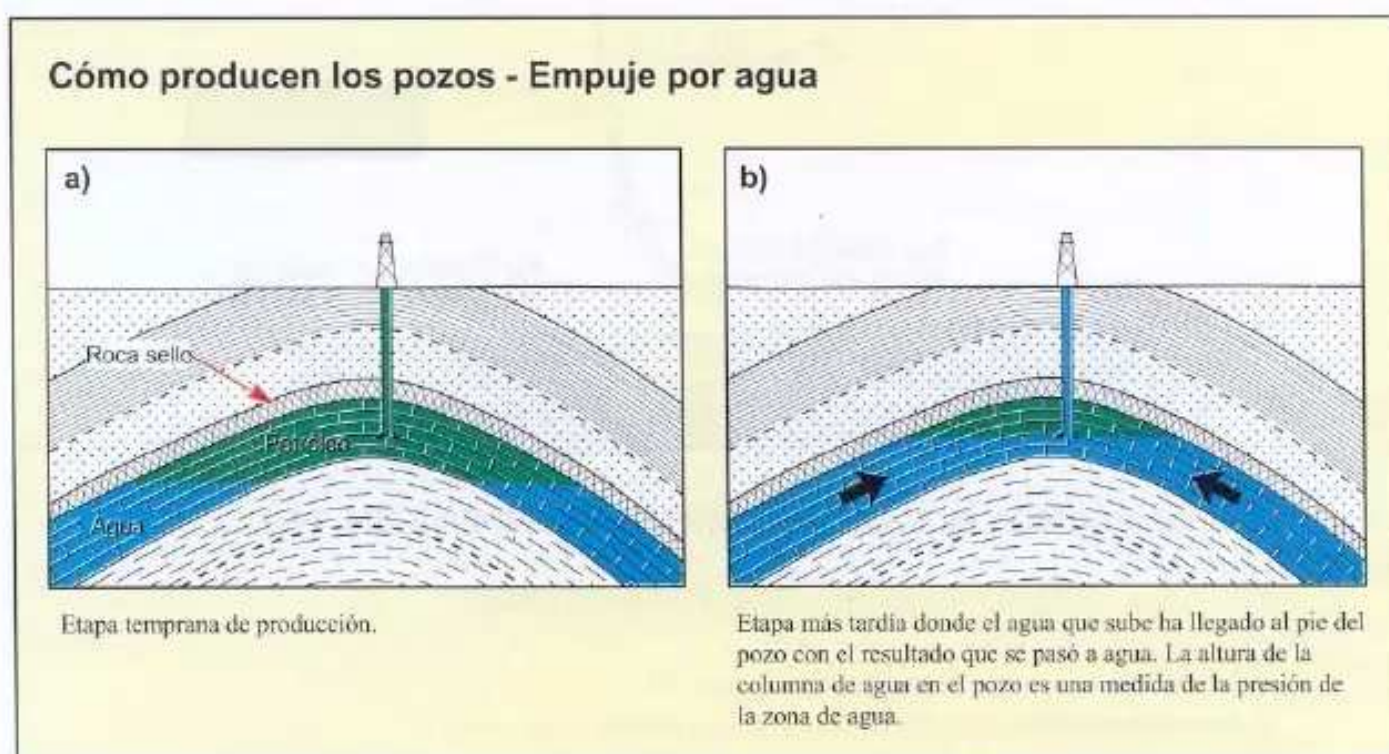
DEFINICIÓN DE POZOS FLUYENTES

La facilidad con la que el pozo va a fluir dependerá de la presión a la que estén sometidos los hidrocarburos del yacimientos, este tipo de presión es debida al empuje por gas disuelto, empuje de una capa de gas y empuje hidrostático natural.





**Fig.5** a) Empuje de Gas en Solución; b) Empuje de una capa de Gas

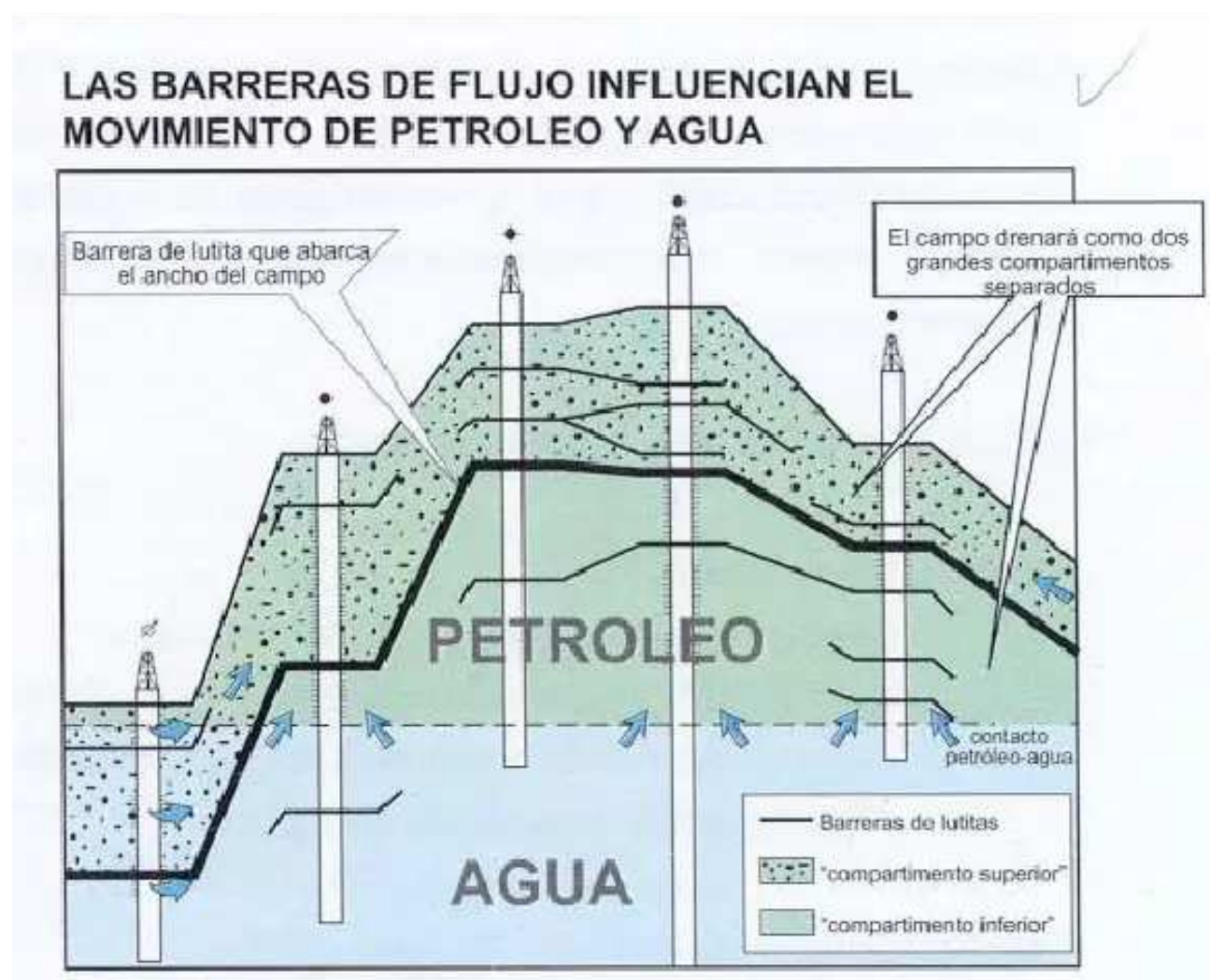


**Fig.6** Empuje Hidrostático

Analizando la información anterior seremos capaces de definir cómo pozo fluyente a aquel cuya presión de fondo, es capaz de hacer fluir los hidrocarburos producidos hasta la superficie sin energía externa, sólo con la propia del yacimiento.

Es de suma importancia que el lector conozca a grandes rasgos cómo se encuentran los hidrocarburos en el yacimiento y como llegan a la superficie. Una vez que el pozo ha sido terminado, éste cuenta con una tubería de revestimiento la cual va a llegar a la profundidad en que esté el yacimiento. En su interior alojará una tubería de producción de menor diámetro, la cual colgará y estará soportada por un

tubería de producción de menor diámetro, la cual colgura y estará soportada por un empacador que aislará ambas tuberías. Por la tubería de producción serán transportados los hidrocarburos del yacimiento a la superficie. A través de la tubería de revestimiento se efectúan los disparos, hasta la zona productora de aceite, determinada ésta mediante el uso de registros.



**Fig.7** Barras de Flujo Influencian el Movimiento de Petróleo y Agua

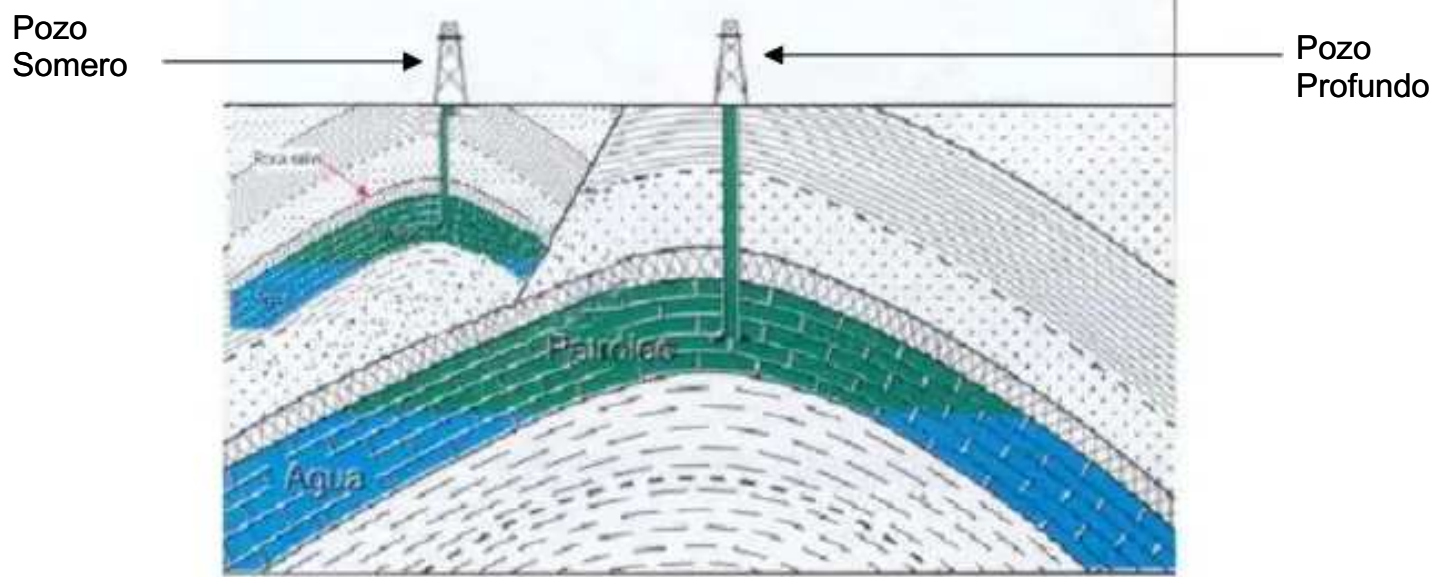
#### DEFINICIÓN DE POZOS FLUYENTES

Los pozos fluyentes por su condición se clasifican de acuerdo a:

a) **Su profundidad.**- Estos pozos pueden ser someros o profundos.

- *Someros:* son aquellos que alcanzan una profundidad de 1000 m.
- *Profundos:*  stos alcanzan una profundidad mayor de 1000 m



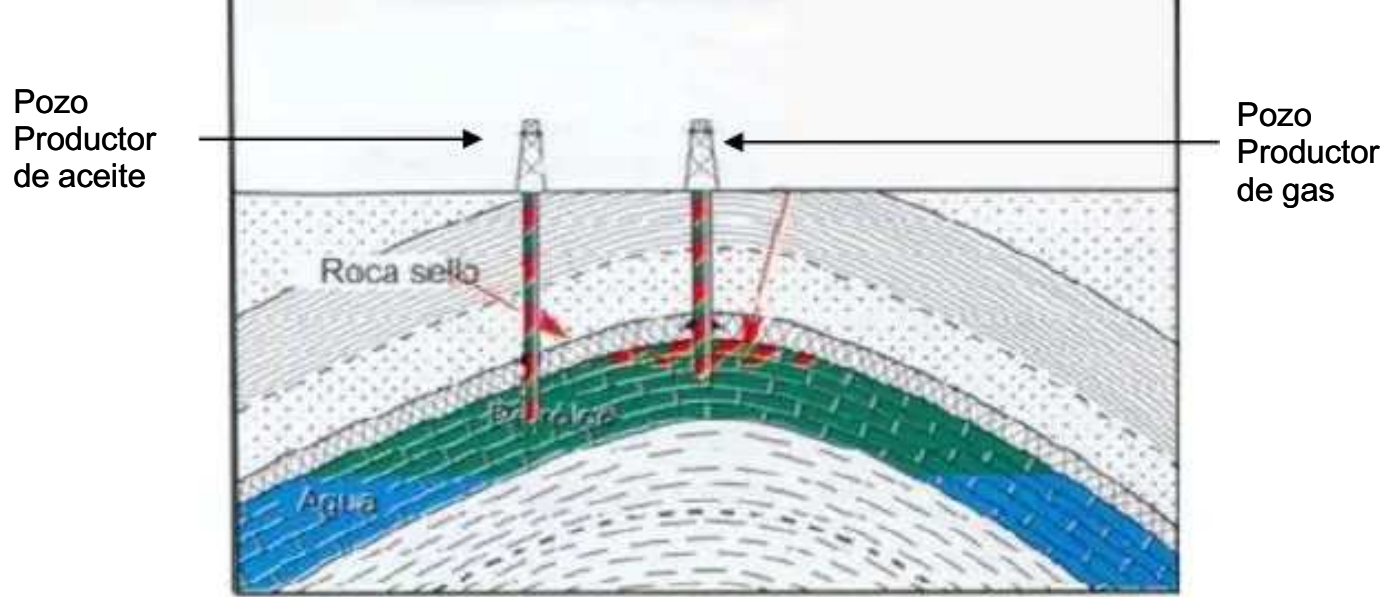


**Fig.8** Pozo Somero y Profundo

#### DEFINICIÓN DE POZOS FLUYENTES

b) **Su producción.**- Estos pueden ser pozos productores de aceite – gas y pozos productores de gas (perforados en el casquete).

- *Productores aceite-gas:* con terminación en el yacimiento productor de aceite-gas.
- *Productores gas:* con una terminación en el casquete de gas.



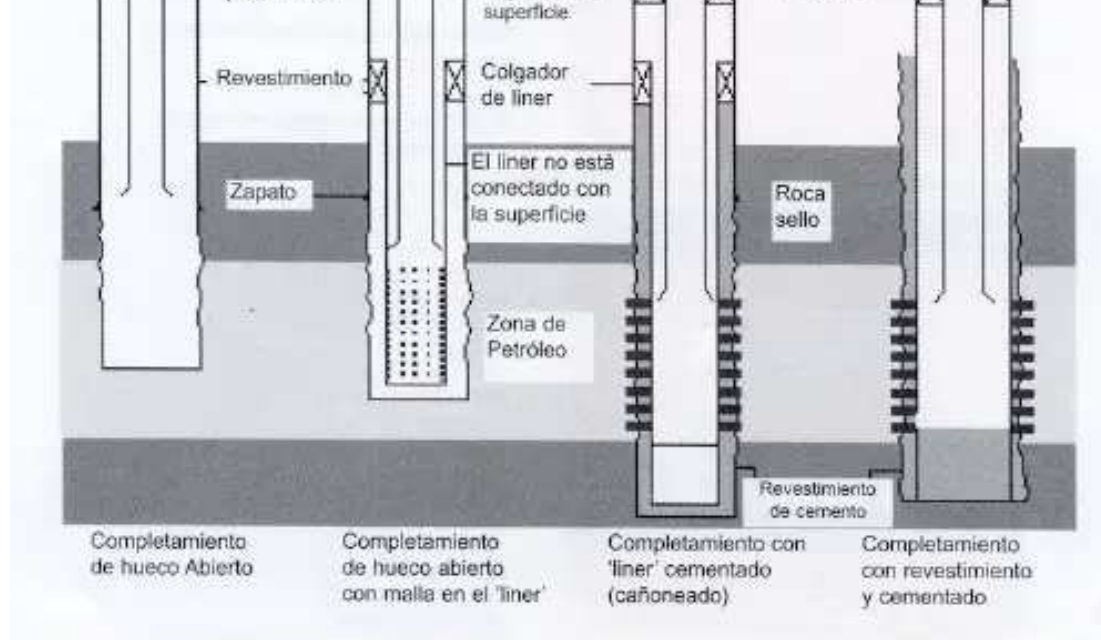
**Fig.9** Pozos Productores de Aceite y de Gas

#### DEFINICIÓN DE POZOS FLUYENTES

c) **Estado mecánico.**- La terminación del pozo puede ser a agujero descubierto, que la TR en su extremo inferior esté abierta y los pozos con terminación completa la TR de encuentra en su extremo inferior cerrada y cementada debajo de la zona de disparos.

- *Agujero descubierto:* con la TR abierta en su extremo interior.
- *Agujero ademado:* sólo con TR sin tubería TP.
- *TP franca:* con TP libre sin accesorios.
- *TP con Empacador:* con TP-libre y empacador para aislar la TP de la TR.





**Fig.10** Diferentes Terminaciones

Una vez conocidos los mecanismos de empuje en un yacimiento se puede definir a un pozo fluyente como aquel, dado a que un aparejo de producción fluye con energía propia. También se puede terminar con TP franca o con empacador, en el primer caso se podrá explotar a través de la TP y/o la TR. Las características de flujo a través de la T.P. dependerán del diámetro de ésta y las condiciones del yacimiento, pudiendo ser laminar, turbulento, bache, niebla, etc.

Los pozos fluyentes debido a su condición se les denomina de dos formas: pozos de baja R.G.A. y pozos de alta R.G.A., a continuación se describe esta denominación.

La R.G.A. o relación gas-aceite no es más que la cantidad de gas producida en metros cúbicos por cada metro cúbico de aceite limpio producido por el pozo. Esto sale de dividir los metros cúbicos de gas que aporta al día el pozo entre la producción neta.





# ACCESORIOS DE UN POZO FLUYENTE

---

PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN  
ACTIVO DE PRODUCCIÓN POZA RICA  
OPERACIÓN DE EXPLOTACIÓN

---

## ACCESORIOS DE UN POZO FLUYENTE

---

Para el estudio de este capítulo manejaremos los accesorios en dos grandes grupos:

### 3.1 ACCESORIOS SUPERFICIALES

Estos son los accesorios con los que el supervisor debe estar más familiarizado, pues de ello depende que se tenga o no una operación eficaz del pozo; estos accesorios son:

Los pozos fluyentes que están equipados en sus salidas laterales, con válvulas de compuertas apropiadas, que permiten el escape de fluidos del espacio anular TR y la de producción TP. Los pozos de alta o baja presión que producen gas o aceite están generalmente equipados con un conjunto de válvulas y accesorios superficiales conocidos como árbol de válvulas, éste se fija en la tubería de revestimiento y a la tubería de producción que está soportada en el nido por medio de una bola colgadora.

Las diversas salidas del árbol de válvulas conectan directamente con el interior de la tubería de producción y de revestimiento, y cada una de éstas está equipada en

de la tubería de producción y de revestimiento, y cada una de estas está equipada en su salida con una válvula de compuerta de alta presión (3000 ó 5000 lbs/plg<sup>2</sup>). En la salida del flujo de aceite o gas en cualquiera de estas dos ramas será a través de líneas de transporte de flujo. Cada salida de conducción tiene su propia cruceta de porta-estrangulador; en el interior de éste contendrá un estrangulador que nos servirá para restringir el flujo y aplicar una contrapresión al pozo.

Las válvulas que se emplean en la salida del árbol de válvulas, son casi siempre del tipo de válvulas de compuerta que se pueden abrir al diámetro total de la línea de flujo, y están construidas para permitir una reposición rápida y fácil de las partes sujetas a desgaste. Para cerrar rápidamente el flujo en condiciones de alta presión, se instalan algunas veces macho lubricables. A continuación se describe las partes del árbol de válvulas.

### 3.1.1 Árbol de Válvulas (Árbol de Navidad)

Es el conjunto de mecanismos de control instalados en la superficie para regular el caudal de flujo de los hidrocarburos durante el periodo de producción. También nos va a permitir controlar y regular con seguridad, la comunicación de la presión que existe entre las tuberías de producción y de revestimiento.

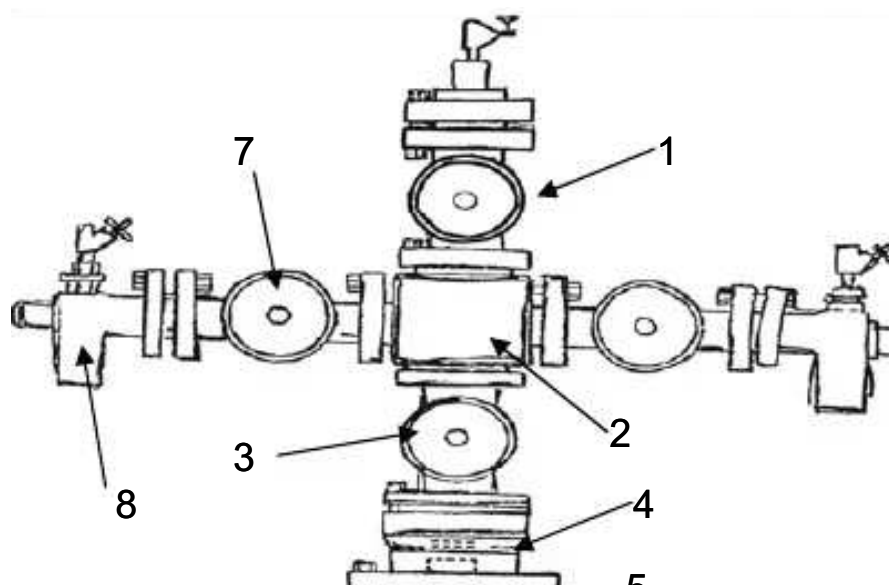
Nos permite realizar otras operaciones en tales como: Toma de Información, Toma de Registros, Operación con Línea de Acero, Futuras Intervenciones de reacondicionamiento con equipo T.R.P., fracturamiento con equipo de alta presión, estimulaciones, descarbonataciones con tubería flexible, circulaciones, etc.

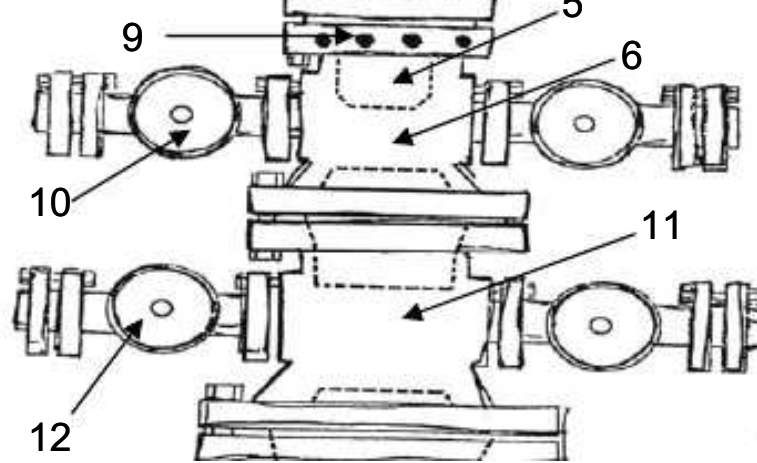
---

#### ACCESORIOS DE UN POZO FLUYENTE

---

En el Activo de Producción Poza Rica se manejan diferentes tipos, marcas y capacidades de árbol de válvulas, como son los: Bridados-Roscables, Integrales y Mixtos; de las marcas FIP, Cameron, EPN, Altas, etc., de 3000, 5000 y 10,000 lbs/plg<sup>2</sup> de capacidad de trabajo, actualmente los más utilizados son las primeras tres marcas.





**Fig.12** Árbol de Válvulas (Árbol Navidad)

## Partes que Constituyen un Árbol de Válvulas

- 1. Válvula superior de T.P.:** Se localiza en la parte superior del árbol y sirve para controlar el registro de presiones en la tubería de producción, leyéndose cuando sea necesario; estas presiones pueden ser a pozo cerrado o pozo fluyendo. Asimismo, esta válvula nos sirve para efectuar operaciones posteriores a la terminación, tales como desparafinación, registros de presiones de fondo, disparos, estimulaciones, introducción de tubería flexible, etc. En las operaciones que requiere no interrumpir el flujo, se cierra esta válvula y se coloca un lubricador para operar con presión, se introducen en el interior de éste las herramientas necesarias, abriendo la válvula para permitir el paso.

- 2. Distribuidor de flujo (cruceta):** Está provista de válvulas para su operación y sirve para duplicar las conducciones del flujo.

Las válvulas laterales de T.P. son seguidas de la cabeza porta-estrangulador en la que se pueden efectuar cambios del estrangulador sin interrumpir la producción y de esta forma controlar el caudal de flujo.

- 3. Válvula maestra:** Controla el flujo de la tubería de producción con capacidad suficiente para soportar la presión total del pozo cerrado.
- 4. Combinación o carrete adaptador:** Como su nombre lo indica, es una pieza que en sus extremos tiene medidas diferentes de anillos diferentes para adaptar la bomba de la válvula maestra, con la brida del cabezal colgado de la tubería de producción.
- 5. Bolt-Hanger o bola colgada:** Es una pieza en la que se ancla la tubería de producción y se ajusta exteriormente por medio de unos opresores.
- 6. Cabezal de T.R.:** Este cabezal cuenta con salidas laterales en las que se instalan válvulas de compuerta apropiadas para permitir la salida de fluidos por el espacio

anular y tomar las presiones cuando se requiera.

**7. Válvula Lateral TP:** Permite el paso de fluidos hacia la línea de recolección.

**8. Cruceta Porta Estrangulador:** Se utiliza para instalar en su interior un estrangulador fijo y tomar presiones por la válvula que se instala en la tapa del mismo.

**9. Opresores de la Bola Colgadora:** Sirven para centrar y fijar la bola colgadora.

**10. Válvula Lateral TR 6 5/8"Ø:** Permite el flujo de fluidos, aceite o gas en caso que los hubiera. También por éstas se toman presiones para lo cual se instala una brida compañera y botella reductora de 2A 1/2"Ø.

**11. Cabezal de TR 9 5/8"Ø:** Permite instalar el cabezal de TR 6 5/8"Ø, cuenta con salidas laterales donde van instaladas 2 válvulas.

**12. Válvulas TR 9 5/8"Ø:** Son mecanismos que forman parte del árbol de válvulas, éstas pueden ser bridadas o roscadas y permiten disminuir la presión acumulada en esta tubería.

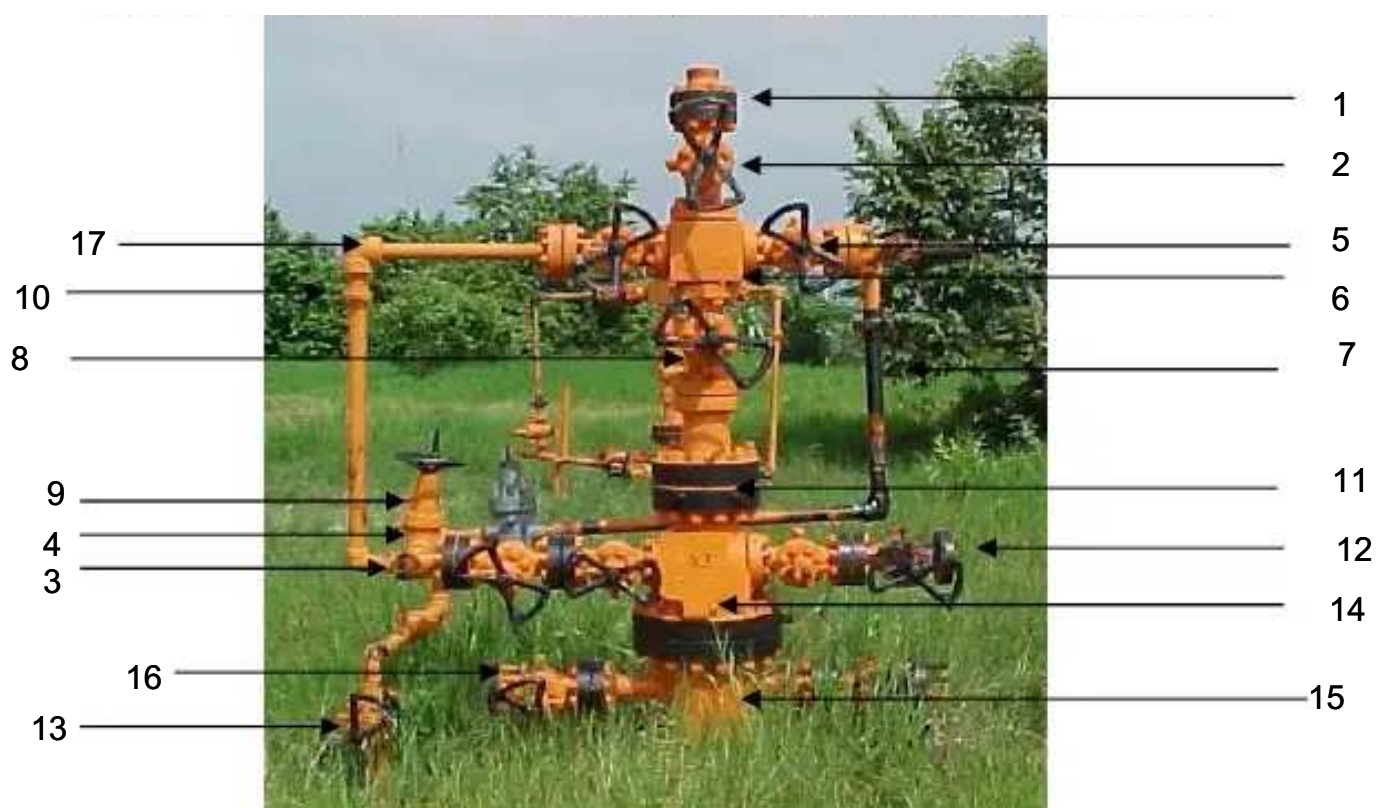
### 3.1.2 Conexiones Superficiales

Son el conjunto de materiales, como tubería, niples, codos, tee, tuercas unión, válvulas compuerta roscadas de 1000 lbs/plg<sup>2</sup>, etc., que se conectan ordenadamente de acuerdo a las necesidades requeridas con un mínimo de desviación del flujo para evitar caídas de presión.

Nos sirven para conducir los fluidos producidos por el pozo a la línea de descarga del mismo, todas éstas deben ser diseñadas para manejar presiones no menores de 1000 lbs/plg<sup>2</sup>.

ACCESORIOS DE UN POZO FLUYENTE

### 3.1.3 Especificaciones de las Conexiones Superficiales



**Fig.13** Conexiones Superficiales de un Árbol de Válvulas

1. Brida 2 ½" Ø 3000 lbs/plg<sup>2</sup> con pista de alojamiento para anillo R-27.
2. Válvula compuerta superior 2 ½" Ø 3000 lbs/plg<sup>2</sup> con extremos bridados y pista de alojamiento para anillo R-27.



- alojamiento para anillo R-27.
3. Válvula de aguja de  $\frac{1}{2}"\varnothing$  1000 lbs/plg<sup>2</sup> rosca estándar.
4. Cruceta porta estrangulador  $2"\varnothing$  3000 lbs/plg<sup>2</sup> rosca estándar.
5. Válvula de compuerta lateral TP  $2"\varnothing$  3000 lbs/plg<sup>2</sup> con extremos bridados y pista de alojamiento para anillo R-24.
6. Cruceta o distribuidor de flujo con salidas de  $2\frac{1}{2}"\varnothing$  3000 lbs/plg<sup>2</sup> con pistas de alojamiento para anillo R-27 y R-24.
7. Niple  $2"\varnothing$  3000 lbs/plg<sup>2</sup> rosca estándar.
8. Válvula de compuerta maestra  $2\frac{1}{2}"\varnothing$  3000 lbs/plg<sup>2</sup> con extremos bridados y pista de alojamiento para anillo R-27.
9. Válvula de compuerta de contrapresión  $2"\varnothing$  1000 lbs/plg<sup>2</sup> con extremos roscados .
10. Tuerca unión  $2"\varnothing$  3000 lbs/plg<sup>2</sup> rosca estándar.
11. Carrete colgador 3000 lbs/plg<sup>2</sup> bridado.
12. Válvula compuerta lateral TR  $2"\varnothing$  3000 lbs/plg<sup>2</sup> con extremos bridados y pistas de alojamiento para anillo R-24.
13. Válvula compuerta de flote  $2"\varnothing$  1000 lbs/plg<sup>2</sup> con extremos roscados.
14. Cabezal de distribución  $6\frac{5}{8}"\varnothing$  TR 3000 lbs/plg<sup>2</sup> y salida de  $2"\varnothing$  con pistas de alojamiento para anillo R-24.
15. Cabezal de distribución  $9\frac{5}{8}"\varnothing$  TR 3000 lbs/plg<sup>2</sup> y salida de  $2"\varnothing$  bridada con pistas de alojamiento para anillo R-24.

---

#### ACCESORIOS DE UN POZO FLUYENTE

---

16. Válvula de compuerta lateral T.R.  $9\frac{5}{8}"$ , de  $2" \varnothing$  3000 lbs/plg<sup>2</sup> con exrtemos bridados y pista de alojamiento para anillo R-24.
17. Codos de  $2" \varnothing$ , 90%, rosca estándar de 3000 lbs/plg<sup>2</sup>.

### 3.2 ACCESORIOS SUBSUPERFICIALES

Es el conjunto de tuberías que van alojadas en el subsuelo y que llegan hasta la roca depósito (yacimiento). El equipo subsuperficial cuenta con una tubería de revestimiento, la cual recibe los hidrocarburos producidos por el yacimiento; y la tubería de producción la cual está suspendida concéntricamente dentro de la tubería de revestimiento formando un espacio anular entre las dos tuberías, por esta tubería se transportan los hidrocarburos del pozo. El espacio anular es el espacio que hay entre el diámetro interior de la tubería de revestimiento y el diámetro exterior de la tubería de producción.

Antes de estudiar los problemas que intervienen para lograr la operación eficiente de los pozos fluyentes, el lector deberá familiarizarse con la instalación del equipo subsuperficial (estado mecánico) usado en relación con estos pozos. Las figuras 15 y 16 presentan los diferentes estados mecánicos que componen un pozo fluyente, el cual está compuesto de varias piezas del equipo necesario o útil para el control de pozos fluyentes y para manejar la producción que se descarga en la cabeza del pozo.

Los pozos fluyentes cuentan con una tubería de revestimiento y una de



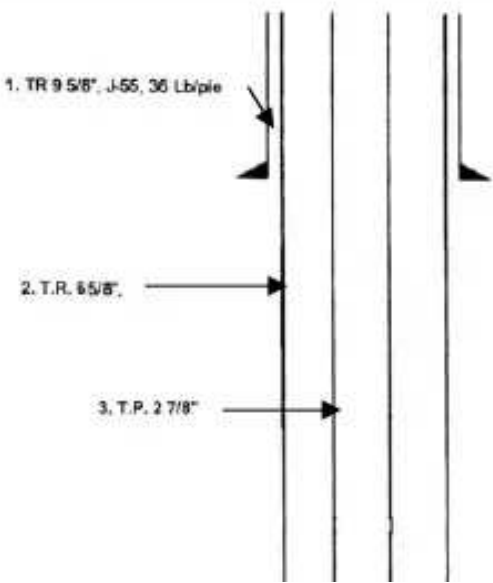
producción por donde van a subir los hidrocarburos a la superficie; la tubería de revestimiento puede o no penetrar la roca depósito. A continuación se describen los mecanismos que se alojan en la tubería de revestimiento.

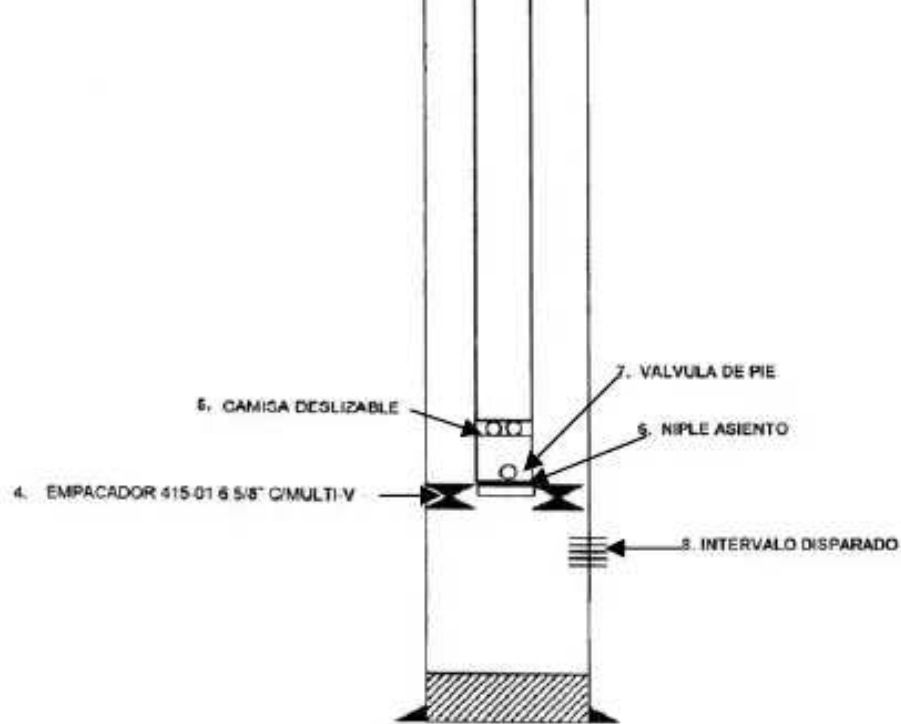
**Partes que Componen el Estado Mecánico de un Pozo Fluyente**

- 1. Tubería de Revestimiento (T.R. 9 5/8"Ø):** Sirve para ascantar el primer preventor como sistema de seguridad en la perforación y llega a una profundidad aproximada de 500 m.
- 2. Tubería de revestimiento (T.R. 6 5/8"Ø):** Esta va a ser de un diámetro de 6 5/8" Ø y va a llegar hasta el yacimiento, la longitud depende de la profundidad del pozo, puede ser somera (<1000 m) o profunda (>1000 m), en esta tubería van a estar alojados ciertos dispositivos tales como: (empacador, tubería de producción), también cuenta con una zona de disparos por los cuales fluye el aceite del yacimiento al pozo.
- 3. Tubería de producción (T.P. 2 7/8"Ø):** Esta tubería sirve para transportar el aceite hasta la superficie y llega hasta antes de la zona de disparos, es de un diámetro de 2 7/8"Ø y lleva conectados ciertos dispositivos, como camisa deslizable, niple asiento para válvula de pie.

**ACCESORIOS DE UN POZO FLUYENTE**

- 4. Empacador:** Este dispositivo nos sirve para aislar la tubería de producción y la tubería de revestimiento, lo que permite explotar el pozo por una rama o dos.
- 5. Camisa deslizable:** Este dispositivo nos va a permitir explotar otra zona de disparos cuando ésta se encuentra aislada con doble empacador, también sirve para circular fluidos de T.R. a T.P. abriendo la camisa, la cual va instalada sobre la TP.
- 6. Niple asiento:** Nos sirve para colocar la válvula de pie y va instalado en la T.P.
- 7. Válvula de pie:** Este dispositivo nos sirve para retener el aceite que se desplaza del yacimiento a la T.P. y se instala a pozos de baja presión de fondo, ésta va colocada en la T.P.
- 8. Intervalo disparado:** Son las perforaciones hechas a la tubería de revestimiento por las cuales va a fluir el aceite del yacimiento hacia el pozo.
- 9. Tapón de cemento:** Sirve para aislar un intervalo productor y para soporte de la T.R.



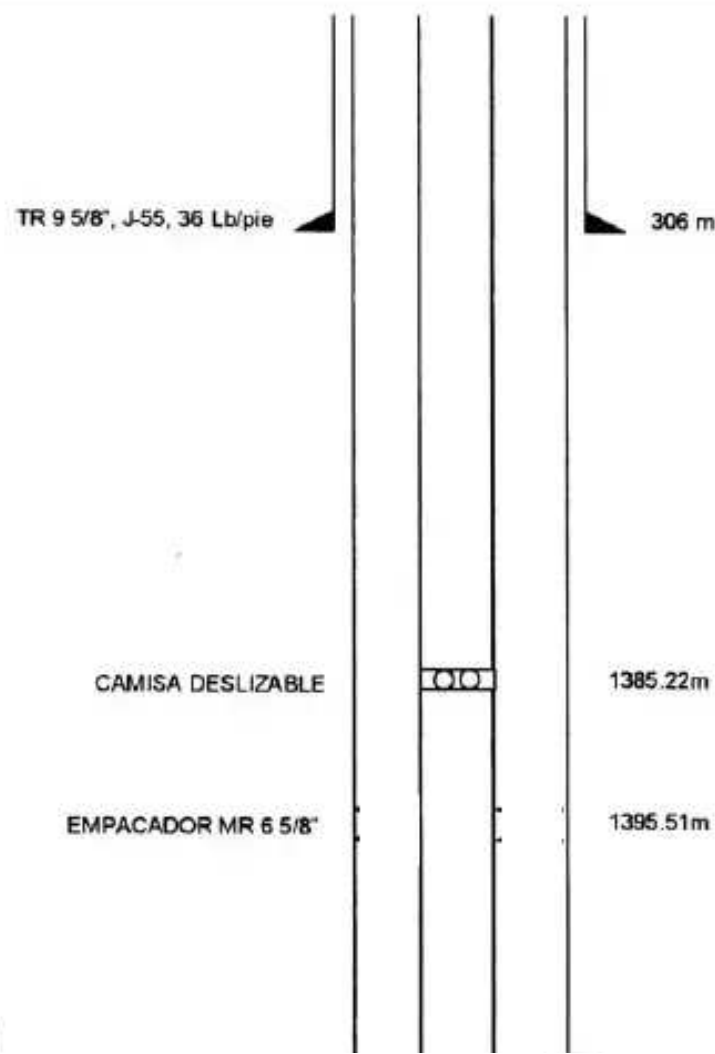


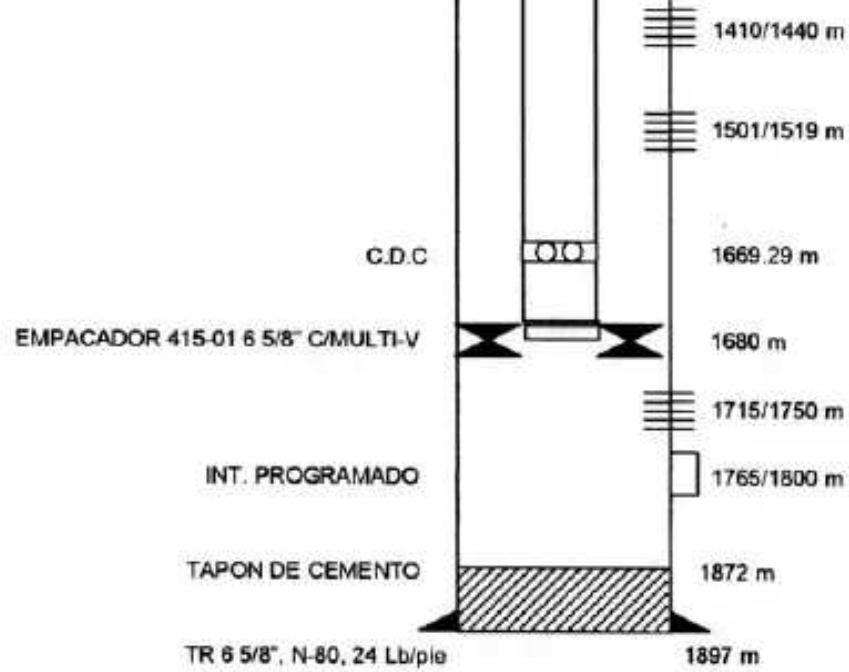
**Fig.14** Componentes de una Instalación Subsuperficial de un Pozo Fluyente

#### ACCESORIOS DE UN POZO FLUYENTE

Los diferentes estados mecánicos que hay en el Activo de Producción Poza Rica se muestran en las figuras siguientes:

Figura 15: Ilustra el estado mecánico de un pozo fluyente con terminación cerrada y dos zonas productoras, por lo que el pozo podrá ser explotado por T.P. o T.R.

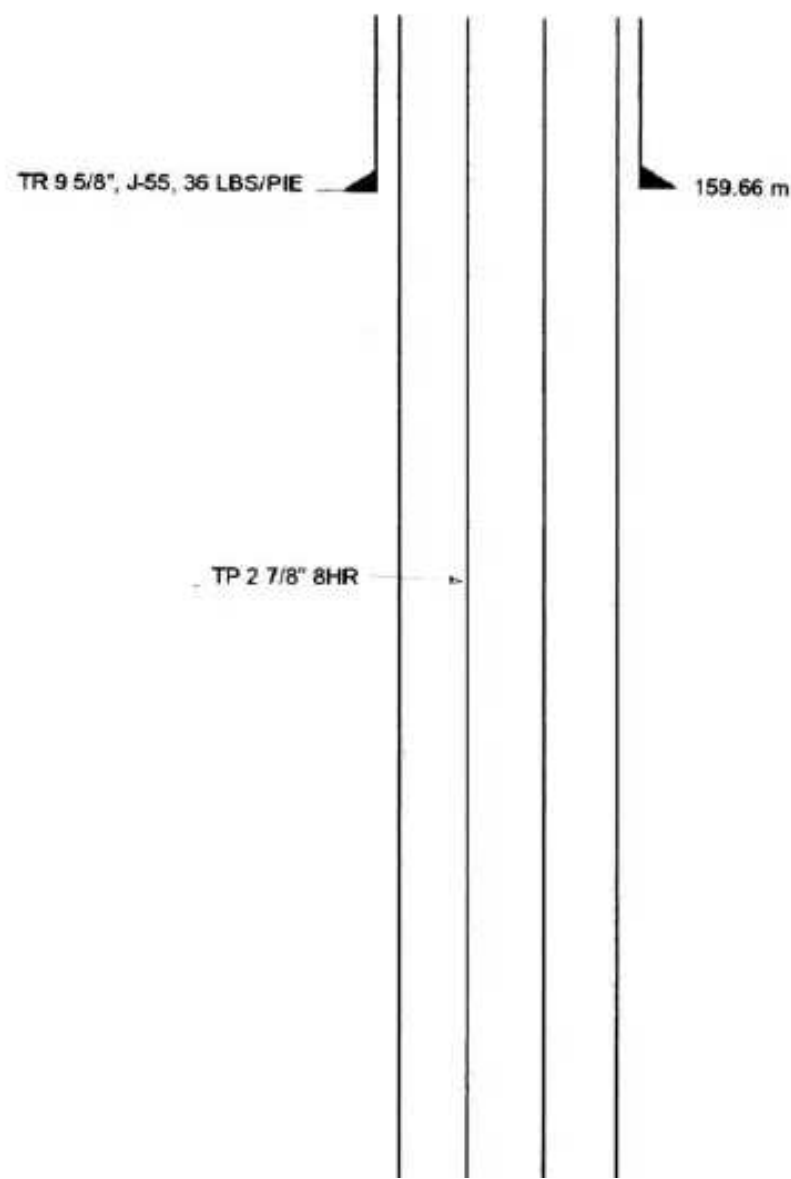


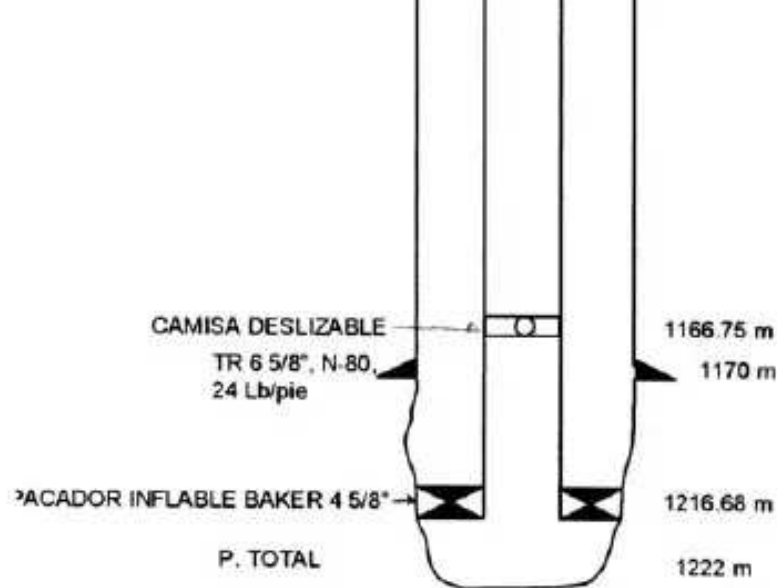


**Fig.15** Estado Mecánico de un Pozo Fluyente con 2 Zonas Productoras

#### ACCESORIOS DE UN POZO FLUYENTE

Figura 16: Ilustra el estado mecánico de un pozo fluyente con terminación abierta, por lo que los hidrocarburos entran directamente del yacimiento al pozo.





**Fig.16** Estado Mecánico de un Pozo Fluyente con Terminación Abierta

---

PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN  
ACTIVO DE PRODUCCIÓN POZA RICA  
OPERACIÓN DE EXPLOTACIÓN

La revisión de un pozo fluyente es llevada a cabo por personal operativo el cual deberá estar familiarizado y conocer cada uno de los componentes de un árbol de válvulas como el que se muestra en la figura.

**La superficie de las localizaciones de los pozos debe mantenerse siempre libre de basura y residuos combustibles (Cap. VI Art. 2).**

El contrapozo debe permanecer desazolvado y libre de material combustible, el árbol debe estar identificado con nomenclatura visible, además de contar con su protección anticorrosiva (pintura).

Los trabajadores quedan obligados a usar durante la ejecución de sus labores el equipo e implementos preventivos de riesgos de trabajo que les proporcione Petróleos Mexicanos, de acuerdo con el reglamento respectivo y demás disposiciones relativas y los que las comisiones de seguridad acuerden (Cap. II Art. 1).



**Fig.17** Árbol de Válvulas de un Pozo Fluyente



**Todo personal debe usar en su trabajo ropa que la administración le suministre en los casos previstos. Ésta ropa deberá estar razonablemente ajustada al cuello, en los puños y en la parte baja de los pantalones; no tendrá colgantes, como cintas, cordones, etc. (Cap. II Art. 11).**

Por ningún concepto debe usarse ropa, viseras, gorras o cualquier otra fibra sintética en aquellos lugares en donde la electricidad estática pueda significar un riesgo, por la fácil inflamabilidad de estos materiales (Cap. II Art. 12).

SUPERVISIÓN DE UN POZO FLUYENTE

El conocer el árbol de válvulas de un pozo ayuda a realizar segura y eficazmente los parámetros más importantes para el control y explotación de pozos fluyentes, los más comunes son: presión antes y después del estrangulador, orificio del estrangulador y rama por la que se explota el pozo. A continuación se describe paso a paso la filosofía de operación para efectuar la revisión de un pozo fluyente.

1. Identificar la rama por la que fluye (T.P., T.R.): aquí se procede a operar la válvula hacia la izquierda o derecha para saber si está abierta o cerrada y determinar por cuál rama fluye.
  - a) Primero se revisa la válvula maestra.
  - b) Si la válvula maestra está cerrada, se revisa la T.R.
  - c) Si la válvula maestra está abierta se revisa la T.P., ya que sabemos por cual rama fluye, se procede a tomar la presión.

**Las líneas de descarga de los pozos deben estar señaladas, de tal modo que sea posible identificarlas fácilmente (Cap. II Art. 6).**

2. Toma de Presión: Esta será tomada en dos puntos, antes y después del estrangulador. Va a servir para saber la presión que tiene el pozo en la cabeza y la presión con la cual fluye hacia la batería.
  - a).La presión antes del estrangulador: va a ser tomada en la cruceta porta estrangulador. Aquí hay una válvula de ½"Ø registrando la presión en la cabeza como muestra en la fig. No. 18.

Cruceta porta  
estrangulador



Válvula T.R.

Válvula ½"Ø



Manómetro

**Fig.18** Toma de Presión en T.R. antes del Estrangulador

SUPERVISIÓN DE UN POZO FLUYENTE

- b) La presión después del estrangulador: Esta se tomará después de la cruceta porta estrangulador en la línea de descarga hacia la batería. Esta línea cuenta con una Tee y una botella reducción 2" a 1/2"Ø y una válvula de 1/2"Ø y se abre la válvula de 1/2"Ø registrando la presión del pozo con la que fluye a la batería, como se muestra en la figura:



**Fig.19** Toma de Presión en TR después del Estrangulador

**Al efectuar toma de muestras en los pozos, deben evitarse derrames (Cap. VI, Art. 4).**

- Revisión de estranguladores: Los estranguladores o reductores nos sirven para controlar la presión en la cabeza del pozo y así regular la producción de hidrocarburos y con esto controlar el porcentaje de agua, arena, etc. A continuación se describe el proceso de revisión de estranguladores y su importancia. Esta revisión se llevará a cabo una vez por semana o antes si lo amerita (tomando en cuenta la variación de su presión y producción).

**Al efectuar operaciones en el árbol de válvulas, es necesario colocar andamios que aseguren la estancia del trabajador y asimismo se eviten riesgos de caídas (Cap. II Art. 17).**

*SUPERVISIÓN DE UN POZO FLUYENTE*

Procedimiento para revisar un estrangulador:

- a) Se cierra la válvula de control por la que esté fluyendo el pozo.



**Fig.20** Cierre de la Válvula de T.P.

- b) Cerrar la válvula de contrapresión.



Válvula  
contrapresión





**Fig.21** Cierre de la Válvula de Contrapresión

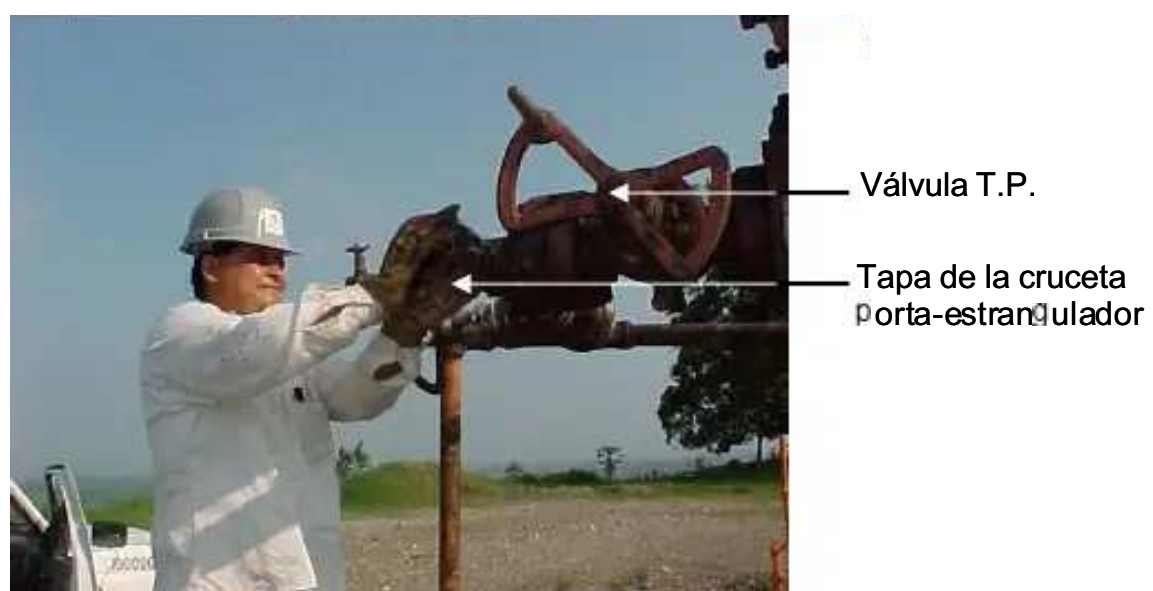
SUPERVISIÓN DE UN POZO FLUYENTE

- c) En un depósito depresionar el gas y aceite depositado en el tramo aislado, para esto se abre la válvula  $\frac{1}{2}"\varnothing$  que está en el porta estrangulador.



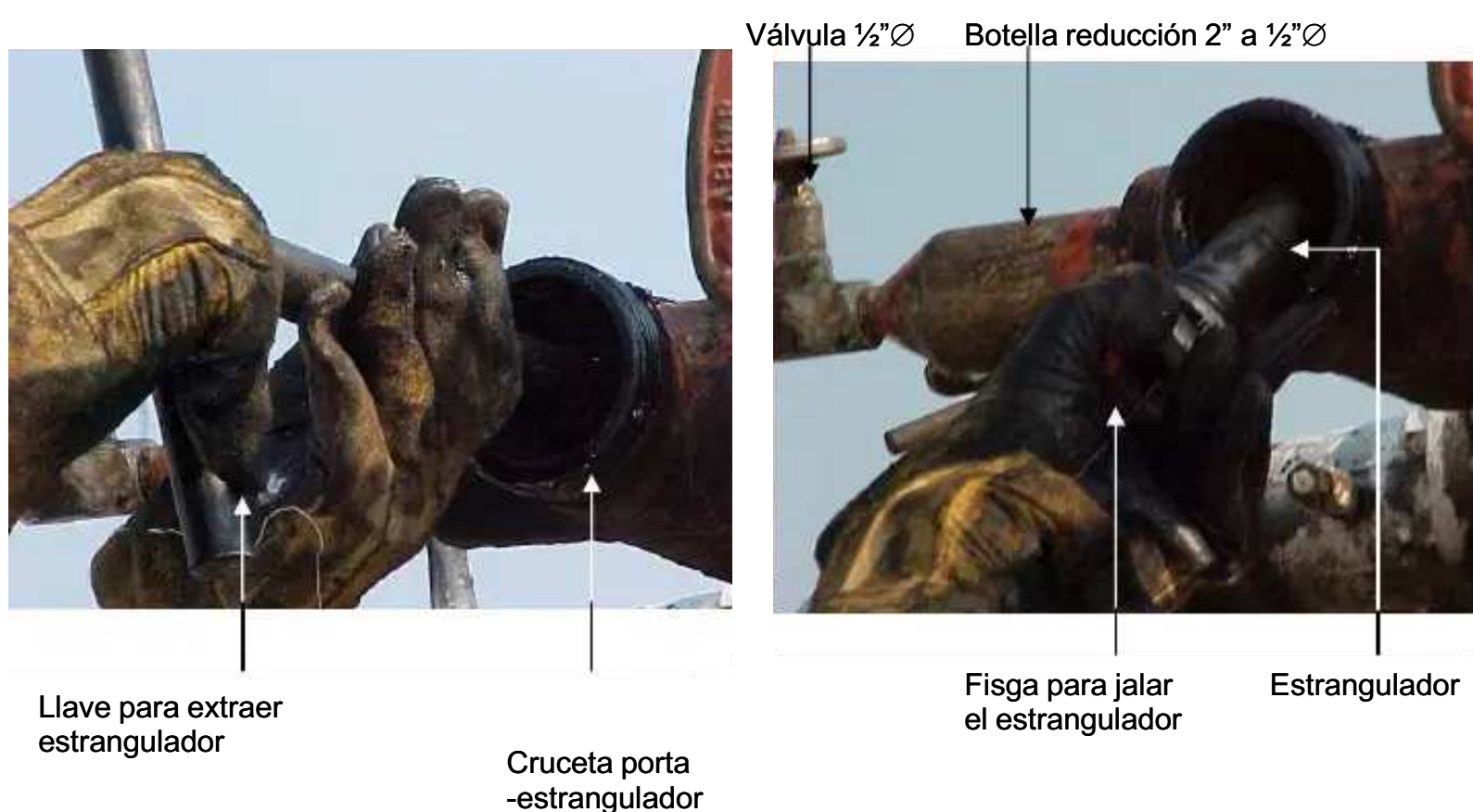
**Fig.22** Depresionamiento del Tramo Aislado

- d) Retirar la tapa porta estrangulador.



SUPERVISIÓN DE UN POZO FLUYENTE

e) Sacar el estrangulador por medio de una llave especial para estos casos.



**Fig.24** Extracción del Estrangulador

- f) Limpiar en un recipiente el estrangulador con solvente, evitando derrames.
- g) Ya limpio y habiendo tomado la medida se procede a colocar el estrangulador.
- h) Puesto el estrangulador se procede a abrir el pozo primeramente la válvula de contrapresión.
- i) Por último se abre la válvula de control por donde fluye el pozo.
- j) Se toman las presiones antes y después del estrangulador hasta que la variación en cada una de ellas sea mínima.

Todo personal debe usar en su trabajo ropa que la administración le suministre en los casos previstos. Esta ropa deberá estar razonablemente ajustada al cuello, en los puños y en la parte baja de los pantalones; no tendrá parte colgantes, como cintas, cordones, etc. (Cap. II Art. 11).

**Para la limpieza de herramienta, aparatos, maquinaria, ropa, piso, etc., en general por ningún motivo se debe utilizar como solvente gasolina o productos inflamables. Tampoco se usarán estos productos**



gasolina o productos inflamables. Tampoco se usaran estos productos para el aseo corporal (Cap. II Art. 44).

PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN  
ACTIVO DE PRODUCCIÓN POZA RICA  
OPERACIÓN DE EXPLOTACIÓN

APERTURA DE UN POZO FLUYENTE

5

# APERTURA DE UN POZO FLUYENTE

---

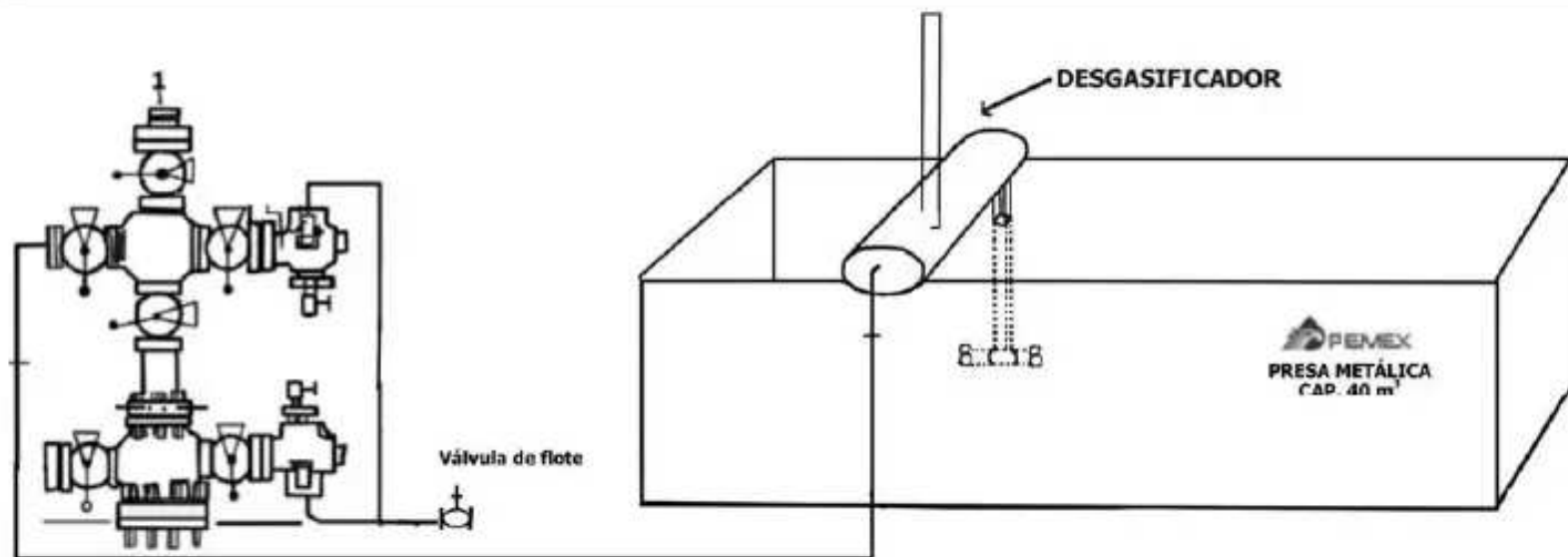
PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN  
ACTIVO DE PRODUCCIÓN POZA RICA  
OPERACIÓN DE EXPLOTACIÓN

## PARA LA APERTURA DE UN POZO SE TIENEN TRES OPCIONES:

### a) A LA ATMÓSFERA

Anteriormente se utilizaban presas de tierra cercanas al cuadro del pozo, esta práctica se eliminó como medida de seguridad y ecología para sanear el área de éstas e incorporarlas al ambiente natural.

En su lugar se ocupan presas metálicas equipadas con un desgasificador que permite la separación del gas producido, desalojándolo a una altura tal que permita laborar al personal del área en un ambiente exento de aire enrarecido por el gas de formación. Las líneas superficiales que interconectan el pozo con la presa metálica deben anclarse para evitar vibraciones (Cap. VI Art. 22).



**Fig.25** Presa Metálica con Desgasificador

La finalidad de abrir un pozo a la atmósfera es eliminar la contrapresión  $\Delta$  presión en la cabeza del pozo para obtener una diferencia de presión controlada. La presión de flotación de acuerdo a la aportación de aceite y gas y evitando cualquier derrame de hidrocarburos en el área. Para esta operación se deberá contar con conexiones superficiales adecuadas y el parámetro que se deberá cuidar es la presión en la cabeza del pozo para poder manejar la producción en superficie de manera segura, procurando no exceder del 80% de la presión a que fueron probadas las conexiones superficiales.

La apertura de pozos a la atmósfera es recomendada cuando se quiere evitar el manejo de productos indeseables (sólidos o líquidos) en la instalación de producción. Estos productos dificultan el manejo de la producción y/o dañan el equipo e instrumentación en la instalación de producción.

APERTURA DE UN POZO FLUYENTE

En la siguiente tabla se presentan algunas operaciones a pozos y el producto indeseable que se maneja después de éstas.

Operación	Producto
Terminación	Sedimento
Estimulación	Residuos corrosivos
Desarenamiento	Residuos corrosivos arena, gel
Limpieza de TP	Residuos corrosivos
Circulación	Emulsiones

El pozo se manejará a la atmósfera hasta haber reducido al mínimo la aportación de estos productos indeseables o una vez que el pozo se estabilice en cuanto a gasto o presión.

b) A BATERÍA PORTÁTIL

Consiste en la apertura a una instalación montada a boca de pozo y se realiza cuando se carece de la infraestructura necesaria para el manejo de la producción o no se puede aforar el pozo de manera independiente.

También es usual al realizar pruebas de producción a boca de pozo variando parámetros como la presión de separación; ésta es otra situación para el uso de una batería portátil.

Cuando el o un grupo de pozos se han explotado durante largo tiempo, de tal forma que ha declinado su producción, se acerca la instalación a boca de pozo ayudándolo a fluir para eliminar las caídas de presión que se presentan en su línea de descarga.

La batería portátil está constituida por separador portátil (Rolo), un tanque de almacenamiento y un quemador. La distribución que se le da al instalarse en un pozo debe estar orientada de tal manera que los vapores que salen del tanque no viajen en dirección al quemador. **Para la instalación del quemador se debe tener en cuenta la dirección por donde se desplaza el viento.**

Antes de dar apertura el pozo a batería portátil deberá estar presente el personal de mantenimiento a pozos, para corregir cualquier fuga que se presente en las conexiones superficiales, tanto del pozo como del separador. También deberán dejar en condiciones de operación el separador, la reguladora de presión al quemador y la válvula de seguridad.

---

APERTURA DE UN POZO FLUYENTE

---

Será necesario que esté presente personal del departamento de gas para instalar una placa en el registrador de flujo de acuerdo a la presión que se va a manejar, así como dejar en condiciones de operación el aparato registrador de flujo.

Posteriormente se hace una prueba al equipo abriendo el pozo, si éste no presenta ninguna fuga se deja abierto y se inicia la toma de presiones y muestras, así como la medición en el tanque de almacenamiento; ya que el tanque de almacenamiento tenga un volumen de aceite necesario, éste deberá ser recuperado por medio de pipas y transportado hasta la presa del campo X. **En labores de medición y muestreo, use equipo de protección respiratoria (Cap. VI, Art. 25).**

### DESCRIPCIÓN ACCESORIOS EN ÁRBOL DEL POZO

1. Árbol de válvulas.
2. Purga para toma de muestras.
3. Manógrafo para toma de presión antes de la estrangulación.
4. Porta estrangulador.
5. Estrangulador.
6. Manógrafo para toma de presión después del estrangulador.
7. Tee con reducción de 2" a 1/4"Ø.
8. Línea de descarga del pozo.

### VISTA SUPERIOR DEL SEPARADOR PORTÁTIL (ROLO)

9. Carga del separador.
10. Patín del separador.
11. Válvulas de seccionamiento By-pass.
12. Cuerpo separador.
13. Válvula de seguridad.
14. Salida gas al piloto.
15. Porta placa (fitting).
16. Aparato registrador de flujo.
17. Válvula reguladora de gas al quemador.
18. Quemador.
19. Alimentación de gas al piloto.
- 19-A. Manómetro
20. Válvula motora Kim-Ray.
21. Medidor de desplazamiento positivo.
22. Válvula de seccionamiento en descarga y By-pass.
23. By-pass del separador.
24. Línea carga al tanque.
25. Tanque.



---

APERTURA DE UN POZO FLUYENTE

---

- 26. Línea de desfogue de vapores.
- 27. Pata-descarga al tanque.
- 28. Tubo de medición.
- 29. Barandilla.
- 30. Escalera.
- 31. Protección cilíndrica-escalera.

**MEDIDAS DE CONEXIONES SUPERFICIALES Y REDUCCIONES ANTES Y DESPUÉS DEL SEPARADOR**

- a) Conexiones superficiales de 2"Ø.
- b) Tubing de alimentación al manómetro 1/4"Ø.
- c) Reducción de 4" a 2"Ø entrada al separador.
- d) By-pass 4"Ø.
- e) Reducción 4" a 2 7/8"Ø, salida del separador.
- f) Reducción 4" a 2 7/8"Ø, salida de gas al quemador.
- g) Línea al quemador 2 7/8"Ø.
- h) Reducción 2" a 4"Ø, entrada al tanque.
- i) Salida del tanque de 4" a 3"Ø para conexión rápida.
- j) Línea de descarga 2 7/8"Ø al tanque.

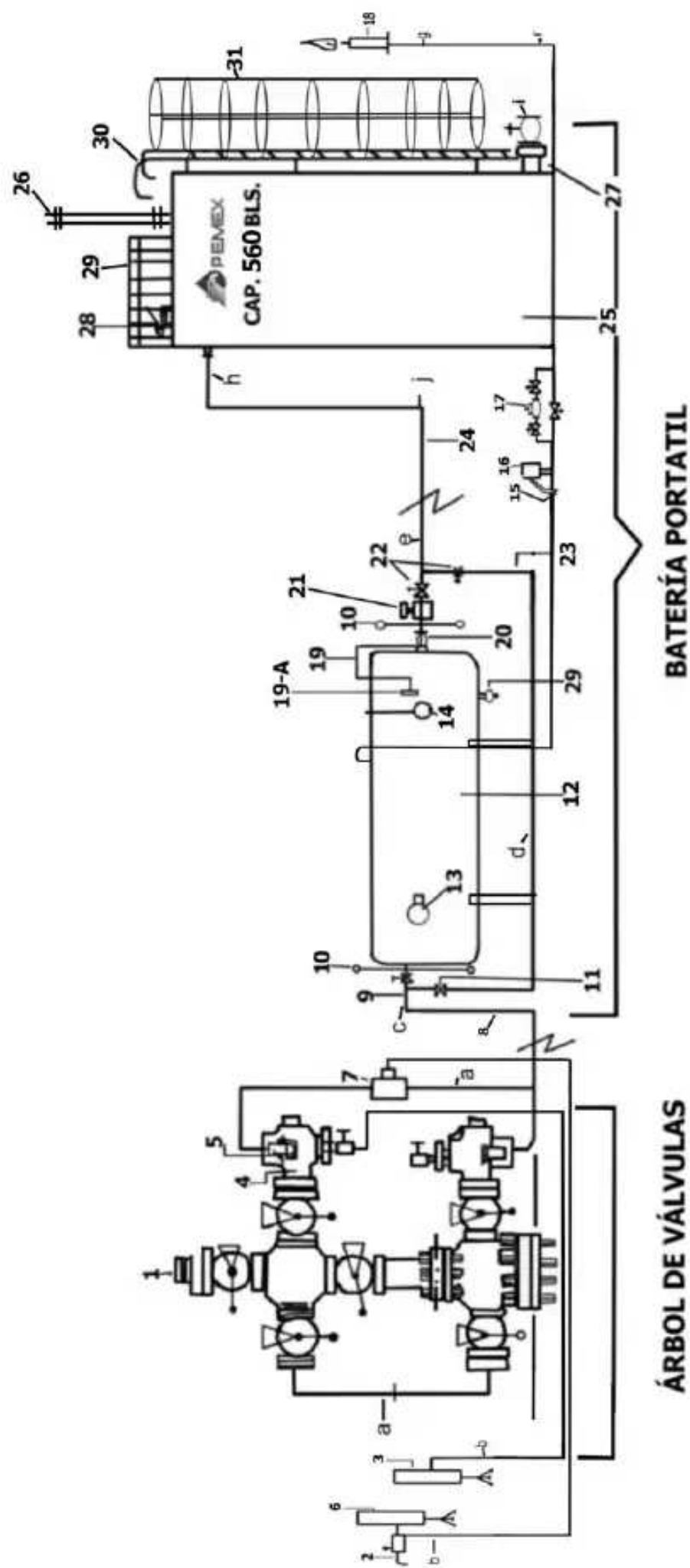


Fig.26

### **c) A BATERÍA**

Esta opción se tiene una vez que el pozo se ha aforado u observado a presa metálica o a batería portátil, cuando el pozo está estabilizado y cuenta con las instalaciones necesarias para su manejo definitivo.

Independientemente de la opción que se tome para dar apertura al pozo, se deberán tomar en cuenta los siguientes puntos:

Ya que el pozo ha sido puesto a producir y alineado hacía la batería, se procederá a medir para llevar un control diario de la producción. Para lo cual se deberá dar aviso al operador de la batería de separación para que haga los movimientos necesarios para meterlo al separador de medición y que se mida el pozo, normalmente las medidas serán tomadas cada hora y siempre a hora cerrada.

**NOTA:** La definición de presión y el tipo de manómetro, así como el tipo de manógrafo a ocupar, se detalla en el anexo.

## **5.1 REVISIÓN DEL EQUIPO DE SEGURIDAD**

Antes de realizar cualquier trabajo en el área del pozo el trabajador deberá contar con equipo de protección y seguridad:

- a) Pantalón de algodón.
- b) Camisa de algodón.
- c) Botas de piel con casquillo (industriales).
- d) Casco protector.
- e) Gafas (goggles).
- f) Guantes carnaza (piel).
- g) Guantes hule.

En caso de requerir algún otro equipo de seguridad para desarrollar el trabajo se deberá solicitar al área encargada de entregar éste equipo.

## 5.2 REVISIÓN DE CONEXIONES

Es necesario que cuando se instalen las conexiones superficiales por parte de mantenimiento a pozos y antes que se retire este personal, se deberán probar las conexiones y así eliminar cualquier fuga. El trabajador deberá tener en cuenta que al conectar el pozo a su línea de descarga por una rama o dos, las conexiones deberán de estar instaladas de tal manera que el flujo de aceite tenga el mínimo de desviación en las conexiones superficiales, para evitar caídas de presión, considerando que en el transcurso de su observación podrá cambiarse una o más condiciones de flujo sin que el pozo tenga que cerrarse.

## 5.3 TOMA DE PRESIÓN

Es de suma importancia que la toma de presión de un pozo sea lo más exacta, ya que de esta información depende el seguimiento que se le da al pozo. A continuación se menciona el procedimiento para la toma de presiones en diferentes puntos.

- a) **Toma de presión a pozo cerrado:** Nos sirve para saber qué presión tiene el pozo, y se toma de la manera siguiente:
1. Se coloca un manómetro en la válvula de  $\frac{1}{2}"\varnothing$  que está colocada en la tapa del portaestrangulador.
  2. Se cierra la válvula de contrapresión.
  3. **Se abre la válvula de  $\frac{1}{2}"\varnothing$  lentamente para evitar que se descalibre el manómetro; hasta registrar la presión.**
  4. Una vez registrada la presión se abre la válvula de contrapresión.
  5. Se cierra la válvula de  $\frac{1}{2}"\varnothing$  y se quita el manómetro.
  6. Si el pozo cuenta con manógrafo, la presión será registrada en la gráfica inmediatamente al cerrar la válvula de contrapresión.



**Fig.27** Toma de Presión a Pozo Cerrado en Manómetro

- b) **Toma de presión antes del estrangulador:** está nos va a registrar la presión que tiene el pozo en la superficie. Se toma de la manera siguiente:
1. Se coloca un manómetro en la válvula de  $\frac{1}{2}"\varnothing$  que esta en el portaestrangulador.
  2. **Se abre la válvula de  $\frac{1}{2}"\varnothing$  lentamente hasta registrar la presión que tiene el pozo antes del estrangulador.**
  3. Ya registrada la presión se cierra la válvula y se quita el manómetro.
  4. En caso que el pozo tenga manógrafo, la presión será tomada directamente de la gráfica que tiene el manógrafo del estrangulador.



**Fig.28** Toma de Presión antes del Estrangulador en Manógrafo



c) **Toma de presión después del estrangulador:** Es la presión de caída con la que fluye el pozo hacia la batería. Se toma de la manera siguiente:

- 1) Se instala un manómetro en la descarga del pozo después del portaestrangulador. La descarga cuenta con una tee 2"Ø y una botella reducción de 2" a 1/2"Ø con una válvula de 1/2"Ø.
- 2) **Se abre la válvula de 1/2"Ø lentamente hasta registrar la presión después del portaestrangulador.**
- 3) Se cierra la válvula de 1/2"Ø y se quita el manómetro.
- 4) Para los pozos que tenga instalado un manógrafo, la presión será tomada directamente de la gráfica que tiene el manógrafo, después del estrangulador.



**Fig.29** Toma de Presión después del Estrangulador en Manógrafos

## 5.4 TOMA DE MUESTRA

El objetivo de cualquier operación de muestreo es asegurar en un recipiente apropiado una adecuada cantidad de muestra de hidrocarburos.

Se debe tener particular énfasis en la necesidad de obtener una muestra exacta y representativa para análisis, dado que los análisis además de la exactitud y cuidado de las pruebas de laboratorio, pueden ser inútiles si la muestra no es representativa.

**Al efectuar tomas de muestras, use su equipo de protección ocular (Cap. II Art. 19).**

La toma de muestra de un hidrocarburo puede ser peligroso. La persona responsable de tomar la muestra debe estar familiarizada con las prácticas de seguridad para el manejo de fluidos bajo presión.

La muestra deberá ser tomada después del estrangulador, ya que en esta parte tendremos una menor presión. Para tomar la muestra se deberán seguir los siguientes pasos:



**Fig.30** Toma de Muestra

- a) Se coloca un recipiente en la boca de la válvula de  $\frac{1}{2}"\varnothing$ , después del estrangulador. El recipiente será sujetado firmemente.
- b) El trabajador se colocará a favor del viento para evitar un engasamiento por inhalación de gas sulfhídrico. En la sección de anexos mas información sobre sulfhídrico.**
- c) Se abre la válvula hasta obtener la muestra necesaria para el análisis.
- d) Posteriormente se cierra la válvula.

## 5.5 SELECCIÓN DE ESTRANGULADORES

El ingeniero petrolero encargado del pozo definirá el diámetro del estrangulador en base a los datos obtenidos de una prueba de producción.

Pero en el campo es importante monitorear la presión antes y después del estrangulador, pues de éstas depende el diámetro de estrangulador a manejar.

La relación que se debe guardar entre éstas deberá ser siempre mayor de 0.5, esto es

$$\frac{\text{Presión antes del estrangulador}}{\text{Presión después del estrangulador}} \geq 0.5$$

6

# PROBLEMAS DE POZOS FLUYENTES

PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN  
ACTIVO DE PRODUCCIÓN POZA RICA  
OPERACIÓN DE EXPLOTACIÓN

---

## Condiciones de Flujo Estable e Inestable

El flujo de un pozo desde la formación a través de la tubería de producción y hasta la batería de separación, nunca es completamente estable. El gasto del líquido, la RGA y la presión de la formación varían continuamente. En tanto que sean reducidos los límites de estas fluctuaciones, el sistema de flujo puede considerarse como estable. Por otra parte, cualquier tendencia que indique un incremento en las variaciones, es índice de inestabilidad incipiente y puede tener consecuencias graves, desde la muerte del pozo o lo que es más raro, el incremento excesivo de las variaciones de la producción.

Al analizar la estabilidad del flujo es necesario tener en cuenta índices de productividad, presión en la cabeza del pozo y estrangulador. Debe recordarse también que la función de un estrangulador en la línea de flujo es regularizar el flujo, es decir, mantener el gasto y en consecuencia la presión en la cabeza tan constante como sea posible.

## Efectos Debidos al Cambio del Diámetro del Estrangulador

En aquellos casos en los cuales el espacio anular entre la tubería de producción y la de revestimiento no tiene empacado y la presión de fondo fluyendo es tal que permite la liberación de gas, la secuencia de fenómenos que sigue a una reducción en el diámetro del estrangulador en un pozo fluyente es como se describe a continuación.

La reducción del orificio en la superficie ocasiona un aumento en la contrapresión en la tubería de producción. La contrapresión en la formación no cambia instantáneamente, porque la presión en la cabeza del pozo más la presión debida a la columna de gas en el espacio anular no se altera momentáneamente. El yacimiento continúa durante un corto tiempo produciendo el gasto anterior y la diferencia entre esta producción y la que puede pasar ahora por la tubería de producción debe entrar al espacio anular. Este líquido en el espacio anular hace que se eleve la presión de fondo fluyendo primero, debido a que la misma columna del líquido ejerce una contrapresión y segundo, debido a que se comprime el gas que ocupaba inicialmente el volumen total del espacio anular. El incremento en la presión de fondo fluyendo genera una producción menor de la formación, y así sucesivamente, hasta que se alcanza el equilibrio, es decir, hasta que se alcanza un equilibrio entre la entrada de flujo del yacimiento, la pérdida de presión vertical en dos fases para este gasto en particular y el funcionamiento del estrangulador.



En esta etapa, el gas empieza a desplazar el aceite que se ha acumulado en el espacio anular, mientras esto tiene lugar se reduce el gas libre en la tubería de producción no solamente por la pérdida del gas en el espacio anular, sino también debido a la producción de aceite (sin gas disuelto) desde el espacio anular a la tubería de producción. Durante este periodo en que se reduce el volumen de gas en la tubería de producción, se incrementará la pérdida de presión en ésta y caerá la presión en la cabeza del pozo. Por lo tanto, inmediatamente después de que se ha estrangulado el pozo, habrá un periodo crítico durante el cual la presión en la cabeza del pozo caerá y existirá el riesgo de que el pozo muera. Se concluye, por lo tanto, que en los pozos que no tienen empacador entre la TP y TR y producen con una RGA y presión de fondo bajas, cercanas al límite inferior del flujo natural, debe tenerse mucho cuidado al realizar el estrangulamiento.

Si el pozo se ha terminado con un empacador entre la tubería de revestimiento y la de producción y en la parte inferior de la tubería de producción o cerca de dicha parte hay poco o ningún espacio disponible para el gas libre, no está presente el riesgo que se acaba de exponer.

0.

### **Efectos de la Presión Estática en un Pozo Fluyente**

Siempre que otros factores permanezcan constantes, la eficiencia del flujo en un pozo fluyente declina conforme disminuye la presión estática del yacimiento, en otras palabras, cuando decrece la presión estática, un porcentaje considerable de la caída total de la presión desde el yacimiento a la cabeza del pozo, se debe a la caída de presión en dicha tubería.

Esta disminución en la eficiencia se refleja en la producción que alcanza el pozo con un estrangulador de diámetro dado.

### **Regímenes de Flujo Vertical de dos Fases**

Conforme la presión se reduce en el aceite crudo que contiene gas en solución se desprende gas paulatinamente, como consecuencia, el volumen de líquido decrece. Este fenómeno afecta los volúmenes de gas libre y aceite presentes en cada punto de la tubería de producción de un pozo fluyente.

Por ejemplo, si la presión de fondo fluyendo es tal que todo el gas se encuentra disuelto en el aceite; el líquido se encuentra presente sólo en la parte baja de la TP. Conforme el líquido sube por la tubería de producción, se empiezan a formar burbujas y disminuye la presión. Dicho régimen de flujo (en el que las burbujas de gas se dispersan en un medio líquido continuo) se conoce como flujo de burbujas.

Conforme el fluido sube por la tubería de producción, las burbujas de gas aumentan de tamaño y se vuelven más numerosas. Las burbujas más grandes se deslizan hacia arriba a mayor velocidad que las pequeñas, porque el efecto de flotación depende del radio de éstas. Así, las burbujas más grandes aumentan de tamaño cuando alcanzan y arrastran a las pequeñas burbujas. Se llega a una etapa en la cual estas grandes burbujas casi son del diámetro de la tubería de producción, de tal manera que las pequeñas burbujas de gas no llegan a pasarlas, sino que las grandes burbujas ocupan toda la sección transversal de la tubería de producción, excepto por una película de aceite que se mueve relativamente despacio a lo largo de la pared de la tubería. Esta condición se conoce como flujo por baches.

No obstante se mantengan bajas presiones, las bolsas de gas pueden aumentar de tamaño y expandirse a tal grado que logren atravesar los baches de aceite más viscoso, con el resultado de que el gas forme una fase continua cerca del centro de la tubería, llevando hacia arriba gotitas de aceite en ella. A lo largo de las paredes de la tubería existe una película de aceite que se mueve hacia arriba. Éste se denomina flujo anular. Al seguir bajando la presión, se tiene como resultado el incremento del volumen de gas, lo que da lugar a una película de aceite cada vez más delgada hasta que desaparece y el régimen de flujo llega a ser un flujo de niebla, una fase continua de gas en la cual las gotitas son transportadas conjuntamente con el gas.

No todos estos regímenes de flujo ocurrirán simultáneamente en una tubería de producción, la caída de presión que se requeriría en la tubería de producción sería mayor que la que se encuentra en la práctica. Pero se pueden presentar dos o posiblemente tres regímenes con sus zonas de traslape, éste es un factor que se debe recordar cuando se analizan las pérdidas de presión de un flujo vertical.

Además de los regímenes de flujo en sí mismos, las viscosidades del aceite y el gas, las variaciones de dichas viscosidades con la temperatura y la presión, las características de los fluidos del yacimiento, la presión de fondo fluyendo y la presión en la cabeza del pozo afectan directamente el gradiente de presión en cualquier punto de la tubería de producción.

Concluyendo, para analizar el comportamiento de un pozo fluyente es necesario reconocer que hay tres fases, las cuales se tienen que analizar en forma separada y unirlos después antes de obtener una imagen de conjunto del comportamiento del pozo fluyente. Estas fases son: comportamiento de flujo en el yacimiento, comportamiento del flujo a través de la tubería vertical y comportamiento del flujo a través de una línea restringida (estrangulador y línea de descarga).

correlaciones en los cuales se manejan los datos obtenidos en campo.

## Problemas Mecánicos

Como se ha mencionado anteriormente, uno de los parámetros más importantes de un pozo fluyente es la presión en la cabeza del pozo. Ésta y las propiedades de los fluidos producidos marcan la pauta para la explotación de una manera eficiente del pozo fluyente.

Por lo antes mencionado el diagnóstico en campo de un pozo fluyente partirá de la presión en la cabeza y se reforzará con datos de la producción aportada y fluidos producidos.

Partiendo de una presión normalizada para un pozo fluyente, se presentarán problemas cuando el pozo tenga una desviación en el valor de la presión considerada normal.

## Represionamiento

El represionamiento es reflejo de la obstrucción en cualquier punto del sistema entre el estrangulador y la batería de separación causado por:

### a) Estrangulador tapado

El orificio del estrangulador constantemente se obstruye con sedimento o finos de la formación, por lo que se recomienda la limpieza del estrangulador por lo menos una vez a la semana.

Cuando la obstrucción del orificio es por un cuerpo extraño (hules, estopa, residuos de pistolas, etc.) se recomienda una limpieza de fondo con tubería flexible.

### b) Obstrucción de conexiones superficiales y L.D.

La caída de presión y cambios de temperatura que se presentan en superficie para pozos productores con alto porcentaje de agua, favorecen la depositación de sales que reducen drásticamente el diámetro de la tubería; para corregir esta anomalía se practica la limpieza con ácido, la cual reduce la vida útil de las líneas por lo que se recomienda prevenir esta problemática con la inyección de inhibidores, en el caso de que el fluido no presente agua pero se maneje una emulsión o fluido viscoso, se recomienda la inyección de mejoradores de flujo.

### c) Seccionamientos

Se tendrá que verificar que no se tenga algún problema mecánico en válvulas en

Se tendrá que verificar que no se tenga algún problema mecánico en válvulas en el trayecto del pozo a la batería.

## **Abatimiento de Presión**

El abatimiento de la presión deberá analizarse en conjunto con el tipo de fluidos producidos con lo cual se podrá definir si el problema está asociado al yacimiento o es un problema de tipo mecánico.

Cuando el abatimiento de la presión está asociado a un alto porcentaje de agua libre, se deberá probar con diferentes diámetros de estrangulador (con diferencia de 64'avos de pulgada) de tal manera que esta variación en la presión se reduzca al mínimo. Este problema está asociado a la diferencia de densidades del aceite respecto al agua, lo cual ocasiona la formación de una columna de agua que a medida que crece se refleja en un flujo intermitente (por baches) llegando hasta controlar el pozo.

Cuando la variación en el diámetro del estrangulador no controla el porcentaje de agua producida, lo que se recomienda es trabajar el pozo a la batería a través de un separador Alfa o trabajar el pozo libre, con lo cual se podrá dar movimiento al agua libre, retornando momentáneamente de un flujo intermitente a un flujo continuo.

Cuando el abatimiento de la presión en la cabeza del pozo está asociado a una caída considerable en la producción del mismo, se tiene la obstrucción de sistema en un punto entre el intervalo productor y el pozo, por lo que se tendrá que programar una calibración de la T.P. y reconocimiento de la profundidad interior. Al detectarse alguna obstrucción en la tubería de producción se programará para su corrección la limpieza de ésta con un fluido acorde al tipo de obstrucción detectada (sales, parafinas, etc.). Si la tubería de producción se encuentra libre, se verificará que el intervalo productor se encuentre descubierto de no ser así tendrá que programarse una circulación con tubería flexible para remover el material que cubre el intervalo.

Si el abatimiento de la presión no está asociado a algún problema mecánico de los anteriormente mencionados, es casi seguro que el problema esté relacionado con el yacimiento, por lo que el ingeniero petrolero tendrá que programar pruebas y toma de información para poder determinar el problema y restablecer las condiciones de explotación del pozo.

# USO DE ESTRANGULADORES

---

PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN  
ACTIVO DE PRODUCCIÓN POZA RICA  
OPERACIÓN DE EXPLOTACIÓN

---

USO DE ESTRANGULADORES

---

Una parte necesaria en el estudio de los pozos fluyentes es el conocimiento del funcionamiento del estrangulador que es un accesorio que se utiliza para controlar la producción del pozo y asegurar la estabilidad de éste. Comúnmente, se instala el estrangulador en la cabeza del pozo, otra posibilidad es instalar un estrangulador de fondo a cierta profundidad del pozo y se usa como una medida de seguridad en los

pozos perforados en el mar para evitar la posibilidad de que el cabezal del pozo pueda sufrir daño.

En ciertas circunstancias se puede decidir poner el pozo en producción sin ninguna restricción de flujo en la línea.

El caso del estrangulador en la cabeza del pozo es el único que se expone aquí, la intención en este texto es delinear los procedimientos generales, al comprenderlos el supervisor debe enfocar con éxito los problemas particulares y las circunstancias que intervienen en una situación dada.

Es práctica común en los campos petroleros escoger el estrangulador para un pozo fluyente de tal modo que las pequeñas variaciones en la presión corriente abajo (es decir, en la presión en la línea de flujo cuyas causas por ejemplo, se deben al uso del separador) no afecten la presión en la cabeza del pozo y en consecuencia, el comportamiento del pozo. Esto implica que el fluido se desplace por el estrangulador a velocidades superiores a las del sonido y se ha determinado bajo la diversidad de condiciones que se encuentran en el campo, que este requisito se satisface si la presión del pozo en la cabeza (presión antes del estrangulador) es por lo menos el doble de la presión promedio en la línea de flujo (presión después del estrangulador).

Para verificar que el cuerpo y el ensamble pasen la prueba los estranguladores se prueban abiertos. Los estranguladores se clasifican en dos:

- a) Positivos: los estranguladores positivos se componen de partes reemplazables. Tiene un orificio de dimensión o tamaño fijo, para instalarlo en el interior del cuerpo o portaestrangulador se utiliza una llave hexagonal. Los orificios de estranguladores ajustables varían de un milímetro  $\frac{3}{64}$  "Ø a un máximo  $\frac{128}{64}$  "Ø.
- b) Ajustables: los estranguladores ajustables tienen un orificio de área variable y controlada desde el exterior. Los vástagos que restringen el área proporcionan el valor del diámetro estrangulado. Estos estranguladores son manuales. Este tipo de estrangulador trabaja con un orificio mínimo de  $\frac{4}{64}$  "Ø y un máximo de  $\frac{64}{64}$  "Ø.

Los estranguladores ajustables deben estar equipados con un mecanismo que indique el área de abertura del orificio cuando se está operando. Este mecanismo debe calibrarse para que indique los diferentes diámetros de abertura del orificio siendo representativos en áreas equivalentes hasta el área más pequeña de flujo. Este tipo de estranguladores se encuentran instalados en el manifold de válvulas de los equipos de reparación de pozos.



El tamaño nominal del estrangulador está regido por el tamaño de la conexión de entrada (diámetro interior), así como por el diámetro máximo de orificio disponible para estranguladores medido en <sup>80</sup>/<sub>64</sub> de pulgada.

El flujo debe tener la dirección, de tal forma que no actúe directamente sobre el bonete si el estrangulador es ajustable; o sobre la tapa del portaestrangulador para toma de presiones, y para poder desfogar la presión atrapada en la tapa del portaestrangulador o en el bonete.

La cruceta portaestrangulador es una pieza que tienen en su parte interna rosca para instalar el estrangulador, el cual consta de cuerda externa para su instalación. La cruceta portaestrangulador está adaptada de una brida compañera de 2"Ø, para anillo R-24, también las hay roscadas con rosca interior en ambas salidas; la cruceta cuenta con una salida para instalar una tapa con toma de 1/2"Ø, rosca estándar a esta tubería y está instalada una tee con una botella reducción de 2" a 1/2" para toma de presión. Esta se encuentra en la descarga de batería de separadores.

Hay crucetas que cuentan con otra cuerda interna también de 2"Ø y sirve para interconectar dos líneas, por ejemplo la instalación de un By-pass. Las marcas de crucetas portaestranguladores más comunes son las FIP, Cameron. También encontraremos las EPN y Atlas, éstas varían de acuerdo a su tipo.

**Cruceta portaestrangulador FIP (para estranguladores positivos)**

- a) Bridado en ambos extremos.
- b) Roscado en ambos extremos.
- c) Brida soldada en un extremo y rosca en otro extremo.
- d) Con doble salida (para conexión de by-pass).

**Cruceta portaestrangulador Cameron (para estranguladores positivos)**

- a) Bridado en ambos extremos.
- b) Roscado en ambas extremos.
- c) Con doble salida.

**Cruceta portaestrangulador Cameron (para estrangulador ajustable)**

- a) Bridado en ambos extremos.

**Cruceta portaestrangulador EPN (para estrangulador positivo)**

- a) Bridados.

**Cruceta portaestrangulador Atlas (para estranguladores positivos)**

- a) Rosca en ambos extremos.
- b) Con doble salida (para instalar by-pass).

**Para poder diferenciar una cruceta de otra se tomará en cuenta lo siguiente:**

- a) Cuerpo (éste varía en tamaño y forma).
- b) Tapa (varía en cuanto a las muescas que tiene la tapa para golpear).

Los materiales con los que están hechos los estranguladores varían de acuerdo al flujo que van a manejar éstos; pueden ser:

- a) Acero (para flujo de aceite y agua).
- b) Cuerpo de acero y el interior tugsteno (para flujos que contengan alto contenido de material abrasivo).

Los estranguladores estarán colocados en las salidas del pozo. En el interior de la cruceta portaestrangulador: tanto la cruceta como el estrangulador dependen de la marca ya sea FIP, Cameron, EPN, Atlas, etc. Los estranguladores pueden ser intercambiables para cualquier tipo de portaestrangulador. A continuación se ilustra los tipos de crucetas porta estranguladores.



**Fig.41** Cruceta portaestrangulador  
Marca Cameron



**Fig.42** Cruceta portaestrangulador  
Marca FIP





**Fig.43** Cruzeta portaestrangulador Marca Atlas

### 7.1 TIPOS DE ESTRANGULADORES

Los métodos de control de presión y el equipo usado en la superficie así como dentro del pozo incluyen tipos de estranguladores removibles que se pueden colocar en la cabeza del pozo, así como los ajustables y a éstos se les encuentran en el manifold de válvulas de los equipos de reparación de pozos.

Los tipos de estranguladores varían de acuerdo a la marca y los más comunes en el Activo de Producción Poza Rica son: FIP, CAMERON EPN, ATLAS, los cuales son estranguladores removibles, ya que se pueden cambiar de acuerdo a las necesidades de producción, manteniendo un mínimo de porcentaje de agua. También hay estranguladores ajustables que son del tipo shaffer, éste toma la forma de una válvula de aguja y su diseño consiste en un vástago el cual tiene un volante (en forma tee), que al girarlo hacia la izquierda o derecha nos va a dar el ajuste deseado de estrangulador, para lo cual tiene un indicador graduado sobre el cuerpo, facilitando el ajuste visual. Este tipo de estrangulador se encuentra en el manifold de válvulas de los equipos de reparación de pozos. Para extraer o instalar el estrangulador, éstas pueden ser hechas a mano o de fábrica.







**Fig.44** Estrangulador Cameron TC-574



**Fig.45** Cameron Modelo TC-1017 M



**Fig.46** FIP



**Fig.47** Cameron Modelo TC-642



**Fig.48** Cameron

USO DE ESTRANGULADORES



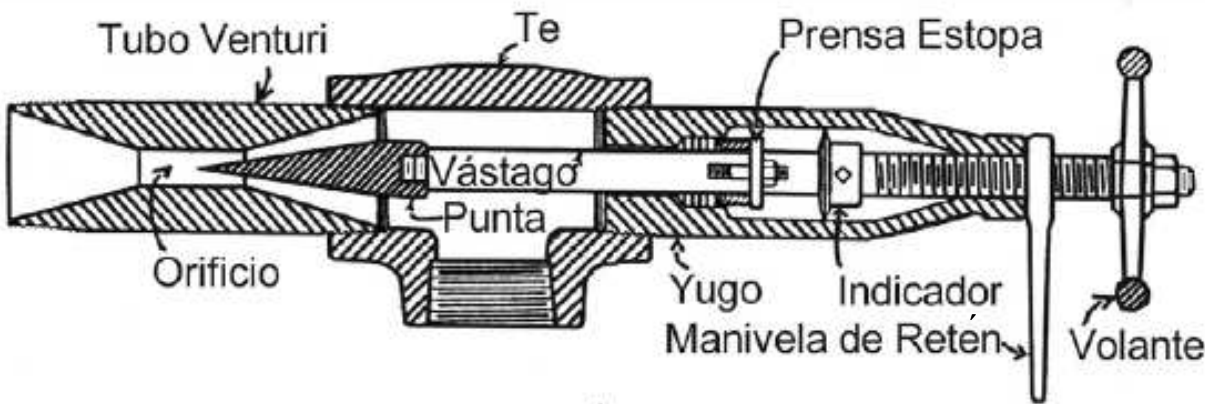
**Fig.49** Llaves para extracción de Estranguladores

Los estranguladores positivos para porta estranguladores los hay de diferentes marcas y tipos; las marcas más conocidas son: FIP, Cameron, EPN, Atlas; así como los tipos: cabeza hexagonal grande y chica, cabeza cuadrada grande y chica. Los estranguladores ajustables los hay de las marcas: Cameron y FIP. Este tipo de estrangulador lo podemos encontrar en los equipos de reparación de pozos, en el manifold de válvulas. El más usado es el de marca Cameron, bridado por ambas extremos.



**Fig.50** Estrangulador Ajustable Marca CAMERON

USO DE ESTRANGULADORES



**Fig.51** Estrangulador Ajustable Marca FIP



El orificio de estrangulación varía dependiendo del volumen de producción que se desee que aporte el pozo. Las medidas de este orificio van de  $\frac{1}{64}$ " a  $\frac{63}{64}$ " equivalentes a 1"Ø.

$$\text{Ø E mm} = 25.4 \times \text{fracc. plg}$$

Donde:

Ø E mm = diámetro interior del estrangulador en milímetros.

25.4 = Constante de conversión

$$1 \text{ plg} = 2.54 \text{ cm} \text{ ó } 25.4 \text{ mm}$$

Ejemplo:

$$\text{Ø E mm} = 25.4 \times \frac{15}{64} = 25.4 \times 0.234 = 5.953$$

$$\text{Ø E mm} = 5.953 \approx 6 \text{ mm}$$

Para convertir los milímetros a fracción de plg se emplea la siguiente ecuación:

$$\text{Ø E fracc/plg} = \frac{\text{Ø E mm}}{25.4} \times 64$$

Donde:

Ø E fracc./plg = diámetro interior del estrangulador en fracción de pulgadas.

Ø E mm = diámetro interior del estrangulador en milímetros.

25.4 = constante de conversión.

64 = constante en fracción de pulgadas.

Ejemplo: Ø

$$\text{Ø E fracc/plg} = \frac{\text{Ø E mm}}{25.4} \times 64$$

$$\text{Ø E fracc/plg} = \frac{6 \text{ mm}}{25.4} \times 64 = 15.1$$

$$\text{Ø E fracc/plg} = 15.1 \approx \frac{15}{64}$$

LAS TABLAS DE MEDIDAS Y CONVERSIÓN DE UNIDADES VER EN ANEXO.

### 7.3 DETERMINACIÓN DEL DIÁMETRO

Para determinar el diámetro de estrangulador, se utilizan algunas fórmulas empíricas con muy buenos resultados.

En las publicaciones especializadas se encuentran expresiones más complejas que se utilizan para obtener el comportamiento del flujo bifásico por los estranguladores. Estas expresiones son más sofisticadas, ya que toman en cuenta variables tales como la densidad relativa del líquido y del gas, las temperaturas corriente arriba y el factor de compresibilidad del gas.

Estas correlaciones son válidas solamente bajo las condiciones de flujo supersónico a través del estrangulador, con gastos bajos, la presión corriente arriba del estrangulador depende de las condiciones corriente abajo. En el límite, cuando el gasto es cero, las presiones corriente arriba y corriente abajo son iguales.

Debe recordarse que, a menos que se reemplacen con frecuencia los estranguladores, los efectos de la corrosión del gas, arena o los depósitos de parafinas provocarán una distorsión en la forma y la medida del estrangulador. La severidad de estos efectos puede verificarse después de cierto tiempo con las mediciones de la producción, RGA y presión en la cabeza del pozo.

# MÉTODOS DE ESTIMULACIÓN A POZOS FLUYENTES

---

PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN  
ACTIVO DE PRODUCCIÓN POZA RICA  
OPERACIÓN DE EXPLOTACIÓN

## ESTIMULACIÓN DE POZOS FLUYENTES

Qué lleva a estimular un pozo: existen dos razones principales, o bien la permeabilidad del pozo es tan mala que no produciría sin una estimulación o la región cercana a la zona de los disparos del pozo ha sufrido daño y es necesario restablecer la productividad del pozo por medio de una estimulación. El ácido no resolverá todos los problemas de productividad de pozos.

Cuando se inyecta ácido a la formación carbonatada, a presiones inferiores a la de fracturamiento, el ácido fluye preferentemente por sus poros más grandes, sus cavernas o sus fracturas naturales. La reacción el ácido origina la formación de largos canales de flujo, denominados agujeros de gusano. La creación de estos agujeros se favorece cuando se usan ácidos con alta velocidad de reacción.

El incremento en la productividad de una formación carbonatada a un tratamiento con ácido no puede predecirse, debido a la imposibilidad de calcular el número y localización de los agujeros de gusano.



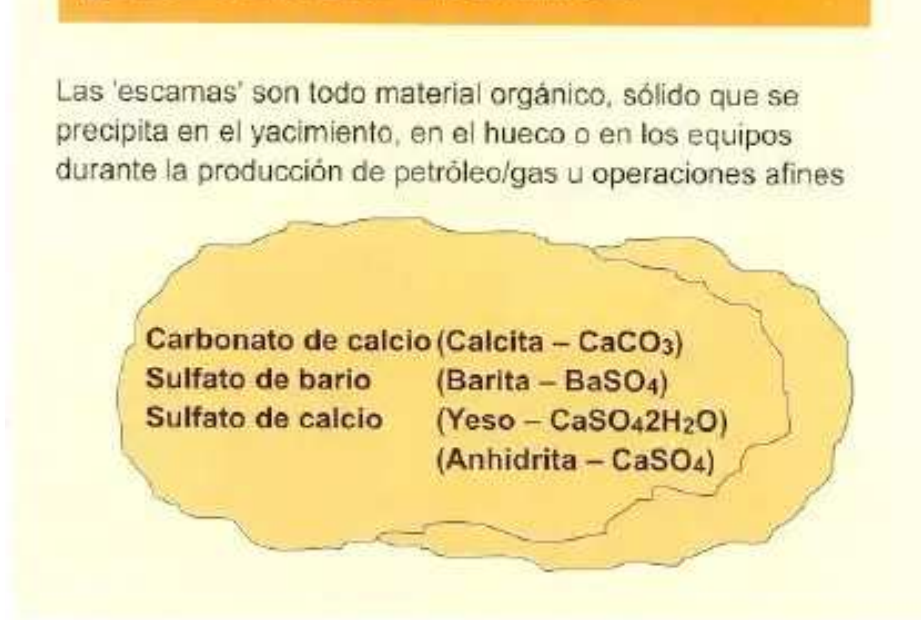
**Fig.52** Canales de Flujo (Agujeros de Gusano)

Durante la producción de un pozo es posible que aparezcan residuos orgánicos llamados escamas, éstos van a obstruir las paredes de la tubería de producción así como la zona de disparos, lo que provocará la caída de presión y una baja producción del pozo, la formación de estas escamas, puede ser por:

- a) Una caída de presión.
- b) Un cambio de temperatura.
- c) Una mezcla de 2 fluidos incompatibles.

Las escamas generalmente contienen impurezas tales como parafina; asfáltenos. Una vez que se han precipitado las escamas en el yacimiento, éstas reducen la porosidad y la permeabilidad. Las escamas en el yacimiento se forman cerca al pozo y la reducción en la permeabilidad causada por las escamas, se manifiesta en un mayor daño de formación. Generalmente las escamas están constituidas de carbonato de calcio, sulfato de bario y sulfato de calcio, para evitar la aparición de estas escamas se programan lavados periódicos con HCL.





**Fig.53** Composición del Material Orgánico (Escamas)

La acidificación a formaciones areniscas consiste generalmente a la inyección de tres fluidos. Inicialmente se inyecta HCL en concentraciones del 5 a 15%, conteniendo los aditivos requeridos. Este ácido desplaza el agua del pozo y agua congénita de la vecindad del pozo. De esta forma se elimina la posibilidad de dañar la formación por la precipitación de fluosilicatos insolubles de sodio y potasio.

A continuación se inyecta la mezcla Mud-Acid (HF-HCL) generalmente 3% de HF y 12% de HCL, el HF reacciona con las arcillas, la arena (sílice) el lodo de perforación o filtrado de cemento; para aumentar la permeabilidad en la vecindad del pozo.

A continuación se mencionan los tipos de ácidos usados para estimulaciones en carbonato y areniscas:

## 8.1 ESTIMULACIÓN CON ÁCIDOS (HCL, HF)

Por lo general la acidificación se clasifica bajo las siguientes categorías:

- Ácido clorhídrico (HCL), se utiliza en formaciones de carbonato para abrir nuevos canales de comunicación.
- Ácido clorhídrico (areniscas >15% carbonato); es utilizado también en areniscas dañadas, que contengan alto contenido de carbonato, para abrir nuevos canales de comunicación que permitan eliminar el daño.
- Mud-Acid: es una mezcla de ácido clorhídrico (HCL) y ácido fluorhídrico (HF), por lo general 12% de HCL y un 3% de HF y se usa principalmente para remover el daño de las partículas de arcilla en areniscas para mejorar la productividad, su utilidad se basa en el hecho de que algunas arcillas sílice y otros materiales

utilidad se basa en el hecho de que algunas arcillas sílice y otros materiales normalmente son insolubles en HCL y en HF tienen un grado de solubilidad.

El ácido clorhídrico (HCL) es el ácido más usado, la concentración más común es de 15%, pero también se encuentra, con concentraciones de 7.5% y de 28%, disuelve materiales de carbonato como en caliza, conchita.

Al pozo que se le va a efectuar una estimulación primeramente se le hace una prueba de admisión o inyectabilidad, esto para ver si el pozo admite fluidos hacia la formación, la prueba se efectúa de la siguiente manera: se le inyecta un volumen determinado de diesel (por lo regular la capacidad de la TP), hasta alcanzar la presión que admita el pozo; en esta prueba no se usará ácido, ya que si el pozo no admite el ácido se quedaría en la tubería de producción y si no tenemos la manera de sacar ese ácido, éste nos dañaría la TP y TR.

**Las líneas que interconectan el árbol del pozo con el Equipo de Bombeo de alta presión, deben anclarse para evitar vibraciones excesivas (Cap. VI Art. 22).**

**Al efectuar estimulaciones, retirar del área del pozo todo personal ajeno a la operación.**

**Prohibido fumar y tener fuegos abiertos (Cap. VI Art. 20).**

---

#### MÉTODOS DE ESTIMULACIÓN A POZOS FLUYENTES

---



**Fig.54** Equipo de Alta Presión para Prueba de Admisión

Una vez que la prueba fue positiva se va a efectuar la estimulación bombeando un volumen de ácido clorhídrico (HCL) hacia la formación, éste va a ser desplazado con diesel hasta alcanzar volúmenes de 4-6 m<sup>3</sup> HC y 12 m<sup>3</sup> diesel, una vez depositado el ácido en la formación se le dará un tiempo de reposo para que reaccione el ácido, este tiempo puede durar desde una hora hasta 24 horas.

Ya que transcurrió el tiempo de reposo se procederá a abrir. Primeramente se abre a una presa metálica, ubicada a un costado del pozo. Aquí se mantendrá fluyendo el pozo hasta haber eliminado el ácido, ya con un PH 7 el pozo podrá alinearse hacia la batería para su medición y así observar su producción para ver si fue positiva su estimulación. **En labores de medición use su equipo de protección respiratoria (Cap. VI art. 25).**

En los casos en que la prueba de admisión sea negativa, se procederá a efectuar una limpieza de fondo con ácido para eliminar cualquier obstrucción causada por carbonatos en la boca del pozo.

Las estimulaciones con ácido fluorhídrico (HF), no son muy comunes en yacimientos con carbonatos, ya que pueden formar precipitados insolubles al reaccionar con el sodio, potasio y calcio, por lo que se recomienda para formaciones areniscas. El HF también puede producir derivados insolubles como el sílice coloidal, como resultado de las acciones de la roca. Por consiguiente, siempre se debe hacer

un pre-lavado con HCL, para:

- Desplazar el agua de la formación que contiene iones de potasio, sodio o calcio, de no hacerse se puede formar una gama de compuestos de solubilidad variable debido a la reacción del HF.

---

#### MÉTODOS DE ESTIMULACIÓN A POZOS FLUYENTES

---

- Mantener un PH bajo en la región cercana a la cara del pozo (zona de disparos) para evitar las diversas reacciones de precipitación.
- Disolver los carbonatos que podrían producir fluoruros insolubles.

El fluido utilizado para desplazar el HF con frecuencia se usa el HCL, amonio ( $\text{NH}_3$ ) y el diesel para lavar el área cercana a la cara del pozo inmediatamente después de introducir el HCL-HF.

La inyección de una mezcla HF-HCL (Mud-Acid), generalmente 3% de HF y 12% de HCL. El HF reacciona con las arcillas, arena (silice), el lodo de perforación o filtrado de cemento, para aumentar la permeabilidad en la vecindad del pozo. En esta mezcla el HCL no reacciona y está presente solamente para mantener el PH bajo, evitando la precipitación de productos por la reacción del HF.

Para aislar el HF que ha reaccionado; de las salmueras que pudieran usarse para lavar la TP, generalmente se usa diesel para pozos productores de aceite.

## 8.2 ESTIMULACIÓN ORGÁNICA (XILENO O AROMINA)

Este tipo de estimulaciones se realiza a pozos que han declinado su producción y que por lo regular manejan aceite muy viscoso, las partículas orgánicas como son: las parafinas, asfáltenos y escamas de material orgánico son las principales causas de

que el pozo deje de producir.

Las parafinas que generalmente se alojan en la boca del pozo y en la TP, también pueden afectar la porosidad del yacimiento, deben su precipitación al cambio de temperatura del aceite, esto reduce la producción e incrementan la caída de presión, disminuyendo el área de flujo del pozo.

Los asfáltenos deben su presencia a los cambios de temperatura y de presión. La presión es considerada la causa más probable de depositación de asfáltenos en el medio poroso. La aparición de asfáltenos es aparentemente un problema de floculación o dispersión coloidal, lo cual trae como consecuencia la baja producción del pozo.

---

#### MÉTODOS DE ESTIMULACIÓN A POZOS FLUYENTES

---

### PRECIPITACION

Durante la producción se pueden depositar productos inorgánicos (escamas) u orgánicos como la parafina o los asfáltenos

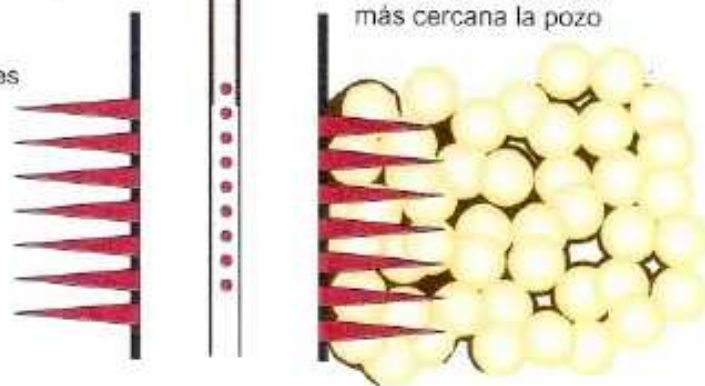
– en la tubería de producción

– en las perforaciones



– en instalaciones en superficie

– EN LA FORMACION el mayor deterioro se encontrará en la zona más cercana la pozo



**Fig.55** Precipitación de Asfáltenos

Antes de realizar una estimulación orgánica primeramente se debe de efectuar una prueba de admisión, para comprobar que el pozo admite hacia la formación y nos permita efectuar una estimulación. A continuación se describe el proceso a desarrollar para efectuar la prueba de admisión:

1. Se conecta un equipo de alta presión a la válvula TP libre.
2. Se prueba la válvula lateral y las conexiones del equipo de alta a 1000 lbs/pla<sup>2</sup>.



3. Se abre la válvula lateral por la que está conectado el equipo de alta presión y se cierra la válvula lateral TP opuesta por la que fluye el pozo.
4. Se procede a inyectarle diesel a baja presión y bajo gasto hasta llenar la tubería de producción (el volumen de diesel varía de acuerdo a la profundidad del pozo), una vez llena la TP y se va incrementando la presión hasta alcanzar la presión de admisión. Ésta presión es cuando ya no se incrementa y se estabiliza en ocasiones tiende a bajar la presión, aquí se considera que el pozo admite y se suspende el bombeo y se da por buena la prueba.
5. En caso que no admita el pozo, se programará una limpieza con ácido clorhídrico a la cara del pozo para limpiar cualquier obstrucción que exista por carbonato. Toda la operación estará a cargo del ingeniero petrolero, que determinará los pasos a seguir en caso que se presente algún problema en el pozo.

Una vez que se ha efectuado la prueba de admisión se llevará a cabo la estimulación orgánica con xileno o aromina, ésta se realizará bajo normas muy estrictas de seguridad, ya que los xilenos y arominas son muy volátiles, de olor aromático y son relativamente inflamables. La exposición prolongada de estos productos provoca los siguientes trastornos:

---

#### MÉTODOS DE ESTIMULACIÓN A POZOS FLUYENTES

---

- Sistema nervioso: mareo, jaqueca, irritabilidad, ansiedad.
- Sistema circulatorio: calor, eritema y palpitaciones.
- Piel: dermatitis de contacto.
- Ojos: ardor ocular y querato conjuntivitis.

Para evitar cualquier intoxicación debemos tener en cuenta los siguientes pasos de prevención:

1. Mantener la concentración del agente por debajo de los valores permisibles.
2. Ventilación adecuada en el área laboral.
3. Transporte por medio de tanques cerrados.
4. Reducir o eliminar la producción de vapores.
5. Prohibir el lavado de manos con solventes.

Tomando en cuenta lo anterior y estando completo el equipo: equipo de alta presión, pipa 8 m<sup>3</sup> (aromina-xileno), pipa de diesel 8 m<sup>3</sup>, pipa 8 m<sup>3</sup> de agua (para lavar conexiones) y equipo de contra incendio, así como personal de seguridad, de operación de pozos y el ingeniero petrolero se procede a efectuar la operación:

1. Se conecta equipo de alta presión a la válvula TP lateral libre.
2. Se prueba válvula y conexiones del equipo de alta a 2000 lbs/plg<sup>2</sup>.
3. Se abre la válvula lateral por el lado por donde está conectado el equipo de alta.
4. Se cierra la válvula lateral TP por donde fluye el pozo.
5. Se procede a meter un bache de aromina o xileno al pozo, el volumen varía (2 a 6 m<sup>3</sup>), a baja presión.
6. Después se mete un bache de diesel (éste varía puede ser de 2-8 m<sup>3</sup>), para



desplazar el ácido hacia la formación.  
7. Se procede a cerrar el pozo.

Una vez que se efectuó la estimulación se le da un tiempo de reposo que va de 15 a 24 horas, para que reaccione el producto inyectado, ya transcurrido el tiempo se abre a batería y se procede a medir y tomar presiones y muestras 2 o tres veces por día.

#### EQUIPO DE PROTECCIÓN PERSONAL:

Ropa de algodón, zapato de seguridad, casco, guantes de carnaza; equipo de protección respiratoria, ocular, auditiva, etc.

---

#### MÉTODOS DE ESTIMULACIÓN A POZOS FLUYENTES

---



**Fig.56** Estimulación Orgánica

### 8.3 FRACTURAS (ÁCIDAS E HIDRÁULICAS)

Se ha visto que las fracturas pueden aumentar la capacidad de almacenaje de las areniscas y rocas de carbonato. La porosidad en fracturas es el espacio vacío entre las paredes de una grieta o fisura, este espacio tiene una anchura definida. Excepto donde las grietas han sido ensanchadas por disolución, las anchuras de las grietas varían entre cada fractura.

Todas las rocas son fracturables en grado variable, así que todo movimiento en

la corteza terrestre, desde un plegamiento intenso hasta el asentamiento suave, tiende a fracturarla.

El aumento de la productividad que se puede lograr mediante el fracturamiento es en función de la longitud de la fractura, la comunicación entre fractura y pozo.

MÉTODOS DE ESTIMULACIÓN A POZOS FLUYENTES

Tipo Fracturamiento	Definición	Tipos de Fracturamiento Características del Pozo	Espesor (Plg)	Longitud (Pies)
Convencional	Es aquel fracturamiento en que la fractura es larga y delgada	Yacimientos de baja permeabilidad	0.25	750 a 1500
TIP Screen-out	Es aquel fracturamiento en que la fractura es corta y ancha	Fracturamiento después de pasar el daño cercano a la cara del pozo. Yacimiento con problema de migración de finos. Zona productoras múltiples. Control de arena.	0.25 a 1.50	50 a 500

- Propiedades de los fluidos fracturantes.

El fluido fracturante es el fluido que permite transmitir presión hidráulica a la formación hasta lograr su ruptura, después el fluido fracturante penetra a la formación ampliando y extendiendo la fractura, por lo que el fluido fracturante debe contar con ciertas propiedades que a continuación se especifican:

- Que no tenga pérdida de filtrado.
- Poder de acarreo.
- No dañino a la formación.
- Bombeable.
- De bajo costo.
- No peligroso.
- Fácil de separar.
- Removible en la fractura.
- Baja pérdida de presión por fricción.

Los tipos de tratamiento para el fracturamiento, son los siguientes:

1. Fracturamiento con ácido.
2. Fracturamiento hidráulico (con propante).

### 8.3.1 Fractura con Ácido

#### **Para Realizar este Tipo de Fractura se Tomará en Cuenta lo Siguiente:**

- Sólo se utiliza en yacimiento de rocas de carbonato.
- Crear un camino de conducción a lo largo e la fractura por el ácido que “socava” las paredes de la fractura.
- La formación socavada debe ser suficientemente fuerte como para resistir las fuerzas de cerramiento.

El fracturamiento con ácido consiste en inyectar ácido a la formación, a una presión suficientemente alta para fracturar la formación o abrir las fracturas existentes, la fractura se logra cuando después del tratamiento permanece abierto un canal o serie de canales altamente permeables. Este canal se forma por la reacción del ácido sobre las paredes de la fractura solubles en ácido, se formará una fractura con alta conductividad.

La fractura puede existir después del tratamiento si las caras de la factura quedan grabadas cuando se libera la presión y la fractura cierra, la longitud de la fractura creada depende de una combinación del ritmo de reacción del ácido, el ritmo de pérdida del fluido (de la fractura a la formación) y del ritmo de inyección.

La longitud y amplitud serán mayores mientras sea menor la pérdida de fluido, la velocidad de reacción debe ser baja para que el ácido penetre y sea mayor la longitud de la fractura; a mayor gasto mayor será la fractura y a menor temperatura menor será la velocidad de reacción y mayor la longitud de la fractura.

El fracturamiento con ácido (HCL), es la técnica de acidificación más usada para estimular las formaciones calizas o dolomitas.

En un tratamiento de este tipo se inyecta un fluido a la formación a un gasto mayor que el que puede aceptar la matriz del yacimiento, esta inyección rápida produce un incremento de presión en las paredes del pozo, lo suficientemente grande para sobrepasar los esfuerzos de la roca a la compresión y su resistencia a la tensión, a esta presión la roca falla, formándose una fractura. La inyección continua del fluido incrementa la longitud y la amplitud de la fractura.

Dos problemas que se presentan al fracturar con ácido, son:

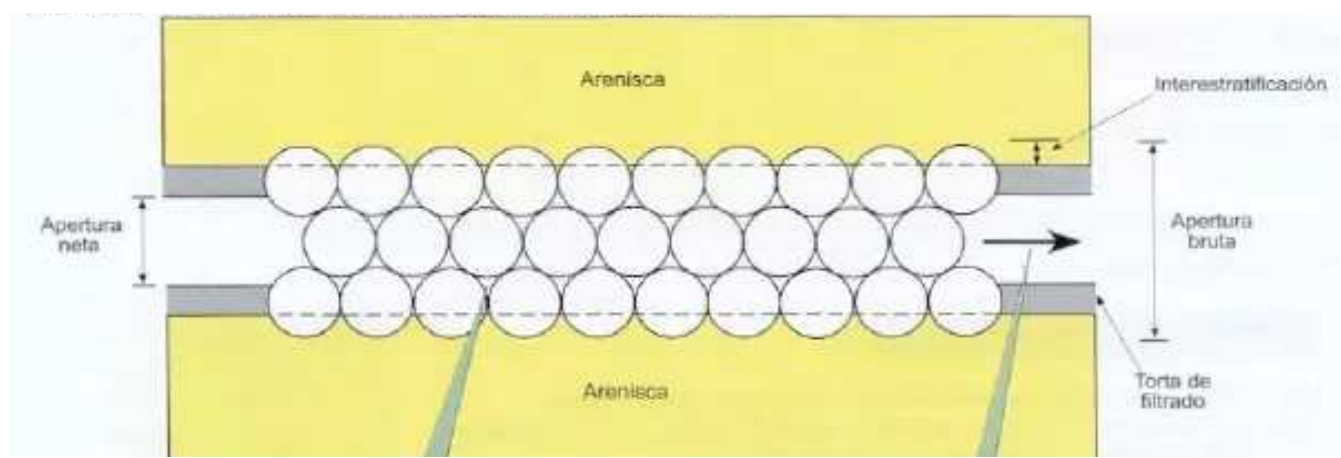
- 1) El cierre de la fractura cuando se tratan de formaciones calcáreas.
- 2) El taponamiento de la fractura cuando se liberan apreciables cantidades de partículas finas insolubles en ácido.

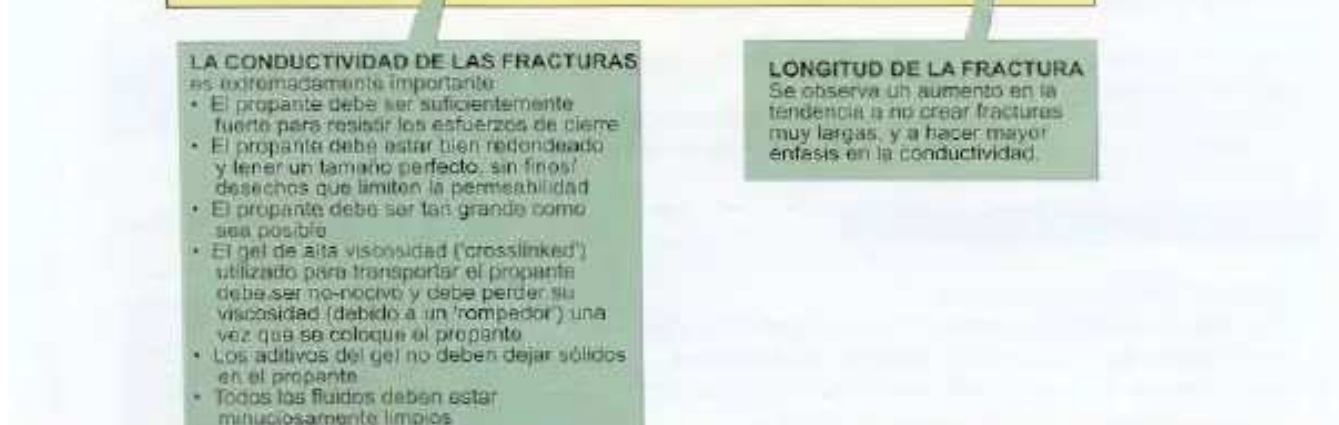
### 8.3.2 Fracturamiento Hidráulico

El fracturamiento hidráulico es un método de estimulación que permite aumentar considerablemente la producción de los pozos.

El fracturamiento hidráulico consiste en bombear fluidos a tasas y presiones suficientes para romper la roca y, en condiciones ideales, formar una fractura con dos alas de igual longitud a lados opuestos del pozo, si se detuviera el bombeo después de crear la fractura, los fluidos se escaparían, gradualmente hacia la formación, la presión dentro de la fractura se disminuirá y la fractura se cerraría, lo cual no generaría conductividad adicional alguna. Para preservar una fractura después de abrirla, la fractura se empaqueta con propante o sustentantes (los más usados generalmente son arenas de sílice, ATFRAC-PR 6000 y Carbolite), para mantenerla abierta.

Las fracturas producidas hidráulicamente son casi planas, con anchos típicos de  $\frac{1}{4}$ " a  $\frac{1}{2}$ ". El tratamiento es comúnmente una combinación de etapas de gel viscosos (lechada). La fórmula del fluido de fracturamiento se prepara de manera tal que pierda su viscosidad (a condiciones de yacimiento) unas horas después de haberse formado la fractura; a menudo se incluye un rompedor de emulsión en un fluido de fracturamiento para que pierda la viscosidad.





**Fig.57** Sección Transversal de un Fracturamiento con Propante en escala Ideal (visto desde arriba)

#### MÉTODOS DE ESTIMULACIÓN A POZOS FLUYENTES

El objetivo del fracturamiento con propantes o sustentantes consiste en abrir un canal entre el yacimiento y el pozo, lo cual efectivamente aumentará el radio de drenaje del pozo. La fractura conducirá los hidrocarburos hacia el pozo, en otras palabras debe haber una buena conductividad de fractura.

El fracturamiento hidráulico con propantes normalmente es aplicado a formaciones de areniscas, ya que con ácido no pueden ser socavadas las caras de la fractura. Una vez que el pozo ha sido fracturado es importante abrir el pozo lentamente al ponerlo a producir, ya que si éste es abierto bruscamente y si el propante no se ha compactado, es posible que se desprenda y sea arrastrado a la superficie con los fluidos que contenga el pozo.

Para evitar daños a la formación durante el fracturamiento se debe tomar en cuenta lo siguiente:

- Todos los fluidos que sean bombeados hacia el pozo deben ser compatibles.
- Un buen control de claridad de los fluidos de fractura.
  - Cualquier fluido altamente viscoso debe romperse.
  - El rompedor se debe revisar en la localización en un baño de agua.
- Revisar la calidad y la limpieza del propante (arena).
- El agua para mezclar el gel debe estar sin contaminantes y haberse pasado por un filtro grueso.
- Toda la tubería debe estar limpia.

### Procedimiento para Efectuar una Fractura

#### Las fracturas deben efectuarse con luz del día.

Antes de efectuar una fractura, se le deben de hacer unas pruebas al pozo para saber que está en condiciones para efectuar la fractura, las cuales son:

- Calibración: ésta se efectúa metiéndole un calibrador (este varía de 1 ¾", 2", 2 1/8") a la tubería de producción y bajarlo a fondo para verificar que la tubería no



2 7/2 ") a la tubería de producción y bajarlo a fondo, para verificar que la tubería no tenga obstrucción alguna.

- b) Prueba de inyectabilidad consiste en meter un fluido (diesel) a presión hasta lograr que éste sea desplazado a la formación, una vez logrado se dice que el pozo admitió y que la prueba fue positiva.

Una vez hechas las pruebas y determinado que es factible la fractura, se procederá a:

1. Conectar dobles válvulas al árbol del pozo, éstas deben ser de 5000 lb/plg<sup>2</sup>, 2 válvulas TP, 2 válvulas TR 6 5/9 "Ø, todas las válvulas deben tener volante.

---

#### MÉTODOS DE ESTIMULACIÓN A POZOS FLUYENTES

---

2. Se conecta una línea de 2 " , a la TR 9 5/8 " , y el otro extremo a una presa metálica.
3. Se procede a conectar un equipo de alta presión y se prueban conexiones superficiales a 8000 PSI.
4. Bajamos por la válvula superior un protector de árbol (hidroneumático) hasta la bola colgadora y con un equipo de alta presión se prueban el árbol de válvulas a 5000 PSI, este protector evita daños al árbol de válvulas.
5. Depresionamos el gas de TR 9 5/8 "Ø a presa metálica.
6. Con un equipo de alta presión se represiona la TR a 1000 PSI para soporte del empacador.
7. Se mezcla la arena con la gelatina y mantiene en movimiento (en el área hay 6 carros tanques de capacidad de 70 m<sup>3</sup> c/uno) los tipos de arena que se inyectan son ATFRAC-PR 6000 y Carbolite.
8. Una vez mezclada la gelatina se procede a inyectar por etapas, éstas varían de 1 a 8 PPA.
9. La operación de fracturamiento va a ser registrada desde un camión que está equipado con controles, aquí se registran las presiones de inyección desde 1000 a 6000 registrando el momento de la fractura; también controla la inyección automáticamente.
10. Una vez fracturada la roca se sigue con el bombeo hasta llenar la fractura con la arena Carbolite.
11. Ya compactada la fractura con la arena se suspende el bombeo, esto propicia que cierre la fractura manteniendo una permeabilidad alta.
12. Terminada la operación se procede a abrir el pozo con estrangulador de 4 mm. A presa metálica, aquí se mantendrá el pozo hasta que desaloje la gelatina y la arena que no se haya quedado adherida a las paredes de la fractura.
13. Una vez que el pozo esté estable sin residuos de gelatina y arena se procede a alinearlos a la batería de separación para su medición y ver su comportamiento.







**Fig.58** Vista de Equipo de Fracturamiento

MÉTODOS DE ESTIMULACIÓN A POZOS FLUYENTES



**Fig.59** Vista de las Conexiones Superficiales



**Fig.60** Vista de las Conexiones Superficiales