



UNIVERSIDAD GRUPO CEDIP
MAESTRIA EN INGENIERIA PETROLERA

MANEJO DE LA PRODUCCION I

CUARTO SEMESTRE

ASESOR RAMON AVILES JIMENEZ

CAPITULO II

RECOLECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN.

Conocimiento de funciones, diseño, operación y mantenimiento de instalaciones de recolección de la producción.

11.1 Instalaciones superficiales en la plataforma de los pozos productores de aceite y gas.

El árbol de válvulas es un equipo conectado a las tuberías de revestimiento (ademe) en la parte superior, que a la vez que las sostiene, proporciona un sello entre ellas y permite controlar la producción del pozo. Fig. 11.1.

Por lo general el árbol de válvulas se conecta a la cabeza del pozo; la cual es capaz de soportar la TR, resistiendo cualquier presión que exista en el pozo.

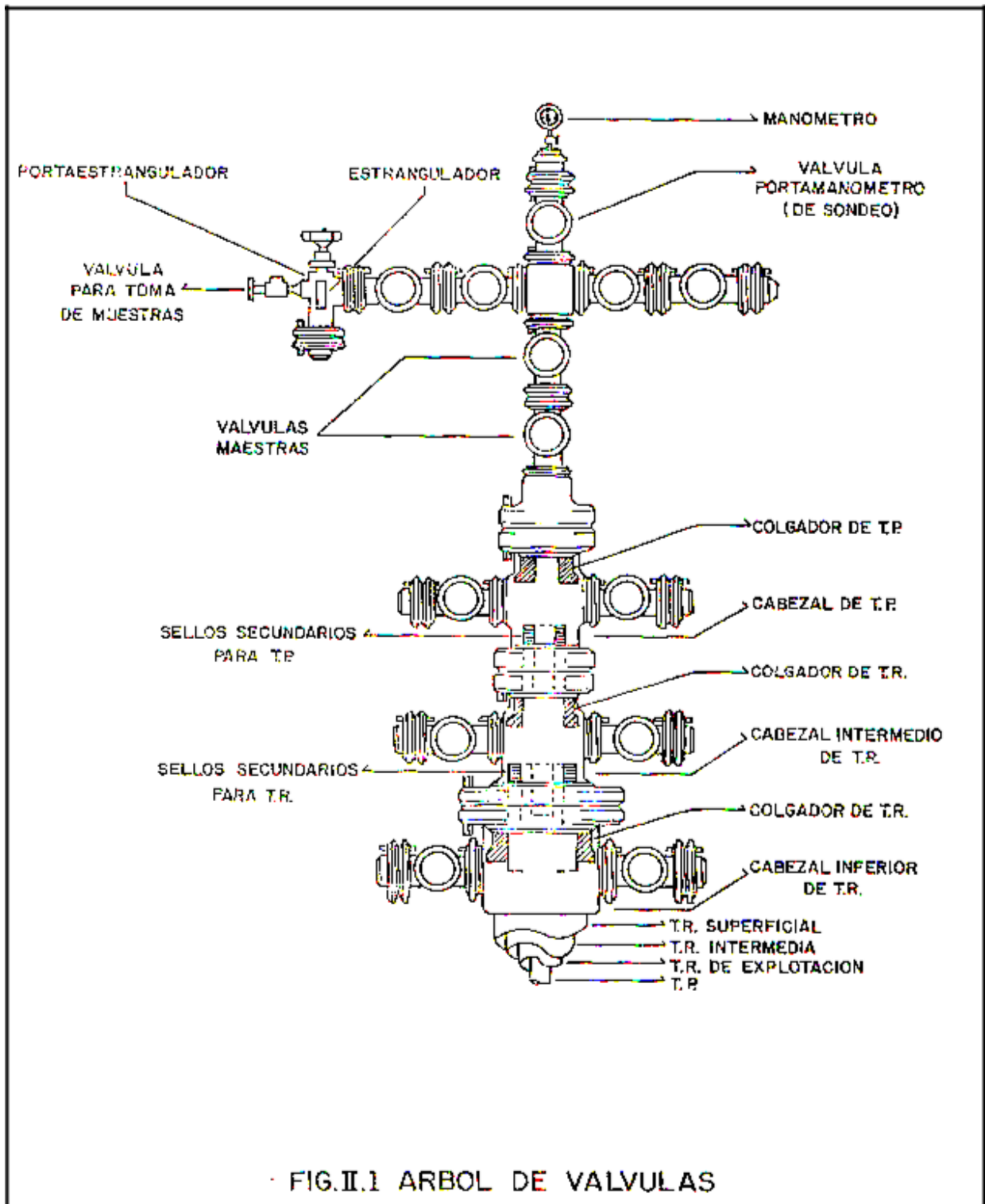
Anteriormente las presiones de trabajo del equipo estaban normadas por una asignación de serie API; por ejemplo, la serie 600, significaba una presión de trabajo de 2000 lb/pg manométricas. Actualmente se usa el término “presión máxima de trabajo”. Como puede verse en la tabla II.1.

TABLA II.1

PRESIÓN MÁXIMA DE TRABAJO		PRESIÓN DE PRUEBA HIDROSTÁTICA		SERIE API (OBSOLETA)
(lb/pg ²)	(kg/cm ²)	(lb/pg ²)	(kg/cm ²)	
960	67.61	1440	101.41	400
2000	140.85	4000	281.69	600
3000	211.27	6000	422.54	900
5000	352.11	10000	704.23	1500
10000	704.23	15000	1056.34	2900
10000***	704.23	15000	1056.34	
15000	1056.34	22500	1584.51	

*** Para bridas de tamaño especial.

Estas presiones de trabajo son aplicables para temperaturas que no excedan de 121⁰C (250⁰F).



La presión máxima de trabajo es la presión máxima de operación a la cual podrá estar sujeto el equipo. La presión de prueba hidrostática es la presión a cuerpo

estático impuesta por el fabricante para diseñar adecuadamente las pruebas del material y de condiciones de operación en la instalación.

El equipo instalado en la plataforma de un pozo productor de aceite es el siguiente:

- Cabezales de tubería de revestimiento (TR)
- Colgadores de tubería de revestimiento
- Cabezales de tubería de producción (TP)
- Colgadores de tubería de producción
- Válvula de contrapresión
- Adaptador
- Árbol de válvulas
- Brida adaptadora del cabezal de TP
- Válvulas de seguridad y de tormenta
- Conexiones del árbol de válvulas
- Estranguladores

Cabezales de tubería de revestimiento.

Son partes de la instalación que sirven para soportar las tuberías de revestimiento y proporcionar un sello entre las mismas. Pueden ser cabezal inferior y cabezales intermedios.

El cabezal inferior, es un alojamiento conectado a la parte superior de la tubería superficial. Está compuesto de una concavidad (nido) para alojar el colgador de tubería de revestimiento (adecuado para soportar la siguiente TR); una brida superior para instalar preventores, un cabezal intermedio o un cabezal de tubería de producción y una conexión inferior, la cual puede ser una rosca hembra, una rosca macho o una pieza soldable, para conectarse con la tubería de revestimiento superficial.

El cabezal intermedio, puede ser tipo carrete o un alojamiento que se conecta a la brida superior del cabezal subyacente y proporciona un medio para soportar la siguiente tubería de revestimiento y sellar el espacio anular entre esta y la anterior. Está compuesto de una brida inferior, una o dos salidas laterales y una brida

superior con una concavidad o nido.

Colgador de tubería de revestimiento, es una herramienta que se asienta en el nido de un cabezal de tubería de revestimiento inferior o intermedio para soportar la tubería y proporcionar un sello. Entre ésta y el nido.

El tamaño de un colgador se determina por el diámetro exterior nominal, el cual es el mismo que el tamaño nominal de la brida superior del cabezal donde se aloja. Su diámetro interior es igual al diámetro exterior nominal de la TR que soportara. Por ejemplo, un colgador de 8" de diámetro nominal puede soportar tubería de 4 1/2" a 5 1/2" de diámetro nominal.

Cabezal de tubería de producción, es una pieza tipo carrete o un alojamiento que se instala en la brida superior del cabezal de la ultima TR. Sirve para soportar la TP y proporcionar un sello entre esta y la tubería de revestimiento. Esta constituido por una brida inferior, una o dos salidas laterales y una brida superior con una concavidad o nido.

Colgador de tubería de producción, se usa para proporcionar un sello entre la TP y el cabezal de la TP. Se coloca alrededor de la tubería de producción, se introduce en el nido y puede asegurarse por medio del candado del colgador.

El peso de la tubería puede soportarse temporalmente con el colgador, pero el soporte permanente se proporciona roscando el extremo de la tubería con la brida adaptadora que se coloca en la parte superior del cabezal. Entonces el colgador actúa únicamente como sello.

Árbol de válvulas, es un conjunto de conexiones, válvulas y otros accesorios con el propósito de controlar la producción y dar acceso a la tubería de producción. El elemento que está en contacto con la sarta de la TP es la brida o un bonete. Existen diferentes diseños, todos tienen la particularidad de que se unen al cabezal de la TP usando un anillo de metal como sello. Los tipos principales difieren en la conexión que tienen con la válvula maestra, la cual puede ser mediante rosca o con brida. Las

válvulas del medio árbol se fabrican de acero de alta resistencia. Generalmente son válvulas de compuerta o de tapón, bridas o roscables.

La válvula maestra, es la que controla todo el sistema con capacidad suficiente para soportar las presiones máximas del pozo. Debe ser del tipo de apertura máxima, con un claro (paso) igual o mayor al diámetro interior de la TP; para permitir el paso de diferentes herramientas, tales como los empacadores, pistolas para disparos de producción, etc. En pozos de alta presión se usan dos válvulas maestras conectadas en serie.

A continuación de la válvula maestra se encuentra la conexión en cruz que sirve para bifurcar el flujo a los lados, provista de válvulas para su operación. A cada lado de la conexión están las válvulas laterales. Estas pueden ser del tipo de apertura restringida, con un diámetro nominal un poco menor al de la válvula maestra, sin que esto cause una caída de presión apreciable.

La válvula superior (porta manómetro), se localiza en la parte superior y sirve para controlar el registro de presiones leyéndose, cuando sea necesario, la presión de pozo cerrado y la de flujo a boca de pozo. Asimismo, la válvula superior sirve para efectuar operaciones posteriores a la terminación, tales como: desparafinamiento, registro de presiones de fondo fluyendo y cerrado, disparos, etc. En operaciones que no se requiere interrumpir el flujo, se cierra la válvula y se coloca un lubricador para trabajar con presión; introduciendo en el cuerpo de éste las herramientas necesarias abriendo la válvula porta manómetro para permitir su paso.

Las conexiones en rosca de las válvulas del árbol se usan para presiones máximas de 345 bares ($4,992 \text{ lb/pg}^2$), mientras que las conexiones en brida no tienen límite en cuanto a presión (recordando que la máxima presión de trabajo establecida por el API es de 1035 bares ($14,796 \text{ lb/pg}^2$)). Las conexiones se requieren que tengan un cierre perfecto.

La toma de muestras en el árbol de válvulas generalmente se encuentra después del niple porta estrangulador. Esta consiste en una reducción (botella) de 2 a 1/2 pulgada, válvula de compuerta y una boquilla. Es importante que al efectuar la toma

de muestras la válvula de 1/2" se abra un lapso moderado con el propósito de limpiar la trampa que se forma en la reducción de 2 a 1/2".

En el árbol de válvulas (navidad) también se encuentra el porta-estrangulador, estrangulador, la válvula de contrapresión y la válvula de seguridad.

Válvula de contrapresión o de retención (check), se encuentra instalada en el colgador de la tubería de producción o en el bonete del medio árbol, que sirve para obturar el agujero en la TP cuando se retira el preventor y se va a colocar el medio árbol. Una vez que se conecta este último con el cabezal de la TP, la válvula de contrapresión puede ser recuperada con un lubricador. Se puede establecer comunicación con la TP, si fuese necesario, a través de la válvula de contrapresión. De los diseños actuales, unos se instalan mediante rosca y otros con seguro de resorte (candado de expansión).

Estranguladores.

Los estranguladores, orificios o reductores, no son otra cosa que un estrechamiento en las tuberías de flujo para restringir el flujo y aplicar una contrapresión al pozo.

Los estranguladores sirven para controlar la presión de los pozos, regulando la producción de aceite y gas o para controlar la invasión de agua o arena. En ocasiones sirve para regular la parafina, ya que reduce los cambios de temperatura; así mismo ayuda a conservar la energía del yacimiento, asegurando una declinación más lenta de los pozos, aumentando la recuperación total y la vida fluyente.

El estrangulador se instala en el cabezal del pozo, en un múltiple de distribución, o en el fondo de la tubería de producción.

De acuerdo con el diseño de cada fabricante, los estranguladores presentan ciertas características, cuya descripción la proporcionan en diversos manuales, sin embargo se pueden clasificar como se indica a continuación:

Estranguladores Superficiales.

a) **Estrangulador Positivo.** Están diseñados de tal forma que los orificios van alojados en un receptáculo fijo (porta-estrangulador), del que deben ser extraídos para cambiar su diámetro. Fig. 11.3

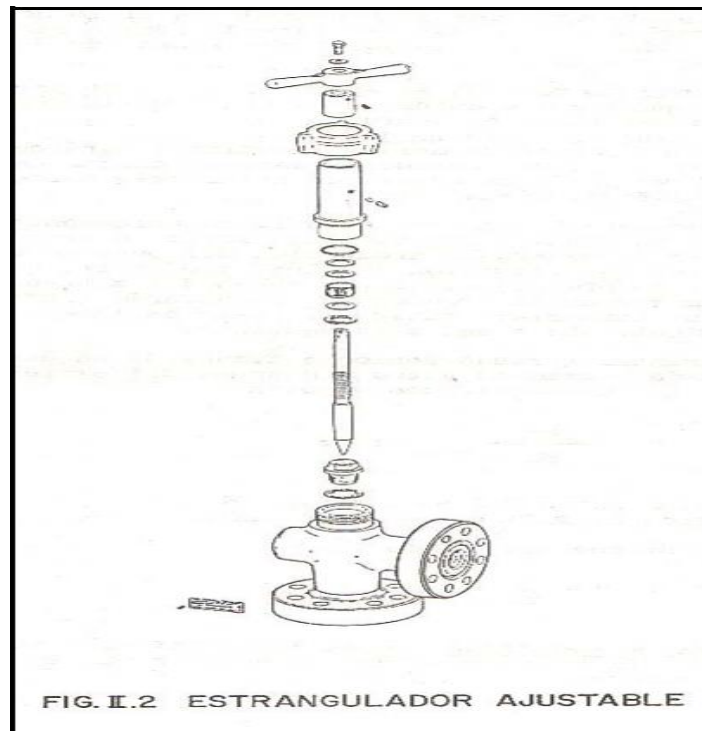
Las marcas más conocidas son: EPN, FIP, Cameron, y los hechizos que se fabrican en los talleres de máquinas y herramientas.

El uso en la industria es amplio por su bajo costo y fácil aplicación.

b) **Estrangulador ajustable.** En este tipo, se puede modificar el diámetro del orificio, sin retirarlo del porta-estrangulador que lo contiene, mediante un dispositivo mecánico tipo revólver. Fig. 11.2

Una variante de este tipo de estranguladores, es la llamada válvula de orificio múltiple. Tiene un principio de operación bastante sencillo, puesto que el simple desplazamiento de los orificios del elemento principal equivale a un nuevo diámetro de orificio, y este desplazamiento se logra con el giro de un mecanismo operado manual o automáticamente y de fácil ajuste.

Dependiendo del tipo de estrangulador, se disponen con extremos roscados o con bridas y con presiones de trabajo entre 1500 y 15000 lb/pg².



Estranguladores de fondo.

a) Estranguladores que se alojan en un dispositivo denominado “niple de asiento”, que va conectado en el fondo de la TP. Estos estranguladores pueden ser introducidos o recuperados junto con la tubería, o bien manejados con línea de acero operada desde la superficie.

b) Estranguladores que se aseguran en la TP por medio de un mecanismo de anclaje que actúa en un cople de la tubería, y que es accionado con línea de acero.

Flujo Sónico a través de Estranguladores

El diámetro requerido del estrangulador para controlar la producción del pozo, de acuerdo a las condiciones de operación del sistema, se puede calcular con diferentes correlaciones (Gilbert, Ros, Ashford, Omaña, etc.)

Cualquier correlación que se utilice únicamente es válida cuando se tienen condiciones de flujo sónico a través del estrangulador. De otra manera la producción del pozo no será regulada y se caerá en una situación de flujo inestable, en la que las variaciones de presión corriente abajo del estrangulador se reflejarán en la formación productora, provocando fluctuaciones en la producción. Para flujo sónico el gasto es independiente de la presión corriente abajo del estrangulador.

Para garantizar flujo sónico a través de un estrangulador la relación de presiones antes y después del estrangulador deberá cumplir con los siguientes valores:

$$\frac{p_2}{p_1} \leq 0.5283$$

donde p_1 = presión antes del estrangulador

p_2 = presión después del estrangulador

O bien la relación que sugiere Gilbert.

$$\frac{p_2}{p_1} \leq 0.70$$

Válvulas de seguridad, estos dispositivos están diseñados para cerrar un pozo en caso de una emergencia. Se pueden clasificar en dos tipos:

a) Auto controladas. Este tipo de válvula va colocada entre la válvula lateral y el porta-estrangulador. Se accionan cuando se tienen cambios en la presión, temperatura o velocidad en el sistema de flujo.

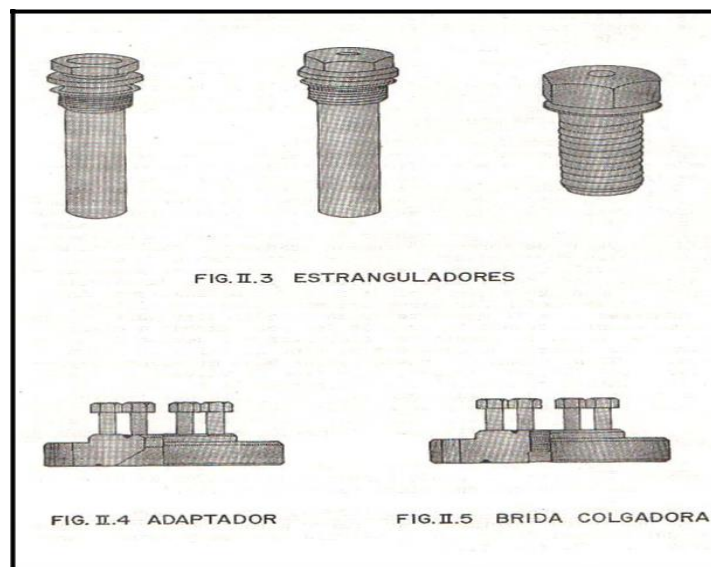
Se usa para cerrar el pozo automáticamente cuando la presión en la tubería de escurrimiento decrece o se incrementa hasta ciertos límites, por ejemplo; cuando falla la tubería (fuga) o cuando se represiona. El límite superior es comúnmente 10% arriba de la presión normal de flujo, y el límite inferior es de 10 a 15% abajo de dicha presión.

b) Controladas desde la superficie. Se les da el nombre de “**válvulas de tormenta**” y se usan generalmente en pozos marinos donde el control es más difícil y en zonas donde el mal tiempo es frecuente. Este tipo de dispositivo se instala en la tubería de producción; la válvula de tormenta se encuentra abierta cuando el pozo está operando normalmente y se cierra cuando existe algún daño en el equipo superficial de producción, cuando el pozo permite un gasto mayor a un cierto valor predeterminado o la presión de la TP cae por debajo de cierto valor. Originalmente las “válvulas de tormenta” fueron usadas en localizaciones marinas o lugares muy alejados, pero es recomendable su uso en cualquier situación donde hay posibilidades de que el árbol de válvulas sufra algún daño. Existen diferentes tipos de válvula de tormenta. Todas pueden ser colocadas y recuperadas con línea de acero. Algunas pueden ser asentadas en niples especiales y otras se adhieren a la TP mediante cuñas en cualquier punto. Algunos modelos cierran cuando la presión del pozo excede a cierto valor y otros cuando la presión se encuentra por debajo de un valor determinado. Dentro de este último tipo se ubica la válvula de tormenta OTIS—H; misma que puede usarse bajo presiones mayores de 700 bares (10,129 lb/pg²). Este tipo de válvula se llama válvula de tormenta de control directo, porque la presión o el gradiente de presión del medio que la rodea es la que controla el cierre de la misma. Además se requiere del uso de una válvula controlada desde la superficie que mantenga represionada a la cámara, la presión se transmite por una tubería de diámetro reducido que se encuentra en el exterior de la T.P.

Adaptador, es una herramienta usada para unir conexiones de diferentes dimensiones. Puede conectar dos bridas de diferente tamaño o una brida con una pieza roscada. Fig.II.4.

Brida adaptadora del cabezal de tubería de producción.

Es una brida intermedia que sirve para conectar la brida superior del cabezal de TP con la válvula maestra y proporcionar un soporte a la TP. Fig. 11.5.



Válvulas

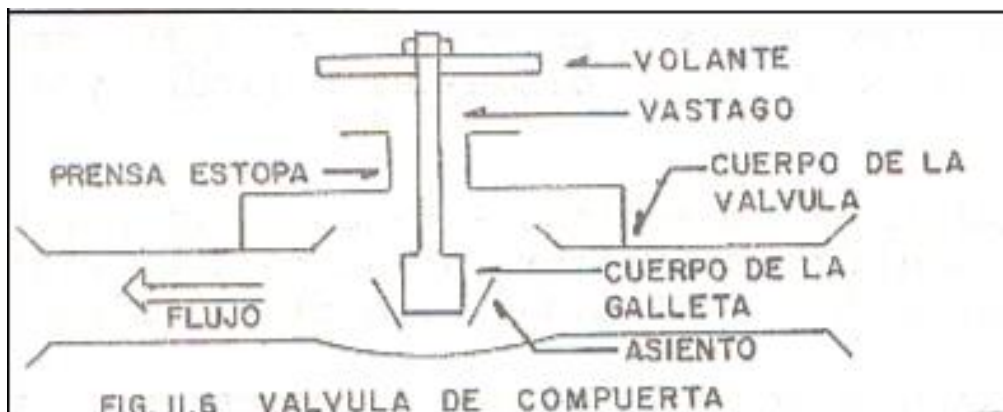
En el árbol de válvulas se usa válvulas API fabricadas con una aleación de acero de alta resistencia. Las válvulas ASA por ser construidas con aceros al carbón no se usan en los pozos. Normalmente se usan válvulas de compuerta de paso completo. Las válvulas son elementos que sirven para permitir o restringir el paso de un fluido. Existen varios tipos de válvulas:

- 1.- Válvula de compuerta.
- 2.- Válvula de globo.
- 3.- Válvula macho.
- 4.- Válvula de retención (check).
- 5.- Válvula de control.
- 6.- Válvula de seguridad.

1.- VÁLVULA DE COMPUERTA.

Normalmente trabaja toda abierta o toda cerrada. Su área de paso es del mismo diámetro del área de la tubería. No debe usarse estrangulada, pues no sirve para regular el paso del fluido.

Se usa en líneas de succión y descarga de bombas así como en líneas de descarga de pozos; como válvula de bloqueo. Son operadas manual y eléctricamente, ya sea por medio de un volante o motor eléctrico, que actúan sobre un vástago que levanta la compuerta. Este tipo de válvulas no tienen sentido de entrada o de salida, cualquiera de sus lados sirven para los dos propósitos. Fig. 11.6

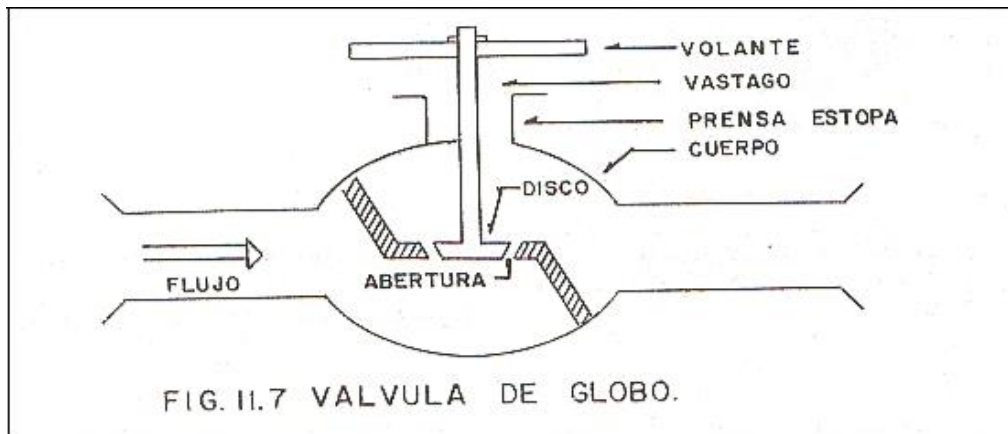


* De la válvula 2 a la 6 son utilizadas principalmente en el manejo de la producción en superficie.

2.- VÁLVULA DE GLOBO.

Se llaman así por la apariencia de su cuerpo; su característica es que tiene una apertura u orificio por donde pasa el flujo, siendo esta apertura perpendicular al sentido del flujo. Por tal razón este tipo de válvulas debe ser usada en un solo sentido. Para su instalación se requiere que la presión mayor este bajo la apertura del orificio.

Se usan para estrangular o controlar un flujo determinado. Fig 11.7.



3. - VÁLVULA MACHO.

También se le llama de tapón. Consta de un cilindro o tanque perforado de lado a lado, formando un canal en el cuerpo del cilindro. Cuando este canal está en el mismo sentido del flujo, permite su paso, en caso contrario es decir dando una vuelta de 90°, se opone la cara sólida del cilindro y obstruye el flujo.

Este cilindro se acciona exteriormente por medio de un maneral o por medio de un volante acoplado a un sistema de engranes, que actúan sobre el vástago unido al cilindro.

Este tipo de válvula se usa principalmente en sistemas donde se trabaja con productos ligeros, gases y gasolinas. Por su construcción son de cierre rápido ya que necesitan girar solo 90° para abrir o cerrar. Es necesaria una lubricación constante y adecuada .Fig. 11.8.

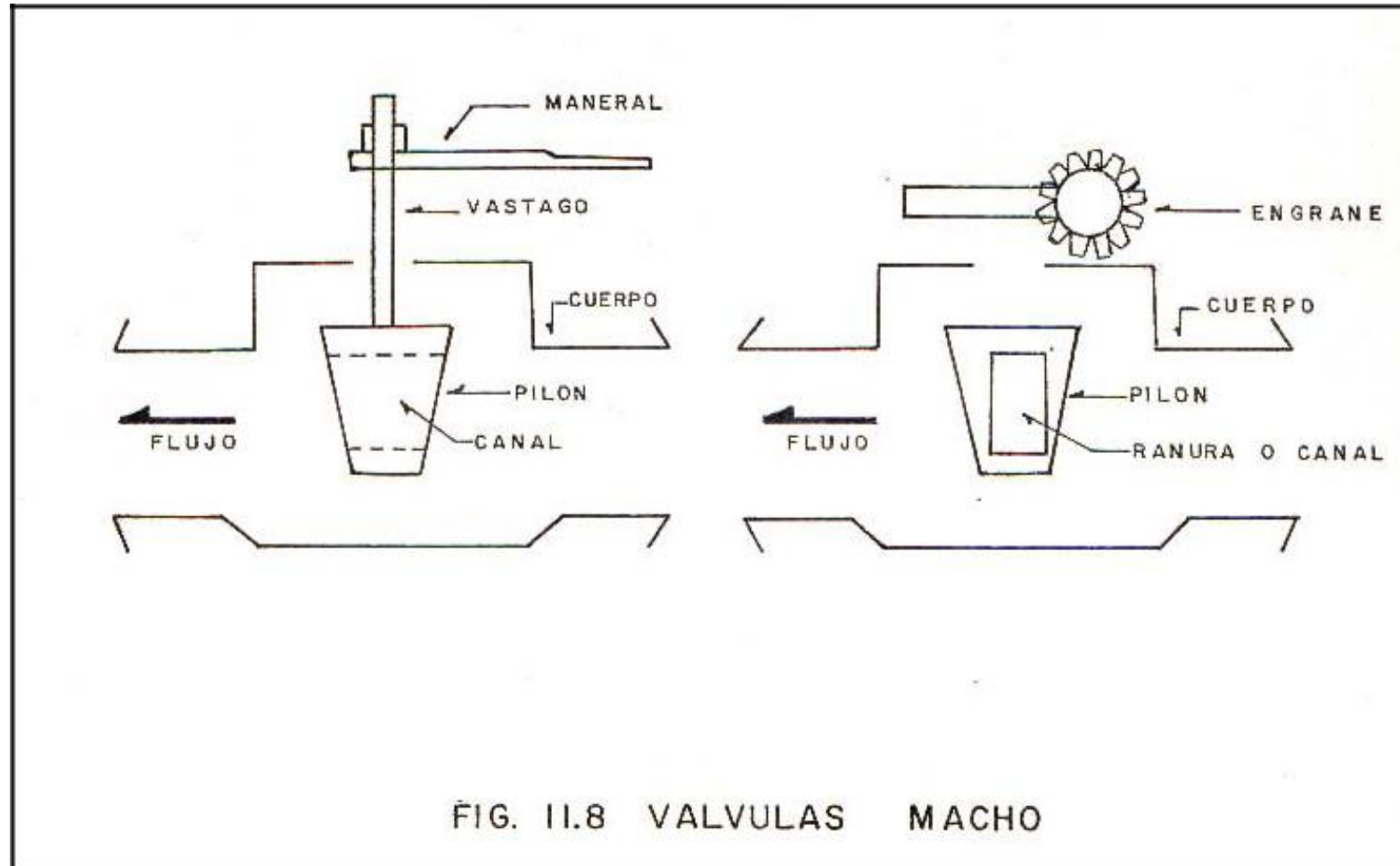


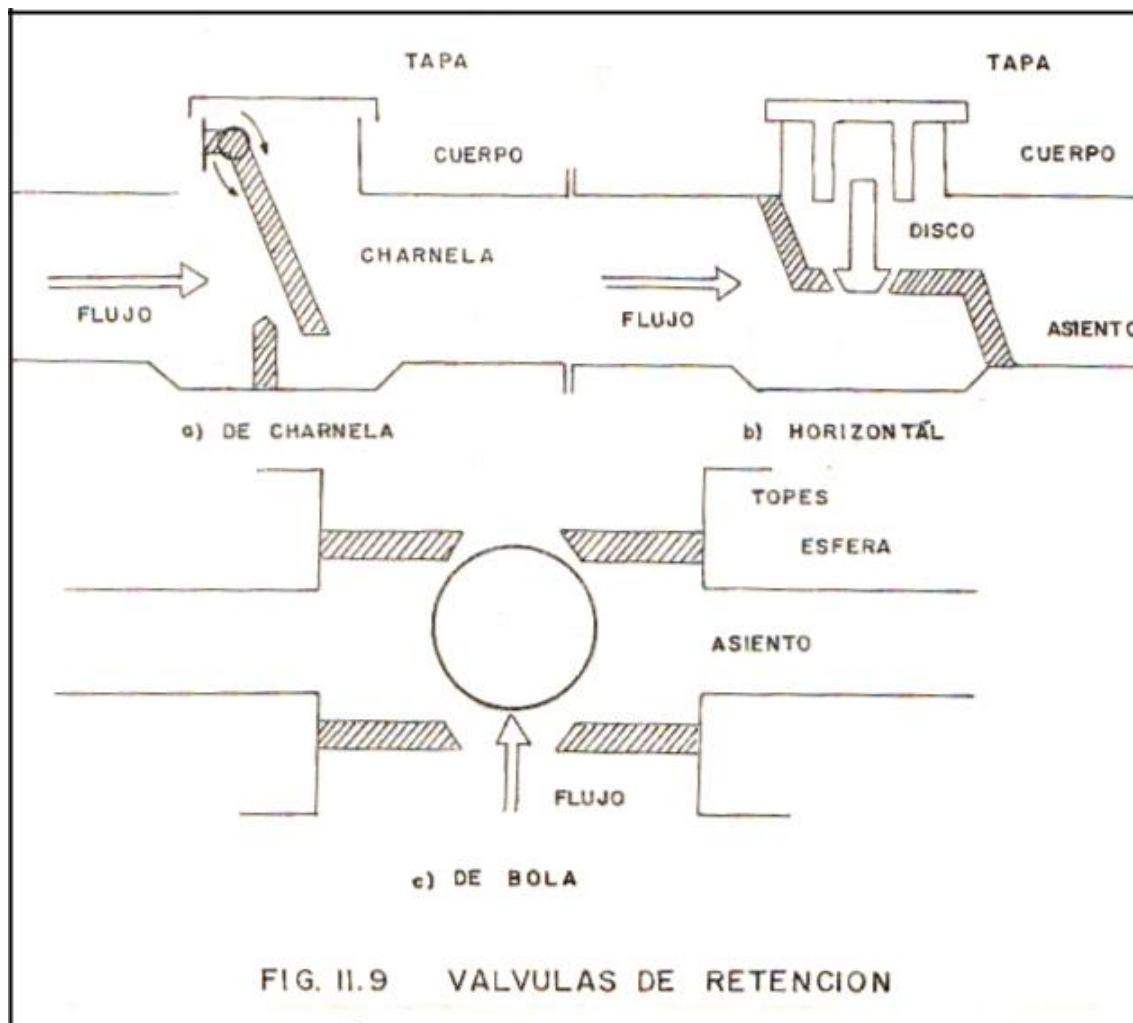
FIG. 11.8 VALVULAS MACHO

4.- VÁLVULA DE RETENCION.

La válvula de retención más conocida como check, tiene como característica general permitir el paso del flujo en un solo sentido y evitar que éste regrese. Para este fin cuenta con una apertura que puede ser obstruida por medio de un disco, una placa o una esfera metálica.

Como se puede notar este tipo de válvula se debe colocar en el sentido correcto y para evitar confusiones cuenta con una marca en el sentido del flujo .Fig. 11.9

Se usan en la descarga de bombas. Si la bomba se para, evita que regrese el fluido de la línea de descarga a la bomba. El tipo a) **Charnela o lengüeta** y b) **Horizontal**, operan solamente en posición horizontal, no así el tipo c) **De bola**, que trabaja adecuadamente en posición vertical, nunca horizontal.



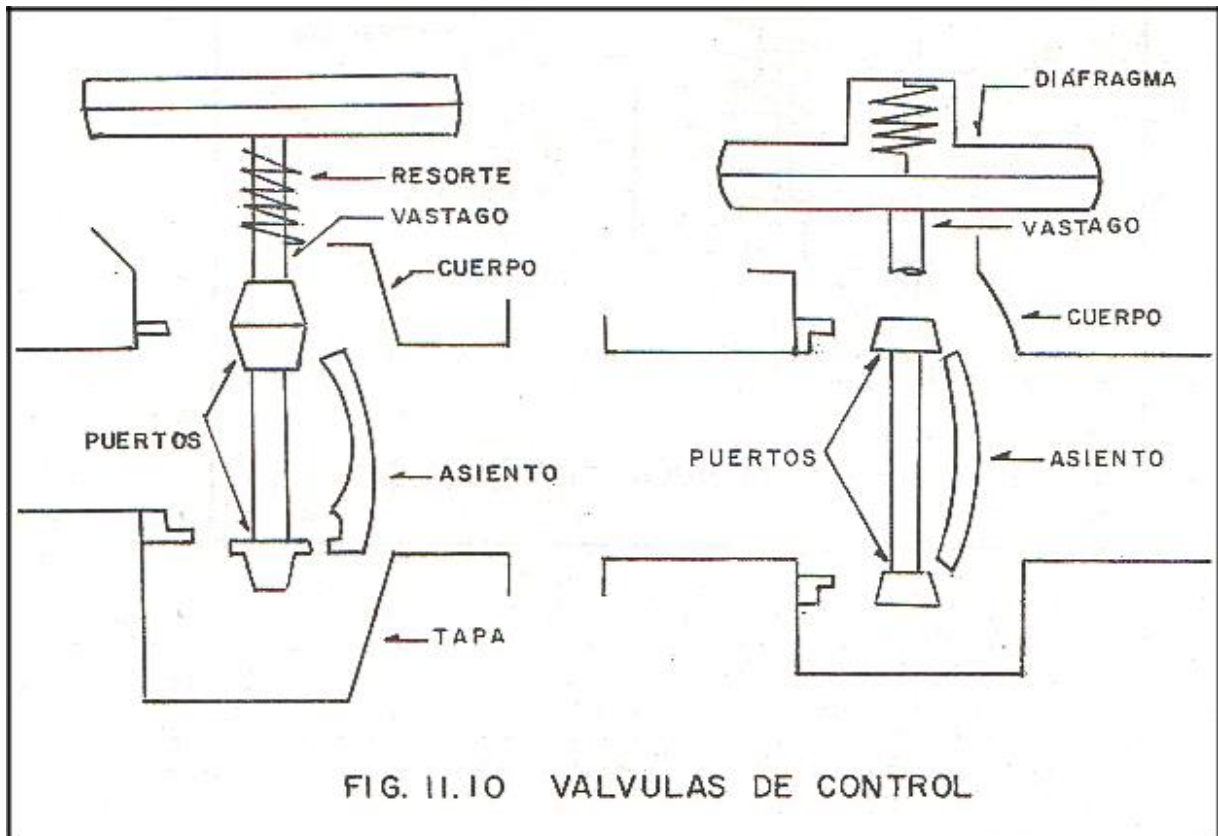
5. - VÁLVULA DE CONTROL.

Son válvulas de construcción especial, usadas para controlar las variables del proceso de producción, como son presión, temperatura, nivel de fluidos y flujo en forma automática.

Estas válvulas pueden ser operadas por medio de una señal, resorte o contrapeso.

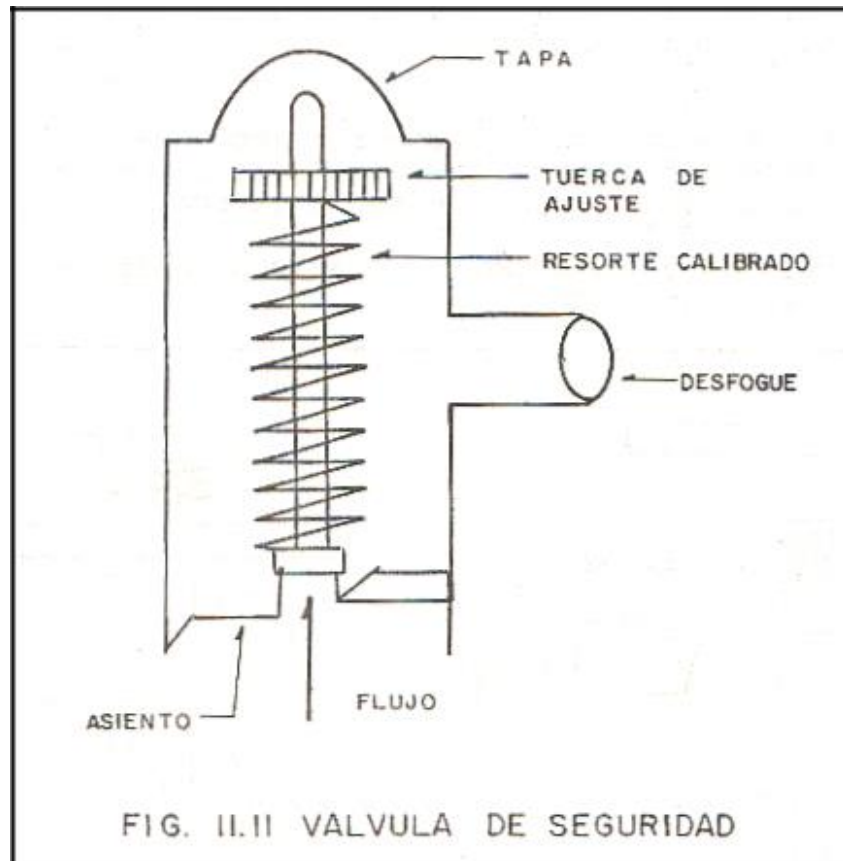
Fig. 11.10.

- a) Las de señal son operadas al admitir aire de un instrumento de control al diafragma de la válvula; así abre o cierra la válvula.
- b) La válvula operada por resorte abre cuando la presión en la parte inferior de la válvula es mayor que la fuerza del resorte, en caso contrario cierra.
- c) La válvula operada por contrapesos emplea en lugar de resorte un contrapeso.



6. - VÁLVULA DE SEGURIDAD.

Las válvulas de relevo o seguridad son utilizadas para la protección del personal y equipo. Están construidas para abrir a una presión calibrada específicamente y cerrar por medio de un resorte cuando disminuye la presión por debajo del ajuste. Fig. 11.11.



11.2. TUBERÍAS DE RECOLECCIÓN DE ACEITE Y GAS.

TUBERÍAS DE ACERO: Las tuberías de acero usadas en el transporte de aceite y gas son predominantemente tuberías sin costura o tuberías de soldadura en espiral. Las tuberías soldadas axialmente pueden ser, soldadas por arco eléctrico, resistencia eléctrica y las de soldadura por arco sumergido (son menos utilizadas)

El diámetro nominal en pulgadas es igual al diámetro exterior de la tubería. La tolerancia para el diámetro exterior, varía de acuerdo al modo de fabricación y al diámetro de la tubería. La tolerancia máxima admisible es de +1%. La tolerancia para el espesor de pared, asimismo depende de la medida de la tubería y tipo de fabricación. Las tolerancias máximas admisibles son de +20 y -12.5%.

Una tubería de diámetro interior dado y rango de presión será más barata entre menor sea el espesor de pared de la misma. Esto requiere de aceros que resistan grandes esfuerzos.

Los costos específicos en el transporte tanto de aceite como de gas disminuyen cuando la capacidad de manejo aumenta, esto se logra si el aceite y el gas se transportan en tuberías de diámetro óptimo, para una capacidad dada. Las tuberías de gran diámetro son usualmente más baratas de construir usando la técnica de soldadura en espiral (sin costura). Esta tecnología permite dar a una tubería el menor espesor de pared que el dado para tuberías de soldadura axial (con costura). También los rangos de operación de las tuberías sin costura son mayores a las tuberías con costura del mismo diámetro y espesor de pared. Las tuberías de acero sin costura pueden ser hechas de cualquier grado de acero.

El rango de requerimientos, a los que se someten los aceros de las tuberías, han sido últimamente extendidos considerablemente por el hecho de que, día a día ha ido en aumento el número de pozos de aceite y gas que se perforan en climas árticos. Las bajas temperaturas ahí existentes reducen substancialmente la ductibilidad del acero de las tuberías. Un parámetro que permite evaluar el esfuerzo del acero, es antes que todo, la temperatura crítica de transición o de cristalización,

establecida por la prueba de flexión sin que exista ningún daño en el acero. La adición de manganeso (Mn) arriba del 2% incrementa el esfuerzo de cedencia del acero y disminuye su temperatura de transición.

Una adición de 0.05% de aluminio (Al) aumenta el esfuerzo de cedencia, y disminuye substancialmente la temperatura de transición. Por tal razón tuberías usadas en climas fríos, contienen pequeñas cantidades de aluminio.

TUBERÍAS DE ALUMINIO: Fue en los años sesentas cuando comenzaron a reconocerse dos ventajas de la tubería de aleación de aluminio (alloyed aluminium pipe) en el transporte de aceite y gas.

Las ventajas incluyen un menor peso unitario y una mayor facilidad en su manejo y transporte, mayor resistencia a las impurezas, manejo menos cuidadoso y mejor adaptabilidad a los cambios de temperatura, facilidad de soldado, y de tendido en terrenos inclinados debido a que poseen mayor flexibilidad.

La capa de óxido que se forma en la superficie de aluminio es más resistente a la corrosión. No es corroído por el ácido sulfhídrico, lo que lo hace preferible cuando el aceite o el gas contienen (H_2S) y va a ser transportado. No es atacado por el agua salada, lo que lo hace una opción natural para líneas de conducción submarinas en pozos marinos.

Las tuberías de aluminio no son muy usadas, debido principalmente a que los esfuerzos de tensión y cedencia de la aleación del aluminio, disponibles para la Industria Petrolera, son menores a los del acero para tuberías, posiblemente porque sus ventajas no son muy conocidas.

11.3 Múltiples de recolección de aceite, gas y estaciones de regulación de gas.

El sistema de tuberías, bombas, tanques, válvulas y otro equipo adicional por medio del cual se transporta el aceite y se controla el flujo desde los pozos hasta un punto principal de almacenamiento o distribución, se llama “**sistema de recolección**” o “**sistema colector**”. Se pueden reducir costos con un buen diseño del sistema de

recolección, con la debida atención a la distribución de las tuberías y la localización de los tanques, para obtener una ventaja máxima del flujo por gravedad, con un consumo mínimo de energía para bombeo y mínima pérdida en el manejo del aceite.

La topografía del terreno no solo tiene mucho que ver con la disposición del sistema de recolección, sino que influye en la selección del sitio para la planta deshidratadora, centro de almacenamiento o punto de distribución con los que se debe conectar, Por lo cual es necesario contar con un plano topográfico de la localidad.

Frecuentemente el punto de distribución lo determina la localización de instalaciones de embarque previamente construidas. Comúnmente, el sistema de recolección va creciendo a medida que se van ampliando las operaciones de perforación y eventualmente parece mal diseñado o inadecuado para las necesidades de la localización al aproximarse a su desarrollo completo, necesitando tal vez costosos reacondicionamientos o duplicación de líneas. Puesto que un campo es generalmente un área probada, perforando primero pozos en los límites, pronto quedará rodeado por una línea de recolección principal con ramales que se extienden a los tanques de almacenamiento.

Las líneas colectoras deben enterrarse o aislarse adecuadamente para evitar variaciones de temperatura, cambios diarios de temperatura hasta de más de 27.5 °C pueden ocurrir en líneas superficiales no protegidas, mientras que en las líneas enterradas 1.20 m abajo de la superficie de la tierra, la variación de temperatura puede reducirse a sólo 0.55 °C.

Las tuberías de recolección deben tenderse con un gradiente tan uniforme como sea posible, evitando irregularidades de declive que pueden producir caídas de presión y dejar aceite atrapado en los puntos bajos y gas en los puntos altos.

Cuando las tuberías cruzan caminos o carreteras transitados por vehículos pesados, deben enterrarse profundamente para evitar aplastamiento, doblez o vibración indebida que podría aflojar juntas y ocasionar fugas

Se insertan en las líneas, válvulas de retención siempre que sea necesario para evitar flujo en sentido inverso. Las líneas colectoras son conectadas a una tubería múltiple adecuada con válvulas y accesorios que permitan dirigir la entrega del aceite a cualquier tanque colector en el sistema de almacenamiento.

En circunstancias en las que no se pueda aprovechar la fuerza de gravedad para transportar el aceite a través del sistema de recolección se deben utilizar bombas.

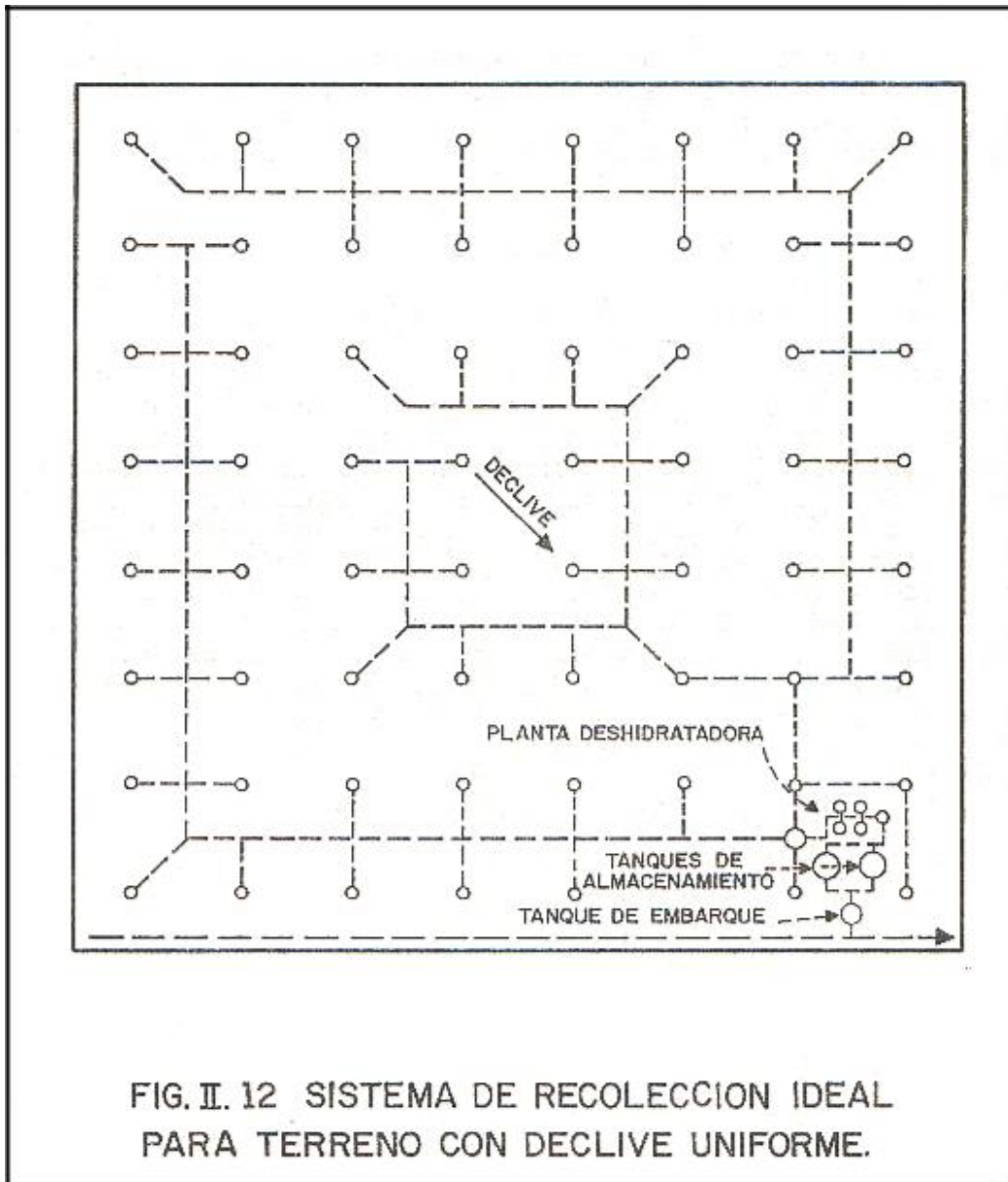
Como es necesario un sistema de recolección de aceite, así también es necesario un sistema de recolección de gas para transportarlo ya sea de los pozos o de los separadores a la planta de extracción de componentes ligeros o a la planta de compresoras donde es comprimido para su transmisión a gasoductos o para reinyección dentro de los pozos de bombeo neumático, o maquinas de gas como combustible para accionar equipo de bombeo o generadores de energía. Para este objeto, se usan tuberías de tamaño apropiado, diseñadas para tener capacidad para el volumen de gas que se va a transportar a la presión deseada. Estratégicamente situadas las líneas principales de gas, comunicadas entre sí, se extienden a diferentes porciones del campo, y ramales de menor diámetro conectan éstas con cada pozo.

Al planear la disposición de los sistemas de recolección y distribución de gas será conveniente disponer de un plano topográfico de la localización. Este plano sugerirá rutas que pueden seguir convenientemente las líneas troncales de recolección de gas y por los ramales que conectan a estas con los separadores. La economía en costo inicial y costo de operación requiere que las líneas colectoras sean lo más cortas posibles. Se debe buscar un balance económico entre el costo de instalación y el de operación del sistema de recolección de gas. Las líneas de mayor diámetro son de mayor costo en inversión inicial, pero transportan gas con menores pérdidas de presión que las líneas de menor diámetro y, por lo tanto, son más satisfactorias desde el punto de vista de operación. Los diámetros de tubería que puedan usarse dependen de la presión mantenida en los separadores, la presión de entrega necesaria y la caída de presión permitida.

La disposición de un sistema de recolección de gas puede proyectarse arreglando las líneas principales y ramales como el tronco, las ramas y ramales de un árbol, o puede usarse el sistema de “anillo”, como se muestra en la Fig. II.12.* Las líneas principales forman un circuito en el área donde se recolecta el gas, extendiéndose los ramales de este anillo a cada fuente de suministro de gas. Con frecuencia, el sistema de anillo es más costoso de instalar por la mayor longitud de la tubería de mayor diámetro necesario; pero es más flexible y eficiente desde el punto de vista de operación. Como existen dos direcciones posibles del flujo al punto de entrega, una parte del anillo puede aislarse para reparación o ampliación, sin interferir con el flujo a través del resto del sistema.

Cuando se practica la separación por etapas, o cuando el gas producido por varios pozos difiere marcadamente en su presión, puede ser necesario o conveniente construir y operar dos o más sistemas de recolección de gas operando a diferentes presiones.

Cuando cada pozo produce grandes cantidades de gas y se mantienen registros adecuados de producción, es necesario proporcionar un medidor y regulador de presión en la conexión lateral a cada pozo. Los medidores de orificio son los equipos preferidos para este servicio, mientras que el regulador de presión, colocado corriente abajo del medidor, puede ser del tipo de diafragma flotante o de resorte con pesas. Ver Figs. 11.13 y 11.14. El regulador de presión mantiene una presión adecuada contra el separador, y el pozo permite una operación más confiable del medidor. También se encuentra instalada una válvula de seguridad entre el regulador de presión y el medidor, para proteger a este último, de presión excesiva en el caso de que falle la operación del regulador. El gas descargado del sistema, en esos casos, debe conducirse a un quemador que tenga una elevación adecuada y a una distancia segura de los tanques, pozos y separadores, antes de descargarlo a la atmósfera. Las válvulas de seguridad de presión diferencial, están diseñadas para descargar automáticamente el gas a la atmósfera, siempre que la diferencia de presión entre los lados opuestos del medidor, exceda cierta cantidad para la cual está ajustado el dispositivo.²



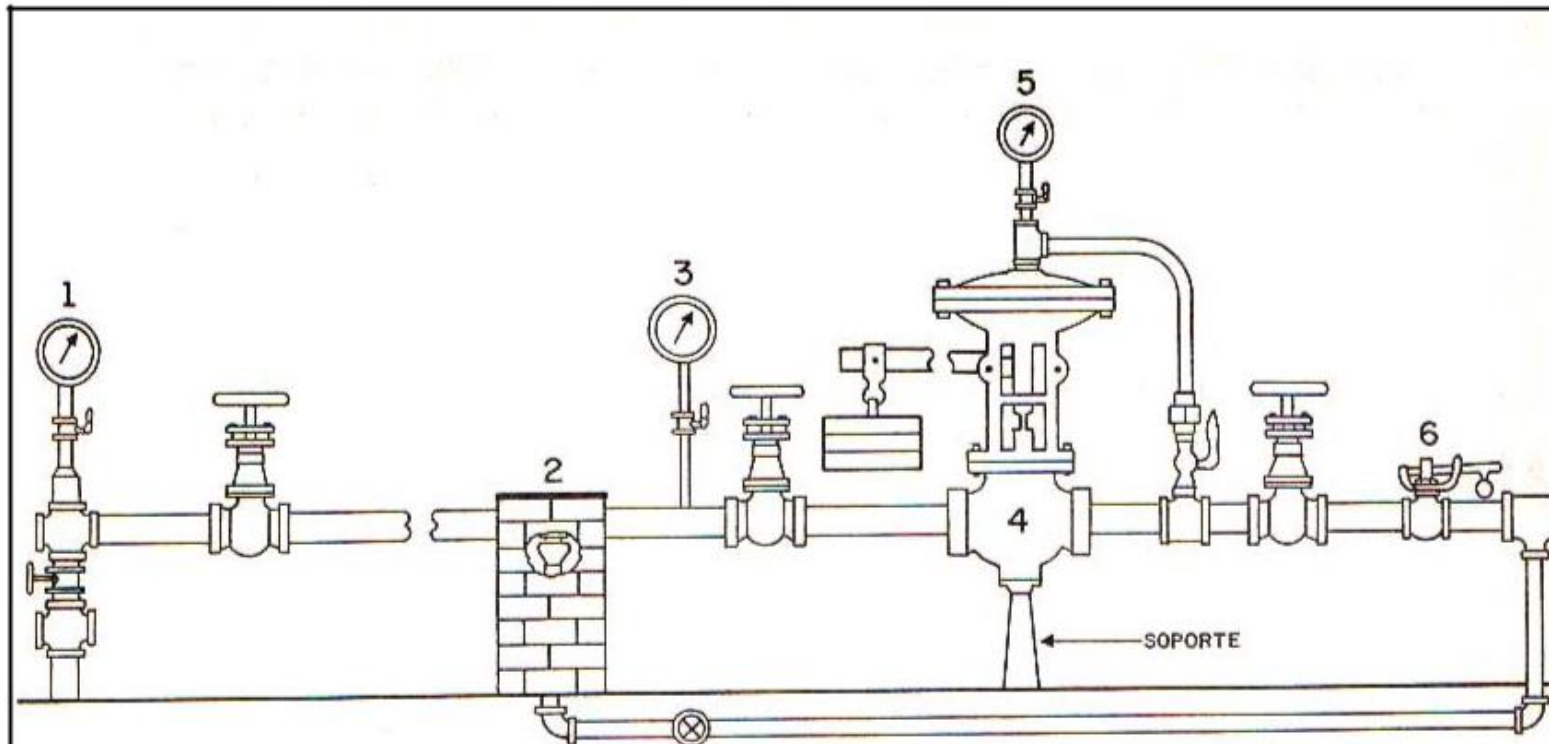
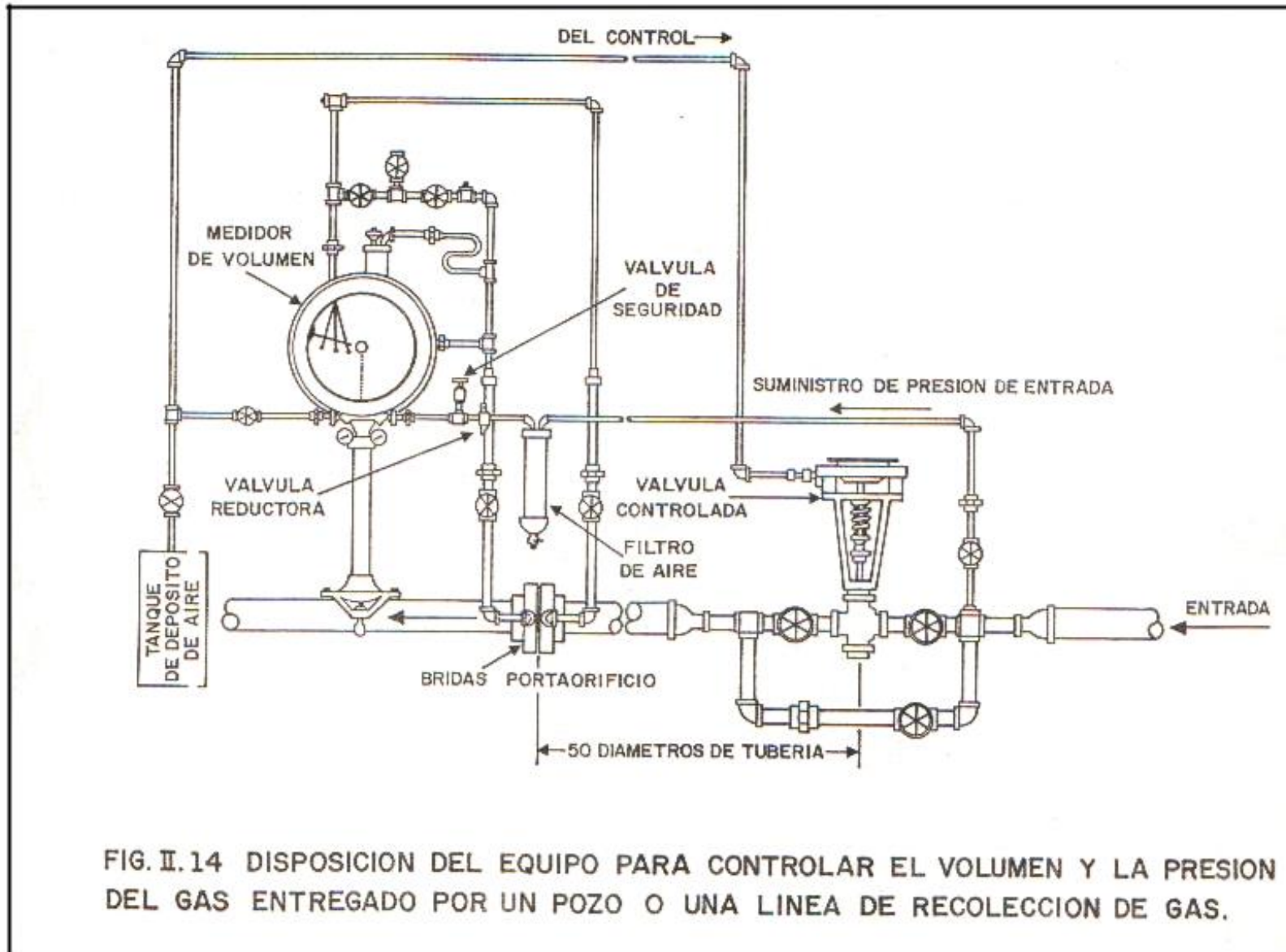


FIG.II.13 MEDIOS DE CONTROL PARA REGULAR PRESION,
 APROPIADOS PARA POZOS DE GAS DE BAJA PRESION.

1, Cabezal del pozo; 2, Horno para calentar el gas y evitar que se congele el regulador de presión
 3, Manómetro que muestra la presión en el lado de alta presión del regulador; 4, Regulador de presión
 5, Manómetro que muestra la presión en el lado de baja presión del regulador; 6, Válvula de seguridad de escape.



11.4 Problemas ocasionados por arena, asfáltenos, corrosión, parafina, hidratos de hidrocarburos e incrustaciones (sales).

Es un hecho que la presencia de materiales contaminantes asociados a la producción industrial de aceite y gas provocan una serie de problemas en las operaciones de explotación del petróleo, su efecto dañino ha sido reconocido desde los inicios de la Industria Petrolera.

Estos problemas son ocasionados principalmente por arena, asfáltenos, corrosión, parafina, hidratos de hidrocarburos e incrustaciones (sales).

11.4.1 Arena.

El movimiento de arena proveniente de formaciones no consolidadas en pozos productores de aceite o gas, ocasiona problemas tanto económicos como de riesgos en las instalaciones, por ejemplo:

a) Interrupción en la producción, ocasionada por taponamiento en la tubería de producción, en ocasiones, en la tubería de revestimiento, en las líneas de escurrimiento, separadores, etc.

En un pozo con entrada de arena se forman tapones en las tuberías, que obstruyen el flujo ya que las formaciones arenosas contienen cantidades considerables de arcilla y limo que al acomodarse con las partículas de arena forman tapones impermeables.

b) Se incrementan los esfuerzos de sobrecarga de las formaciones ocasionando colapsamiento en las tuberías de revestimiento.

Las tuberías de revestimiento en el intervalo de producción son sometidas a acortamientos provocados por la compactación del yacimiento al estar este conformado por una formación no consolidada. El acortamiento de las tuberías es una de formación plástica debida a que las cargas axiales provocadas por las arenas exceden el límite elástico del acero, tales cargas pueden provocar severas deformaciones.

c) El equipo subsuperficial y superficial es dañado por erosión de la arena. Las tuberías que se encuentran enfrente de los intervalos de producción, son frecuentemente erosionadas en forma severa por la entrada de la arena con los fluidos. Grandes cavidades se llegan a formar en los cedazos o tubos cortos (liners) ranurados.

Ocasionalmente la producción viene acompañada de fragmentos de cemento y de formación lo cual indica erosión excesiva en la tubería de revestimiento.

La erosión esta en función de varios factores, como:

- Distribución de las fases

- Presencia de burbujas de gas

- Distribución y características de los sólidos (velocidad y ángulo de incidencia).

La erosión afecta principalmente a las secciones donde existen cambios de diámetro o dirección, por ejemplo: codos, válvulas, estranguladores, etc.

Daños personales, contaminación y destrucción también son consecuencia de la erosión del equipo superficial.

d) En la superficie se requiere de dispositivos especiales que eliminen la arena del aceite producido, tales como los separadores ciclónicos. Este tipo de separadores consiste de un recipiente en forma de cono invertido, el cual esta provisto de una entrada tangencial para la mezcla de hidrocarburos. Las partículas de arena en la corriente de hidrocarburos son precipitadas por acción de la fuerza centrífuga hacia abajo donde son recolectadas. Y descargadas a través de la salida que se localiza en la parte inferior del recipiente. La mezcla libre de impurezas sale tangencialmente para continuar su trayecto hacia las centrales de recolección (batería).

Otra razón para evitar la producción de arena es eliminar o minimizar los costos por problemas de manejo y/o depositación, particularmente en los equipos

superficiales. Remover los sólidos facilita el manejo y evita la formación de tapones de arena, ayudando con ello a cumplir con las reglamentaciones de contenido de impurezas para la venta de hidrocarburos.

11.4.2 Asfáltenos.

Un alto porcentaje de aceites crudos poseen sustancias asfálticas en forma coloidal. Estas originan problemas como: taponamiento de los poros de la formación, obturamiento de líneas de descarga, daño a las instalaciones de producción, formación de emulsiones, etc. De un análisis microscópico se determinó que el material asfáltico está formado por partículas esféricas cuyo diámetro va de 30 a 60 amstrong

El material asfáltico está constituido esencialmente de:

- **Resinas neutras.**- Hidrocarburos aromáticos de alto peso molecular.
- **Asfáltenos.**- Sustancias sólidas no cristalinas, solubles en benceno y bisulfuro de carbono, pero no en destilados del petróleo.
- **Ácidos asfaltogénicos.**- Sustancias solubles en benceno y soluciones alcalinas.

Los dos primeros constituyentes son los que se encuentran en mayor proporción. Del análisis de una acumulación de material asfáltico se distingue que el centro está formado de sustancias de alto peso molecular y de naturaleza aromática, mientras que los constituyentes ligeros se encuentran en mayor proporción, a medida que se alejan del centro, hasta llegar a componentes plenamente alifáticos. De aquí que no exista una interfase definida.

La precipitación de material asfáltico ocurre cuando se rompe el equilibrio de la suspensión. Existe una teoría que explica la existencia de suspensiones estables debido a fenómenos eléctricos basados en la carga eléctrica del material. La depositación de material asfáltico puede lograrse por electrodeposición o mediante la generación de potenciales de corriente.

Causas y mecanismos de precipitación de material asfáltico

Los mecanismos de precipitación de material asfáltico no están del todo estudiados. De los trabajos realizados se han distinguido los siguientes factores como responsables de la precipitación: empleo de solventes (isooctano, isohexano, pentano normal y acetona), cambio en la presión y temperatura, segregación gravitacional, electrodeposición y potenciales de corriente.

Segregación gravitacional.- Debido al tamaño de las partículas (30-65 μ A) es necesario emplear métodos de ultracentrifugación, cuya fuerza centrífuga es equivalente a 80 000 veces la aceleración gravitacional. Se estima una densidad promedio de 1.22 gr/cc. El asentamiento por gravedad puede presentarse debido a la diferencia de densidades entre el crudo y el material asfáltico.

Electrodeposición.- Las partículas asfálticas poseen una carga negativa. Debido al flujo del aceite en medios capilares se genera una diferencia de potencial entre éste y la pared del conducto y las partículas asfálticas son atraídas hacia la pared.

Potencial de corriente.- Este fenómeno se debe al movimiento de las fases en el medio poroso, las partículas se precipitan por la neutralización de su carga.

Problemas ocasionados por material asfáltico y métodos de control.

a) **Formación de lodo asfáltico durante una estimulación con ácido.**

La reacción química de los asfaltenos con el ácido puede generar una

sustancia viscosa y pesada que obtura el medio poroso. Experimentalmente se ha observado que al agitar vigorosamente ácido clorhídrico con aceite crudo, se presenta una capa viscosa en la interfase, si esa capa persiste aún después de incrementar la temperatura y centrifugar, se trata de lodo asfáltico. La cantidad de este lodo depende del tiempo de contacto entre el ácido y el crudo.

Una vez que el lodo asfáltico se ha formado es muy difícil lograr su “desintegración”, por esta razón es más recomendable evitar su formación que resolver el problema.

Se han desarrollado diferentes técnicas con el fin de evitar la formación de lodo asfáltico:

- 1) Emulsiones de ácido con solventes aromáticos
- 2) Empleo de agentes estabilizadores que forman una barrera química entre las partículas asfálticas y el ácido.

b) Depositación de sustancias asfálticas en el equipo de producción. Cuando el material asfáltico se deposita y es difícil realizar un tratamiento, el problema se agudiza. El depósito puede ser removido empleando solventes como cloroformo, bisulfuro carbónico, xileno, benceno y aromáticos pesados.

c) Influencia de la presencia de material asfáltico en la formación de emulsiones.

Mientras mayor es la cantidad de material coloidal presente en las emulsiones, éstas se vuelven más estables. Cuando la fase acuosa tiene un pH menor a 8 la película interfacial se presenta como una membrana rígida e irreversible que rodea a la gota de agua. La presencia de una emulsión estable en las vecindades del pozo produce un bloqueo de los fluidos del yacimiento hacia el pozo que puede llegar a ser total. Por otra parte los costos de operación se incrementan debido a la necesidad de dispositivos para la separación de agua y aceite.

d) Efecto del material asfáltico en la recuperación de aceite del yacimiento.

Debido a la presencia de material asfáltico en los fluidos del yacimiento y si éste es productor por empuje de agua, se ha observado la formación de una película que altera la tensión interfacial entre el aceite y el agua. Una vez formada la película el proceso es irreversible. Debido a esto la efectividad del empuje disminuye lo mismo que la cantidad de fluidos que la formación aporta. Además pueden presentarse las corrientes de fuga y favorecer la depositación de material asfáltico taponando los pequeños conductos y restringiendo aun más, la producción.

11.4.3. Corrosión.

La corrosión es la destrucción del metal por acción química directa o electroquímica. La presencia de agua produce un fenómeno electroquímico.

La constitución del metal y el agente al que está expuesto determinan la tendencia de la reacción y su velocidad está condicionada por los subproductos de ésta.

La presencia de impurezas, como calcio, magnesio, sílice, etc: Condicionan la consistencia de la capa que va recubriendo la superficie de metal. Si la capa es deleznable el ritmo de corrosión aumenta, pero si es densa y uniforme se forma una barrera que reduce considerablemente la velocidad de reacción.

La composición del metal y la del agente condicionan la diferencia de potencial, lo cual acelera la corrosión debido al movimiento de partículas. La corriente de partículas va del metal más susceptible a corrosión al menos. Del primero se desprenden los iones de hidrógeno y en el segundo entran en solución los iones metálicos. El ánodo es el metal que disuelve y el cátodo es el que proporciona los iones de hidrógeno.

Un factor esencial para que la corrosión se lleve a cabo es la presencia de

oxígeno. La corrosión raramente es uniforme en toda la superficie del metal. Mientras menor sea el área anódica, respecto a la catódica es mayor la velocidad de desarrollo de la corrosión. Otros factores son: la temperatura, la presencia de organismos (bacterias anaeróbicas), la oxigenación del medio y su movimiento, la presencia de sales, etc.

Los gastos originados por la corrosión, llegan a ser cuantiosos, pues además de la necesidad de reemplazar la pieza dañada, dado que la corrosión debilita la resistencia mecánica del material, se corre el riesgo de fugas y roturas que ponen en peligro a la instalación y más aún la vida del personal que labora en ésta. Siempre es más recomendable prevenir el problema a solucionarlo. De hecho la corrosión es un problema integral que se puede presentar en toda instalación en que se manejan fluidos corrosivos, como es el caso de algunos componentes asociados a los hidrocarburos.

Además de que el metal está expuesto a la corrosión debe tenerse en mente que también está sujeto a esfuerzos y en ocasiones a alta temperatura.

Cuando se ha detectado la posibilidad de corrosión en el sistema es recomendable identificar el lugar exacto donde ésta puede presentarse, medir su magnitud, calcular las pérdidas que se han originado y su costo futuro. Para esto existen diversos métodos:

El método estadístico se basa en la historia del pozo, cuantas intervenciones se han realizado, la observación directa de las instalaciones (árbol de válvulas, estrangulador, líneas, etc.). Cualquier operación en la cual la instalación quede fuera de servicio debe aprovecharse y observar si existe corrosión. Sin embargo el hecho de no encontrar corrosión en las instalaciones superficiales no asegura la ausencia de ésta en el equipo subsuperficial.

La prueba de placa testigo, consiste en introducir al pozo, una placa de metal, previamente pesada, y dejarla expuesta a los fluidos. En un tiempo de 15 a 20

días la placa es retirada del pozo se limpia y se pesa. La diferencia en peso da la pérdida de metal debida a la corrosión. Los resultados se reportan en “pulgadas de penetración por año” (IPY), que es el resultado de dividir el peso del metal perdido, en libras, entre el producto de la densidad del mismo dada en lb/pg^3 , por el área del cupón en pg^2 , y por el tiempo de exposición dado en años.

El corrosímetro consiste en exponer un alambre a los fluidos del pozo y medir su resistencia eléctrica; es decir, la corrosión irá destruyendo el alambre y el área transversal disponible al flujo de electrones disminuye por lo tanto se presenta un incremento en su resistencia, esta es medida y de acuerdo a calibraciones previamente realizadas se estima el ritmo de corrosión. Este método permite estimaciones más exactas.

La calibración de la tubería, es otra forma para estimar la corrosión, la tubería se calibra cada cierto tiempo, la presencia de corrosión o algún asentamiento o incrustación se manifiesta con variación en el diámetro interno.

El análisis químico de los fluidos del pozo permite detectar cualquier aumento en el contenido del hierro. Esto indica que la tubería esta perdiendo metal y por tanto la presencia de corrosión.

El ácido sulfúrico y el bióxido de carbono, este último disuelto en agua forma el ácido carbónico, son dos agentes corrosivos asociados a la producción de gas de formación.

En la Industria Petrolera se han detectado condiciones que favorecen la corrosión:

- 1) Profundidades mayores a 1500 m.
- 2) Temperatura superior a 70°C
- 3) Presión mayor a 100 Kg/cm^2
- 4) Producción de gas superior a 2 MMPCD*

5) Presión parcial de CO₂ superior a 30 lb/pg²

6) pH del agua producida menor a 5.5

Identificada la presencia de corrosión debe seleccionarse cuidadosamente el método que la controle o inhiba. No existe una técnica o agente que pudiera considerarse como de uso universal.

* MMPCD Millones de pies cúbicos por día.

11.4.4 Parafinas.

La parafina es un material invariablemente asociado a la producción de hidrocarburos líquidos. La parafina la constituyen cadenas de hidrocarburos cuya fórmula química condensada es: **C_n H_{2n+2}** En el campo la parafina es un material ceroso, originalmente en solución dentro del aceite, de alto peso molecular, cuyo número de carbonos varía de 20-50 y ocasionan múltiples problemas. La parafina es soluble en la mayoría de los derivados líquidos del petróleo.

Los principales mecanismos a los que se atribuye la depositación de parafina, son:

- 1) Diferencia de temperatura entre el crudo y la superficie con la que esta en contacto.
- 2) Cantidad de sólidos en la corriente de fluidos.
- 3) Rugosidad de la tubería.
- 4) Velocidad de los fluidos.
- 5) Liberación de fracciones ligeras.

La depositación de parafina es un problema integral, ya que se puede presentar en cualquier parte, desde el yacimiento hasta las instalaciones superficiales de almacenamiento.

Durante el flujo de fluido del yacimiento hacia el pozo y ya que esto se realiza en un medio poroso y permeable, además en flujo multifásico, las paredes del medio

adquieren un potencial positivo mientras que la parafina uno negativo, esto provoca que la parafina se adhiera a la pared y obstruya el flujo.

Cuando los fluidos salen del yacimiento y entran al pozo hay un cambio brusco en la presión, de manera que la mezcla, por el gas libre y el contenido en solución sufre un cambio repentino en volumen que debido al efecto Joule-Thompson genera un abatimiento en la temperatura lo que favorece la depositación de la parafina en la cara de la formación.

Cuando los fluidos de la formación llegan al pozo la presión, temperatura y composición de la mezcla varían a lo largo de la tubería de producción (TP). Estos cambios provocan la liberación de fracciones ligeras que originalmente mantienen en solución a la parafina. Además la rugosidad de la superficie atrapa las partículas de cera. Ya que la temperatura es el principal factor en la formación y depositación de los cristales de cera y como la superficie de contacto tiene una menor temperatura que la del aceite, la parafina tiende a moverse hacia esos lugares obturando el área efectiva al flujo depositándose en válvulas, varillas y TP.

Una vez que la mezcla de hidrocarburos llega a la superficie, nuevamente es la temperatura, entre otros factores, la que condiciona el ritmo de depositación. El gradiente de temperatura a lo largo de la tubería de escurrimiento demuestra que la mayor variación de temperatura se lleva a cabo en las vecindades del cabezal del pozo lo que origina que la mayor depositación se presente en ese lugar. Esto ocasiona reducción del área de flujo; reclama una mayor presión para mover al fluido y contrapresión hacia la cabeza del pozo.

Cuando finalmente la mezcla llega a la batería de separación en el separador se separan las fracciones ligeras con el resultado ya descrito. En los tanques de almacenamiento debido a la ausencia de movimiento el crecimiento del depósito de parafina puede desarrollarse con facilidad. A la fecha han sido muchos los métodos y técnicas desarrolladas para el control de la parafina. En términos generales se distinguen dos clases:

a) Métodos correctivos.- La aplicación de estos métodos tiene por objetivo retirar el depósito. El retiro del depósito se logra de diversas formas, empleando raspadores de tubería, diablos, tratamientos con fluidos a alta temperatura, etc.

b) Métodos preventivos.- El propósito de estos métodos es impedir la formación y depositación de material parafínico. Con este objetivo han sido desarrollados diferentes métodos. Uno de ellos consiste en soldar un alambre a la tubería o instalación que se desea proteger, por el alambre se hace pasar una corriente eléctrica de manera que ésta debido a la resistividad del alambre, hace que éste se caliente y el calor sea transferido a la instalación manteniendo la temperatura de ésta superior a la cual los cristales de cera comienzan a precipitarse.

Se ha probado el empleo de recubrimientos del interior de la tubería con materiales poco afines a la parafina, sin embargo los resultados no han sido satisfactorios. El método que pudiera considerarse como el más completo es el empleo de inhibidores y modificadores del hábito de cristalización de la cera. .

11.4.5 Hidratos de hidrocarburos.

Bajo ciertas condiciones de presión y temperatura, algunos componentes del gas natural se combinan con vapor de agua para formar hidratos de hidrocarburos. Estos hidratos tienen composición química y propiedades físicas definidas. Generalmente tienen el aspecto de nieve o hielo y pueden acumularse en cantidades que provoquen dificultades cuando la presión se reduce en las instalaciones de recolección superficiales, a menos que el agua requerida para su formación se elimine o mantenga la temperatura arriba de la temperatura crítica a la que se forman. Esta es, con frecuencia, bastante arriba del punto de congelación del agua.

El metano, etano, propano e isobutano pueden formar hidratos en condiciones apropiadas de temperatura y presión en presencia de vapor de agua, que generalmente se encuentra en el gas natural tal como fluye de la cabeza del pozo.

Existen 2 procedimientos comúnmente utilizados para predecir la formación de hidratos.

I) Datos: Presión y temperatura de operación del gasoducto así como la composición molar del gas a transportar.

Procedimiento:

1) Se obtiene la densidad relativa del gas a partir de su composición molar.

2) Se determina la máxima presión a la que se puede manejar el gas, sin formación de hidratos, por medio de la temperatura de operación y la densidad relativa del gas

Para el segundo método se utilizan las gráficas de constantes de equilibrio vapor-sólido (gas-hidratos) . Carson y Katz obtuvieron esas gráficas, en función de la presión y temperatura para el metano, etano, propano, isobutano, dióxido de carbono y ácido sulfhídrico

II) Datos: Presión y temperatura de operación de la línea, así como la composición del gas a transportar.

Procedimiento:

1) Se obtiene el valor de la constante de equilibrio (K_i) para cada componente de la mezcla.

2) Usando la composición del gas, se determina el valor de “X”, de la siguiente expresión:

$$X = \sum_{i=1}^n Y_i / K_i \dots\dots\dots 2.1$$

Donde:

Y_i = Porcentaje molar de cada uno de los componentes.

K_i = Constantes de equilibrio vapor-sólido obtenidas a partir de las gráficas para cada uno de los componentes.

n = número de componentes del gas.

3) Si el gas está 100% saturado de vapor de agua, se tiene que:

- a) se formarán hidratos si $X > 1$
- b) no se formarán hidratos si $x < 1$
- c) Si $X = 1$ es el punto de formación de hidratos.

4) Cuando el gas no está 100% saturado, el valor de "X" debe multiplicarse por la saturación, llamada también humedad relativa (H.R.) elevada a la sexta potencia, o sea:

$$X = (H.R.)^6 \sum_{i=1}^n Y_i / K_i \dots\dots\dots 2.2$$

Como el valor de "X" debe ser menor que 1 para que no se formen hidratos, se tiene:

$$X = (H.R.)^6 \sum_{i=1}^n Y_i / K_i < 1 \dots\dots\dots 2.3$$

Despejando H.R se obtiene la siguiente desigualdad:

$$H.R. < \frac{1}{\sum_{i=1}^n Y_i / K_i} \dots\dots\dots 2.4$$

es decir el valor de la humedad relativa del gas deberá ser menor que para que no se formen hidratos

$$\frac{1}{\sum_{i=1}^n Y_i / K_i} \dots\dots\dots \frac{1}{6}$$

11.4.6 Incrustaciones (sales)

Las incrustaciones pueden depositarse en la matriz y fracturas de la formación, paredes del pozo, bombas subsuperficiales, en la tubería de producción y de revestimiento, líneas de flujo, cambiadores de calor y tanques. Las incrustaciones generalmente se forman como resultado de la cristalización y precipitación de los minerales contenidos en el agua.

La causa directa de las incrustaciones es frecuentemente tanto las caídas de presión, cambios de temperatura, la mezcla de dos aguas incompatibles o un exceso de soluto. En algunos campos productores de aceite y gas el problema de las incrustaciones es tan grande, que pueden bloquear total o parcialmente La matriz de la formación, los disparos o el equipo de producción del pozo.

La composición de las incrustaciones es muy variada debido a que provienen de aguas de formación muy diferentes. Los depósitos más comunes en los campos de aceite son los de carbonatos de calcio (CaCO_3), yeso ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), sulfato de bario (BaSO_4) y cloruro de sodio (NaCl). El sulfato de calcio (CaSO_4) o anhidrita generalmente no se deposita en el aparejo de producción pero en cambio es frecuente su depósito en calderas y cambiadores de calor. Son menos comunes los depósitos de sulfato de estroncio (SrSO_4)

Análisis detallados han indicado que las incrustaciones de sulfato de bario – estroncio son insolubles. Varios compuestos del hierro tales como el carbonato de hierro (Fe_2O_3) son resultado de la corrosión.

Las incrustaciones que se depositan rápidamente son fáciles de remover con ácido en cambio las incrustaciones que se forman lentamente pueden llegar a ser extremadamente duras y compactas por lo que es difícil su remoción con ácido o con otros agentes químicos.

Los factores principales que provocan la precipitación y depositación de sales son **la sobresaturación, mezcla de dos aguas incompatibles, cambios de**

temperatura, cambios en la presión, evaporación, agitación, tiempo de contacto, y ph.

Para remover las incrustaciones existen tanto métodos mecánicos como químicos. Dentro de los métodos mecánicos existen herramientas sónicas y de perforación. Como métodos químicos se utiliza el ácido clorhídrico o acético para remover carbonatos de calcio, aunque también puede ser usado ácido fórmico. Surfactantes especiales son mezclados con el ácido, dependiendo del tipo de incrustación a remover.

REFERENCIAS

- 1) Frick C. Thomas. ; **“Petroleum Production Handbook”**, vol. II, SPE Dallas. Texas. , 1962.
- 2) Uren Charles Lester. ; **“Ingeniería de Producción de Petróleo”** Mc. Graw-Hill Boock Company Inc, 1965.
- 3) García Lugo Ma. De los Ángeles **“Control, de Arena en Pozos Petroleros”**, Facultad de Ingeniería UNAM, Tesis profesional, 1985.
- 4) Islas Silva Carlos, Ledesma Sánchez Alfonso, Acuña Rosado Antonio; **“Causas y Efectos de las Sustancias Asfálticas Presentes en el Petróleo,** IMP, Julio 1972.
- 5) Nolasco M. Jesús, ; **“Utilización del Gas Húmedo para Bombeo Neumático en la Zona Sur”**, Proyecto 3370, IMP, 1973.
- 6) Allen Thomas O. y Roberts Alan P.; **“Production Operations”** Vol. 2 Chapter 9, Oil Gas Consultants Int, 1978.