

7
2ej.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

"OPERACIONES EN LA SUPERFICIE PARA LA
RECOLECCION DE LA PRODUCCION DE LOS
POZOS PETROLEROS "

TESIS PROFESIONAL
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
JOSE VICTOR CASTILLA GAMA



MEXICO, D. F.

1992

TESIS CON
FALLA EN ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Indice

	Página
Introducción	...1
Capítulo I Instalaciones superficiales.	...2
A. Conocimiento general de las instalaciones superficiales de los pozos productores de aceite y gas.	
B. Conocimiento general de la separación de aceite y gas.	
C. Conocimiento general de las centrales de almacenamiento y bombeo.	
D. Conocimiento general de los diversos tratamientos de campo requeridos para el aceite y el gas.	
Capítulo II Recolección de la producción	...8
A. Instalaciones superficiales de los pozos productores de aceite y gas.	
B. Tuberías de recolección de aceite y gas.	
1. Tuberías de acero.	
2. Tuberías de aluminio.	
C. Múltiples de recolección de aceite y gas y estaciones de regulación de gas.	
D. Problemas ocasionados por arena, asfaltenos, corrosión, parafina, hidratos de hidrocarburos e incrustaciones.	
1. Arena.	
2. Asfaltenos.	

3. Corrosión.
4. Parafinas.
5. Hidratos de hidrocarburos.
6. Incrustaciones.

Capítulo III Separación de los fluidos producidos ...19

- A. General.
- B. Clasificación de los separadores.
 1. Separadores de aceite y gas.
 - a. Separadores verticales.
 - b. Separadores horizontales.
- C. Separadores de aceite, gas y agua.
- D. Fundamentos de la separación de mezclas gas-líquido.
 1. Separación por gravedad.
 2. Separación por fuerza centrífuga.
 3. Separación por choque.
- E. Principales factores que afectan la eficiencia de separación de gas y líquido.
 1. Tamaño de las partículas de líquido.
 2. La distribución del tamaño de las partículas de líquido y el volumen del mismo que entra al separador.
 3. Velocidad del gas.
 4. Presión de separación.
 5. Temperatura de separación.
 6. Densidades del líquido y del gas.
 7. Viscosidad del gas.

- F. Factores que intervienen en la capacidad de los separadores de aceite y gas.
- G. Sistemas de separación a baja temperatura.

Capítulo IV Almacenamiento de hidrocarburos producidos ...29

- A. Aspectos generales del almacenamiento de hidrocarburos.
- B. Tipos de tanques.
 - 1. Tanque de techo cónico.
 - 2. Tanques de techo flotante.
 - 3. Tanques de almacenamiento a baja presión.
- C. Diseño de tanques de almacenamiento.
 - 1. Líquidos.
 - 2. Gas.
- D. Inspección y mantenimiento.
 - 1. Razones de inspección y causas de deterioro.
 - 2. Identificación de fugas y deterioro mecánico.
 - 3. Inspección
 - 4. Pruebas.
- E. Sistemas de seguridad y recuperación de vapores.
- F. Medición.

Capítulo V Medición de fluidos producidos ...39

- A. Aspectos generales.
- B. Registrador de flujo del tipo diferencial.
 - 1. Principio de operación.
 - 2. Tipos de registradores.

- a. Medidor con mercurio.
- b. Medidor con fuelle.
- 3. Placa de orificio.
- 4. Tomas de presión.
 - a. Conexión en brida.
 - b. Conexión en vena contracta.
 - c. Conexión en tubería.
- C. Medidor de desplazamiento positivo.
 - 1. Principio de operación.
 - 2. Instalación.
 - a. Descarga por gravedad.
 - b. Descarga por bombeo.
- D. Turbo-medidor.
 - 1. Principio de operación.
 - 2. Instalación.
- E. Computador de aceite y contenido de agua.
 - 1. Principio de operación.
 - 2. Instalación.

Capitulo VI Muestreo y análisis de los fluidos manejados ...48

- A. Aspectos generales.
- B. Técnicas de muestreo de fluidos.
 - 1. Equipo.
 - 2. Métodos de muestreo.
 - 3. Muestreo en tuberías de conducción.
 - a. Aceite.
 - b. Gas.

C. Análisis de fluidos.

1. De petróleo crudo.

a. Determinación de la densidad relativa.

b. Determinación de la presión de vapor.

2. Del contenido de agua y sedimentos.

a. Método de la centrífuga.

b. Método de depósito por gravedad.

c. Método de destilación.

Conclusiones . . .55

Bibliografía . . .56

Introducción

Las operaciones en la superficie para la recolección de la producción de los pozos petroleros, tiene como objetivo recolectar la producción de los pozos, separar los fluidos producidos, almacenar, medir y analizar esta producción. Estas actividades son de gran importancia para la industria petrolera y especialmente -- para su economía.

Cada etapa de las operaciones de producción presenta inconvenientes los cuales hay que saber manejar para tener un continuo ritmo de producción y evitar trastornos al óptimo funcionamiento del sistema.

También se deben optimizar todas las operaciones para trabajar con una alta eficiencia.

Con este trabajo se pretende colaborar, mediante una redacción y explicación breve y concisa acerca de cada una de las partes que componen al sistema de producción para alcanzar el óptimo funcionamiento y eficiencia de las operaciones para la recolección de la producción, además de conocer el equipo y las instalaciones superficiales así como las funciones que éstas desempeñan , conociendo los procesos de separación, medición y almacenamiento del petróleo y los factores que los afectan y que de alguna manera influyen en la producción.

Capítulo 1

Instalaciones superficiales

- A. Conocimiento general de las instalaciones superficiales de los pozos productores de aceite y gas.

La composición de la mezcla y las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentran los hidrocarburos en el yacimiento, son los elementos requeridos para establecer si un yacimiento es de aceite o de gas.

Los yacimientos de aceite pueden ser de aceite pesado o de aceite ligero. Para el manejo superficial del aceite ligero se requiere la incorporación de sistemas para su estabilización.

Los objetivos de las instalaciones superficiales son lograr el óptimo aprovechamiento de los hidrocarburos producidos, acondicionar los fluidos obtenidos del pozo y conocer información (gasto de gas, gasto de aceite, relación gas-aceite, etc.) de éstos.

Se muestra en seguida, el diagrama general de las instalaciones.

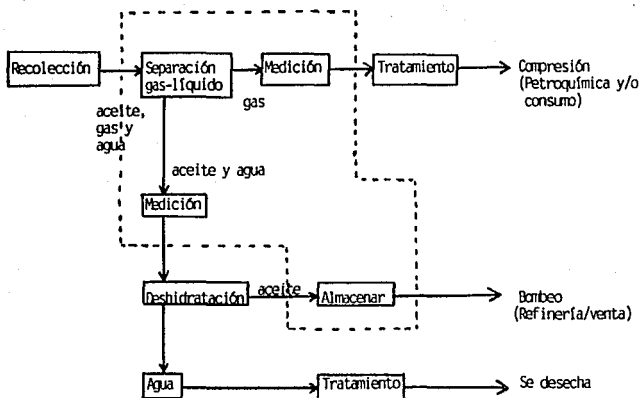


Diagrama general de las instalaciones de producción

La parte punteada encierra lo que es una central de recolección, siendo ésta un conjunto de equipos e instalaciones que tienen tres objetivos:

1. Separar los líquidos.
2. Medir los fluidos.
3. Almacenar los fluidos producidos.

B. Conocimiento general de la separación de aceite y gas.

Para la separación de los hidrocarburos, el equipo utilizado es el separador el cual puede ser, de acuerdo a su forma, de tres

tipos: vertical, horizontal o esférico.

Condiciones de separación

Para establecer las condiciones de separación más apropiadas, de acuerdo con el tipo de aceite producido se tienen que considerar las siguientes variables de control: a) El tipo, tamaño y dispositivos internos del separador, b) El tiempo de residencia del aceite, c) Las etapas de separación, d) Las presiones y temperaturas de operación y e) El lugar de instalación de los separadores.

La selección de las condiciones de separación dependen, fundamentalmente de los objetivos de producción establecidos. Generalmente estos objetivos están orientados a la obtención de:

1. Alta eficiencia en la separación del aceite y del gas
2. Mayores ritmos de producción
3. Mayores recuperaciones de hidrocarburos líquidos
4. Menores costos por compresión
5. Aceite y gas estabilizados

El diseño de un sistema de separación aceite-gas depende en forma primordial de la presión de vapor máxima que se fije en las bases de diseño, así como de la composición de los fluidos producidos y su temperatura al llegar a la central de recolección.

La presión de vapor de un aceite que es descargado de un separador puede disminuirse aumentando la temperatura del separador o reduciendo su presión de operación.

C. Conocimiento general de las centrales de almacenamiento y bombeo.

El aceite que proviene desde el yacimiento hasta la boca del pozo, es enviado por una tubería de escurrimiento (descarga) a la central de recolección (batería) en donde se separa, mide, almacena y bombea por un oleoducto hasta la refinería o centro de distribución.

No siempre el desnivel del terreno favorece el escurrimiento del aceite por gravedad siendo necesario instalar bombas para impulsarlo desde los tanques de almacenamiento hasta el oleoducto.

El número de tanques de almacenamiento depende de la producción diaria que se maneje en la batería, y de preferencia se debe dejar un margen de seguridad para posibles pozos que se integren posteriormente.

Para seleccionar la mejor ubicación en que habrá de instalarse un tanque es necesario considerar la configuración del terreno, siguiéndole en importancia la determinación de la capacidad requerida para satisfacer la producción esperada.

D. Conocimiento general de los diversos tratamientos de campo requeridos para el aceite y el gas.

La producción de los pozos petroleros está formada por aceite, gas natural y agua salada en proporciones variables por lo que son necesarios los procesos de deshidratación y desalado del crudo.

Siendo el agua y el aceite fluidos no miscibles, cuando se ponen en contacto bajo ciertas condiciones de turbulencia se forman emulsiones de ambos fluidos.

El tratamiento de las emulsiones se refiere a la separación del agua dispersa en el aceite, antes de su refinación o venta. En la actualidad la deshidratación del aceite requiere de un conocimiento amplio de los mecanismos de emulsificación y la influencia de algunos efectos físicos y químicos sobre el rompimiento de dichas emulsiones.

Las principales impurezas o materiales contaminantes del aceite son el agua y sales solubles o insolubles.

Las sales solubles en agua consisten principalmente de sales de sodio, calcio o magnesio, generalmente cloruros, aunque en algunas áreas se han encontrado cantidades considerables de sulfatos.

El agua, las sales y los sólidos que acompañan al aceite afectan en múltiples formas la refinación del crudo. Los principales daños que ocasionan son:

Corrosión: Mientras más se acerque el desalado del aceite al 100%, será menor la proliferación de ácido clorhídrico (HCl) en la destilación. El HCl es muy corrosivo. Los cloruros de fierro formados producen corrosión adicional, cuando algunos ácidos orgánicos y ácido sulfhídrico (H_2S) están presentes en el aceite, bajo condiciones reductoras. Los cloruros de fierro reaccionan con el H_2S produciendo HCl.

Abrasión: Mientras mayor cantidad de sólidos sean separados del aceite, será menor la acción erosiva en los puntos de máxima velocidad y turbulencia, tales como los accesorios de desviación (codos, válvulas, etc.), cambiadores de calor y bombas.

Taponamiento: Cuando se efectúa una eficiente limpieza del aceite, se depositan menores cantidades de sales y otros sólidos

en los cambiadores de calor y en el equipo de destilación.

Con el depósito de sólidos, la eficiencia en la transmisión de calor, la capacidad de fraccionamiento del crudo y su gasto disminuyen requiriendo frecuentes limpiezas del equipo.

Cuando el aceite se exporta, el precio del crudo se ve afectado según el volumen de impurezas presentes en él, tales como el agua, sales y otros residuos.

Las condiciones y especificaciones de los productos son.

Aceite	Grado de estabilización (presión de vapor)**	Rango	... 11-14 lb/pg ² abs
		refinería	... H ₂ O < 1%
	Contenido de agua	exportación	... H ₂ O < 0.1%
		Contenido de sales (ppm ó lb/1000bls)	refinería
exportación	... 10 lb/1000 bls		
Gas	Contenido de sales, gases amargos, impurezas, etc. (Es necesario un análisis cromatográfico)		
	Contenido de agua (de 10 a 50 lb H ₂ O / 1x10 ⁶ pie ³ gas)		
Agua	Contenido de aceite	... < 30 ppm de aceite	

** El grado de estabilización de un líquido se acostumbra expresar mediante su presión de vapor Reid.

Capítulo II

Recolección de la Producción

A. Instalaciones superficiales de los pozos productores de aceite y gas.

El árbol de válvulas es un equipo conectado a las tuberías de revestimiento en la parte superior proporcionando un sello entre ellas y permitiendo controlar la producción del pozo.

La presión máxima de trabajo es aquella a la cual estará sujeto el equipo a su mayor capacidad de trabajo. La presión de prueba hidrostática es aquella impuesta por el fabricante para diseñar adecuadamente el material y las condiciones de operación de la -- instalación.

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

Cabezales de tubería de revestimiento.

Colgadores de tubería de revestimiento.

Cabezales de tubería de producción.

Colgadores de tubería de producción.

Válvula de contrapresión.

Adaptador.

Árbol de válvulas o de navidad.

Brida adaptadora del cabezal de T.P.

Válvulas de seguridad y de tormenta.

Conexiones del árbol de válvulas.

Estranguladores.

B. Tuberías de recolección de aceite y gas.

1. 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 por arco sumergido (menos utilizada).

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 $\pm 1\%$. La tolerancia para el espesor de la pared, asimismo depende de la medida de la tubería y del tipo de fabricación.

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 transporta en tuberías de diámetro óptimo, para una capacidad dada. Las tuberías de gran diámetro son 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 pue-

den ser hechas con cualquier grado de acero.

2. Tuberías de aluminio:

Fue en los años sesentas cuando comenzaron a reconocerse dos ventajas de la tubería de aleación de aluminio 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 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 la hace preferible cuando el aceite o el gas lo contienen. No es atacado por el agua salada, lo que las hace una opción natural para las 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.

C. Múltiples de recolección de aceite y gas y estaciones de regulación de gas.

El sistema de recolección de los hidrocarburos está constituido por las líneas de descarga o de escurrimiento, los juegos de -- válvulas, las baterías de separación y medición, las plantas de -- deshidratación y desalado, las bombas y compresoras y los tanques de almacenamiento.

La topografía del terreno no sólo 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 de conectar, por lo cual es necesario contar con un plano topográfico de la localidad.

Las tuberías de recolección deben utilizarse 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. Estas líneas 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 de los pozos o de los separadores a las compresoras donde es comprimido para su transmisión por gasoductos o para reinyección dentro de los pozos de bombeo neumático, o a máquinas de gas como combustible para accionar equipo de bombeo o generadores de energía.

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.

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.

D. Problemas ocasionados por arena, asfaltenos, corrosión, parafina, hidratos de hidrocarburos e incrustaciones.

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.

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.

b. Se incrementan los esfuerzos de sobrecarga de las forma --

ciones ocasionando colapso en las tuberías de revestimiento.

c. El equipo superficial y subsuperficial se daña por la erosión de la arena. La erosión afecta principalmente las secciones donde existen cambios de diámetro o dirección, por ejemplo: codos, válvulas, estranguladores, etc.

d. En la superficie se requiere de dispositivos especiales que eliminen la arena del aceite producido, tales como los separadores ciclónicos.

2. Asfaltenos

Un alto porcentaje de pozos productores de aceite 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.

El material asfáltico está constituido esencialmente de:

Resinas neutras. Hidrocarburos aromáticos de alto peso molecular.

Asfaltenos. 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.

Causas de precipitación de material asfáltico

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, electrodepósito y potenciales de corriente.

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.

Una vez que el lodo asfáltico se ha formado es muy difícil lograr su desintegración.

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

Emulsiones de ácido con solventes aromáticos

Empleo de agentes estabilizadores que forman una barrera química entre las partículas asfálticas y el ácido

b. Depósito 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. 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 agua y el aceite. Debido a esto la efectividad

del empuje disminuye lo mismo que la cantidad de fluidos que la formación aporta.

3. Corrosión

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

La presencia de impurezas, como el calcio, magnesio, sílice, etc. condicionan la consistencia de la capa que va recubriendo la superficie del 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.

Un factor esencial para que la corrosión se lleve a cabo es la presencia de oxígeno. Otros factores son la temperatura, la presencia de organismos (bacterias anaeróbicas), presencia de sales, etc.

Los gastos originados por la corrosión, llegan a ser cuantiosos, pues además de la necesidad de reemplazar la pieza dañada, se corre el riesgo de fugas y roturas que ponen en peligro la instalación.

En la industria petrolera se han detectado condiciones que favorecen la corrosión:

- a. Profundidades mayores a 1500 metros
- b. Temperatura superior a 70°C
- c. Presión mayor a 100 Kg/cm²
- d. Producción de gas superior a 2 MMPCD
- e. Presión parcial de CO₂ superior a 30 lb/pg²

f. Ph del agua producida menor a 5.5

Existen métodos para detectar la corrosión: método estadístico, prueba de placa testigo, corrosímetro y análisis químico de fluidos.

4. Parafinas

La parafina en el campo es un material ceroso, originalmente en solución dentro del aceite, de alto peso molecular, cuyo número de carbonos varía de 20 a 50 y ocasiona múltiples problemas.

La parafina es soluble en la mayoría de los derivados líquidos del petróleo.

Los principales mecanismos por los cuales ocurre el depósito de parafina son:

- a. Diferencia de temperatura entre el aceite y la superficie con la que está en contacto.
- b. Cantidad de sólidos en la corriente de fluidos.
- c. Rugosidad de la tubería.
- d. Velocidad de los fluidos.

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

Se tienen dos clases de métodos para el control de la parafina:

Métodos correctivos

Métodos preventivos

Métodos correctivos.- Su aplicación tiene por objeto retirar el depósito lográndose de diversas formas, empleando raspadores de

tubería, diablos, tratamientos con fluidos de alta temperatura, etc.

Métodos preventivos.- El propósito de estos métodos es impedir la formación y depósito del material parafínico. Un método consiste en aplicar corriente a un alambre el cual está soldado a la instalación que se desea proteger para que éste se caliente y el calor sea transferido a la instalación manteniendo la temperatura de ésta superior a la cual se deposita la parafina. El método más usado es el de inhibidores.

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; éstos 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 superficiales de recolección, 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.

El metano, etano, propano e isobutano pueden formar hidratos de hidrocarburos.

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

a. Se necesitan los datos de presión y temperatura de operación del gasoducto, así como, la composición molar del gas a transportar para obtener la densidad relativa del gas a partir de

su composición molar y con ésto determinar 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.

b. Para este método se utilizan las gráficas de constantes de equilibrio vapor-sólidos, siendo más complicado y laborioso en su aplicación.

6. Incrustaciones (sales)

Las incrustaciones pueden depositarse en la matriz y fracturas de la formación, paredes del pozo, tubería de producción, bombas subsuperficiales, líneas de flujo, cambiadores de calor y tanques. Estas se forman como resultado de la cristalización y precipitación de los minerales contenidos en el agua. La causa directa son las caídas de presión así como los cambios de temperatura y ph del agua.

Los depósitos más comunes en los campos de aceite son los de carbonato 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).

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

Para removerlas 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 y surfactantes para remover diferentes tipos de incrustaciones.

Capítulo III

Separación de los fluidos producidos

A. General

Los equipos de separación se utilizan en la industria petrolera para separar mezclas de líquido y gas. Estas se presentan ya que, por lo general los pozos producen líquidos y gas mezclados en un solo flujo pero debido a los cambios de presión y temperatura que se producen a través de la tubería hay liberación del gas disuelto en el aceite o una condensación retrógrada en el caso de yacimientos de gas y condensado.

Las razones principales por las que es importante efectuar una separación adecuada del líquido y gas son:

1. En campos de aceite y gas, donde no se cuenta con el equipo de separación adecuado y además el gas se quema, una cantidad considerable de aceite ligero que es arrastrado por el flujo del gas también es quemado, ocasionando pérdidas económicas si se considera que el aceite ligero es el de más alto valor comercial.

2. Aunque el gas se transporte a una cierta distancia para tratarlo, es conveniente eliminarle la mayor cantidad de líquido, ya que éste ocasiona problemas, tales como corrosión y abrasión del equipo de transporte, aumento en las caídas de presión y reducción en la capacidad de transporte de las líneas.

En la industria petrolera, entre los equipos de separación aplicados con mayor frecuencia están los siguientes:

Separadores: Son equipos utilizados para separar corrientes de aceite y gas que provienen directamente de los pozos.

Separadores a baja temperatura: Se utilizan para la separación de gas y condensados, a baja temperatura, mediante una expansión. Están diseñados para manejar y fundir los hidratos que se pueden formar al disminuir la temperatura del flujo.

Eliminadores: Son utilizados para eliminar los líquidos (aceite y agua) de una corriente de gas a alta presión.

Depuradores: Se utilizan para manejar corrientes con muy altas relaciones gas-líquido. Se aplican también para separar gotas muy pequeñas de líquido suspendidas en corrientes de gas.

B. Clasificación de los separadores

Los separadores se clasifican de acuerdo a su geometría en horizontales, verticales y esféricos, y para separar gas y líquido o gas, aceite y agua.

1. Separadores de aceite y gas,

Se acostumbra designar separadores convencionales a los separadores de aceite y gas en cualquiera de sus tres tipos: verticales, horizontales y esféricos.

Las ventajas y desventajas de cada tipo, a excepción del esférico por ser ya casi nulo su uso, se presentan enseguida:

a. Separadores verticales,

Ventajas:

Es fácil mantenerlos limpios, por lo que se recomiendan para manejar flujos de pozos con alto contenido de lodo, arena o cualquier material sólido.

El control del nivel del líquido no es crítico, puesto que se puede emplear un flotador vertical, logrando que el control

del nivel sea más sensible a los cambios.

Debido a que el nivel del líquido se puede mover en forma moderada, son muy recomendables para flujos de pozos que producen por bombeo neumático, con el fin de manejar volúmenes de líquido imprevistos que entren al separador.

Hay una menor tendencia de evaporación de líquidos.

Desventajas:

Son más costosos que los horizontales.

Son más difíciles de instalar que los horizontales.

Se necesita un diámetro mayor que el de los horizontales para manejar la misma cantidad de gas.

b. Separadores horizontales.

Ventajas:

Tienen mayor capacidad para manejar gas que los verticales.

Son más económicos que los verticales.

Son más fáciles de instalar que los verticales.

Desventajas:

No son adecuados para manejar flujos de pozos que contienen materiales sólidos como arena o lodo, pues es difícil su limpieza.

El control de nivel de líquido es más crítico que en los separadores verticales.

c. Separadores de aceite, gas y agua.

Estos, además de separar las fases líquida y gaseosa, separan el aceite y el agua libre teniendo lugar esta última separa--

ción por diferencia de densidades.

Los separadores de tres fases pueden ser verticales, horizontales y esféricos. Tienen una capacidad de líquidos más grande que los separadores convencionales para dar el tiempo necesario a la separación del aceite y el agua.

Además cuentan con dispositivos de descarga independientes para cada uno de estos (aceite y agua).

D. Fundamentos de la separación de mezclas gas-líquido.

La separación de mezclas de gas y líquido, se logra mediante una combinación adecuada de los siguientes factores: gravedad, fuerza centrífuga y choque.

1. Separación por gravedad.

Es el mecanismo de separación que más se utiliza, debido a que el equipo requerido es muy simple. Cualquier sección ampliada en una línea de flujo, actúa como asentador por gravedad, de las gotas de líquido suspendidas en una corriente de gas. El asentamiento se debe a que se reduce la velocidad del flujo.

2. Separación por fuerza centrífuga.

La fuerza centrífuga que se induce a las partículas de líquido suspendidas en una corriente de gas, puede ser varios cientos de veces mayor que la fuerza de gravedad que actúa sobre las mismas partículas. Este principio mecánico de separación se emplea en un separador en su sección primaria como en algunos tipos de extractor de niebla.

3. Separación por choque.

Este mecanismo es el más empleado en la eliminación de las partículas pequeñas de líquido suspendidas en una corriente de gas. Las partículas que viajan en el flujo de gas, chocan con obstrucciones donde quedan adheridas.

E. Principales factores que afectan la eficiencia de separación de gas y líquido.

Los principales factores que afectan la eficiencia de separación de gas y líquido son:

1. Tamaño de las partículas de líquido.

Es un factor importante en la determinación de la velocidad de asentamiento en la separación por gravedad y en la separación por fuerza centrífuga. También es importante en la determinación en la distancia de paro, cuando la separación es por choque.

2. La distribución del tamaño de las partículas de líquido y el volumen de líquido que entra al separador.

Estos aspectos están íntimamente ligados a la eficiencia del separador por lo que, en la selección del equipo de separación para un determinado problema se deben considerar.

3. Velocidad del gas.

Cuando se aumenta la velocidad del gas a través del separador sobre un cierto valor establecido en su diseño, aunque se incrementa el volumen de gas manejado no se separan totalmente las partículas de líquido mayores de cien micras en la sección de separación secundaria. Con esto se ocasiona que se inunde el extractor de niebla y, como consecuencia, que haya arrastres repentinos de

baches de líquidos en el flujo de gas que sale del separador.

4. Presión de separación.

Es uno de los factores más importantes en la separación pues siempre existe una presión óptima para cada situación en particular.

La capacidad de los separadores se afecta por ésta presión, ya que, al aumentar eleva la capacidad de separación de gas y viceversa.

5. Temperatura de separación.

A medida que disminuye la temperatura de separación, se incrementa la recuperación de líquidos en el separador.

Para utilizar temperaturas de separación bajas es necesario considerar:

a. La separación a baja temperatura necesita equipo adicional de enfriamiento.

b. Se presentan otros problemas de operación, tal como la formación de hidratos.

La temperatura afecta la capacidad del separador al variar los volúmenes de fluido y sus densidades. El efecto neto de un aumento de la temperatura de separación es la disminución de capacidad en la separación de gas.

6. Densidades del líquido y del gas.

Estas afectan la capacidad de manejo de gas en los separadores siendo la capacidad directamente proporcional a la diferencia de densidades del líquido y del gas e inversamente proporcional a la densidad del gas.

7. Viscosidad del gas.

Afecta en la determinación de la velocidad del asentamiento de las partículas del líquido. De la ley de Stokes, utilizada para calcular esta velocidad, se deduce que a medida que aumenta la viscosidad del gas, disminuye la velocidad de asentamiento y por lo tanto, la capacidad de manejo de gas del separador.

F. Factores que intervienen en la capacidad de los separadores de aceite y gas.

Los factores que intervienen en forma fundamental en la capacidad de los separadores de aceite y gas son:

1. El diámetro y la longitud del separador.
2. El diseño y arreglo de las partes internas del separador,
3. Las características físicas y químicas del aceite y el gas que se van a separar,
4. La presión y temperatura de operación del separador.
5. El número de etapas de separación.
6. El nivel del líquido en el separador,
7. La tendencia del aceite a formar espuma,
8. La cantidad de material sólido arrastrado por los fluidos que se van a separar.
9. Las condiciones del separador y de sus componentes.

G. Sistemas de separación a baja temperatura.

En muchos yacimientos los hidrocarburos se producen a una presión mucho mayor que la requerida a la entrada de las tuberías de transmisión. En tales situaciones, se recomienda utilizar un

sistema de separación a baja temperatura para secar el gas que se separa a alta presión. Mediante este sistema se induce a la corriente de gas una caída de presión, con lo que se logra un abatimiento en la temperatura de separación.

Las ventajas obtenidas al utilizar un sistema de separación a baja temperatura son las siguientes:

1. Se incrementa la recuperación de líquidos,
2. Se reduce el contenido de agua en el gas y por lo tanto también disminuye el punto de condensación (rocío) del vapor de agua contenido en el gas.

Este sistema es adecuado para yacimientos de presión alta y del que se espera la mantenga por un periodo de tiempo del orden de tres años o mayor.

Descripción del equipo.

Una unidad de separación a baja temperatura consiste básicamente de cuatro partes:

Un separador a baja temperatura,

Un eliminador,

Un cambiador de calor,

Un estrangulador,

Se requiere además de equipo de conexión y de control adecuado como tuberías, válvulas, etc.

Separador a baja temperatura,

Puede ser de cuatro formas: vertical, horizontal, esférico o en forma de T invertida.

Las funciones principales que realiza son las siguientes.

- a. Por expansión se logran bajas temperaturas de separación, eliminándose mayor cantidad de líquido de la corriente de gas.
- b. Funde adecuadamente los hidratos que se puedan formar.
- c. El reflujo frío de la parte superior a la inferior del separador, recondensa los componentes más pesados que se hayan vaporizado en el proceso de calentamiento.

Eliminador de agua.

Estos pueden ser verticales, horizontales y esféricos. Estos dispositivos operan a presiones del orden de (105 a 280 Kg/cm²).

La función del eliminador es separar el agua de la corriente del pozo, antes de que ésta llegue al separador de baja temperatura. Con esto se evitan problemas de obturación del estrangulador.

Cambiador de calor.

Básicamente tiene dos funciones:

Abatir la presión del gas por medio del gas que sale del separador.

El gas frío que sale del separador de baja temperatura es calentado en el cambiador de calor. Con esto se disminuye la posibilidad de la formación de hidratos en las líneas que transportan el gas.

El sistema de separación a baja temperatura, se puede adaptar para recuperar líquidos del gas de baja presión cuando este gas se quema.

La recuperación de líquidos se logra disminuyendo la tempe--

ratura del gas de baja presión por abajo de su temperatura de rocío. El enfriamiento del gas se puede efectuar mediante la expansión del gas de alta presión en un separador a baja temperatura, utilizando además un sistema de enfriamiento por aire.

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

Capítulo IV

Almacenamiento de hidrocarburos producidos

a. Aspectos generales del almacenamiento de hidrocarburos.

El almacenamiento es una actividad importante en el transporte y manejo de los hidrocarburos. La selección y tamaño de un tanque está regida por la relación producción-consumo, las condiciones ambientales, la localización del tanque y el tipo de fluido a almacenar.

Existe una gran variedad y clasificación de tanques; los hay para el almacenamiento de productos líquidos y gaseosos predominando la forma cilíndrica.

Los tanques pueden fabricarse y transportarse a su lugar de colocación o bien armarse en el lugar mismo donde permanecerán. Una forma típica de clasificación de tanques es por las características de su techo; en base a esto los hay de techo fijo y de techo flotante. Estos últimos han tenido gran aceptación debido a la ventaja adicional de controlar automáticamente el espacio disponible de los vapores.

El sistema de sellado de los tanques es de suma importancia pues evita la emisión de vapores a la atmósfera, lo cual representa varias desventajas y riesgos tanto económicos como ambientales.

Es de vital importancia durante el diseño de un tanque las condiciones a las que éste va a operar; esto incluye básicamente la presión y la temperatura de trabajo. La presión de trabajo está en función, principalmente, de la presión de vapor del fluido que se almacenará.

Cuando se trata de almacenamiento en buques tanque, las precauciones durante el vaciado y llenado deben extremarse ya que cualquier derrame ocasionará gran contaminación y pérdidas económicas.

Para el almacenamiento de gas natural se emplean :

1. Tanques superficiales de doble pared.
2. Tanques superficiales de concreto reforzado.
3. Tanques subterráneos a baja temperatura.
4. Tanques subterráneos de concreto prensado.

El más empleado es el primero ya que su diseño permite que la presión de vapor se equilibre así misma.

Los patios de almacenamiento cuentan con medios para evitar derrames y escape de vapores. Los dispositivos de control de los vapores van colocados en el techo del tanque y su descarga es conducida por una tubería la cual puede ventearlos a la atmósfera o bien conducirlos a una unidad de recuperación de vapores. Existen sistemas para detección de incendios y temperatura; algunos además, controlan el siniestro con el empleo de productos químicos.

Alrededor de los tanques se construye un muro o bien un canal, que con -- duzca el derrame, en caso de existir, a un sitio alejado y seguro, el cual debe tener una capacidad igual a la del tanque más un porcentaje para mayor seguridad.

Un programa adecuado de revisión y mantenimiento de las instalaciones evitará las acciones de emergencia y las pérdidas materiales.

B. Tipos de tanques.

1. Tanques de techo cónico.

Sus dimensiones aproximadas son 76.2 m (250 pies) de diámetro y 18.3 m (60 pies) de altura. El techo está soportado por una estructura interna.

Este tipo de tanque así como el de techo de domo son variaciones del tipo cilíndrico, su techo está formado por placas circulares que se soportan así mismas.

2. Tanques de techo flotante.

Estos tanques tienen gran aceptación debido a que reducen las pérdidas por vaciado y llenado; ésto se logra ya sea eliminando o manteniendo constante el espacio destinado a vapores, arriba del nivel del líquido. La pared y el techo son de acero flotando éste último sobre el líquido.

Los tanques de pontones anulares y el de techo de doble capa son variantes de este tipo de tanques.

El sello es de vital importancia ya que el hecho de ser techo móvil favorece la fuga de vapores. El sello entre la pared y el techo móvil se logra por medio de zapatas que están presionadas contra la pared por resortes o contrapesos, con una membrana flexible entre la zapata y la cubierta del techo.

3. Tanques de almacenamiento a baja presión.

Se emplean para el almacenamiento de productos volátiles cuya presión a la temperatura de almacenaje varía de 0.35 a 1 Kg/cm² (0.5 a 15 lb/pg²).

Pueden almacenar crudos ligeros, naftas ligeras, pentano, etc.

C. Diseño de tanques de almacenamiento.

1. Líquidos.

La construcción de tanques de almacenamiento de hidrocarburos líquidos debe estar estrictamente apegada a normas establecidas por el A.P.I.. El material del cuál están contruídos debe poseer características como resistencia a la corrosión, a la tensión, presión, etc.

Los tanques de mayor uso son los de acero, la coraza de estos tanques se construye con lámina de acero, que puede ser atornillada, remachada o soldada.

Básicamente existen tres tipos de techos: con cubierta de agua, flexible o de diafragma y flotante.

En el diseño de un tanque se deben considerar condiciones extremas de presión

y vacío. Las paredes de los tanques deben ser perfectamente herméticas de manera que se impida la formación de bolsas de aire. Debe destinarse un volumen para líquidos y otro para vapores, este último no debe exceder el 20% del volumen total del tanque.

La construcción y capacidad del tanque dependen de la cantidad y tipo de fluido a almacenar, de su volatilidad y presión de vapor.

En su diseño debe tomarse en cuenta los siguientes factores:

- a. Presión interna tanto de llenado como de vaciado.
- b. El peso del tanque y su contenido, de vacío a lleno, con y sin la presión máxima.
- c. El sistema de soporte considerando las características y propiedades del material.
- d. Cargas adicionales; plataformas, escaleras, conexiones de tubería.
- e. Cargas de empuje ocasionadas por el viento.
- f. Cargas ocasionadas por movimientos telúricos.
- g. Esfuerzos a la tensión y compresión.
- h. Esfuerzos de corte.

Los accesorios y equipo adicional con funciones específicas de control, medición, llenado o vaciado y sello de tanques de almacenamiento de hidrocarburos líquidos está constituido por indicadores de nivel, mecanismos de relevo de presión, mecanismos de venteo, mecanismos de gasificación, escaleras, tuberías, plataformas, poleas interiores, barandales, boquillas y conexiones eléctricas.

La cimentación debe soportar el peso del tanque y su contenido siendo construida, generalmente, de cemento y arcilla para proveer un soporte uniforme a todo el tanque.

2. Gas.

Los tanques que generalmente se emplean para el almacenamiento de gas son por su forma cilíndricos o esféricos, y su capacidad resulta pequeña comparada con los volúmenes de aceite que se puede almacenar.

El principal material empleado en su construcción es el acero.

Además de la coraza, techo y fondo del tanque éste posee equipo adicional como boquillas, placas reforzadas, anillos, barandales, etc. Cuenta, además con dispositivos de control de presión e incendios.

Para su diseño, la tolerancia permisible entre el espesor calculado y el disponible es de ± 0.25 mm.

Para su construcción se consideran los efectos de diversos aspectos como resistencia, seguridad, vientos, incendios, etc.

Todo tanque posee una placa de identificación que contiene los siguientes datos:

- a. Presión de diseño (Kg/cm^2).
- b. Capacidad (m^3).
- c. Materiales.
- d. Espesor de pared (mm).
- e. Presión hidráulica de prueba (Kg/cm^2).
- f. Fecha de manufactura.
- g. Nombre o símbolo del fabricante.
- h. Número de inventario.

D. Inspección y mantenimiento.

1. Razones de inspección y causas de deterioro

Un tanque se inspecciona para determinar el ritmo de corrosión presentado, para determinar las causas de su deterioro además de ver su estado físico.

La corrosión es la principal causa de deterioro de un tanque de acero. Esta se presenta tanto en las partes externas como internas del tanque.

a. Corrosión externa. La magnitud de ésta varía de despreciable hasta severa dependiendo de las condiciones atmosféricas del lugar. La corrosión se acentúa si las partes del tanque no son -- protegidas con pintura. Son puntos de corrosión concentrada cualquier lugar o depresión donde el agua pueda permanecer por algún tiempo.

La corrosión en la parte inferior del tanque se debe a los componentes del suelo y es por ésto recomendable que la base del tanque sea construida con material poroso y de buen drene para no favorecer la acumulación de agua.

b. Corrosión interna. Está en función del material empleado en la construcción del tanque y de las características de los hidrocarburos almacenados.

La corrosión en el espacio destinado a los vapores es provocada por oxígeno, ácido sulfhídrico y vapor de agua. En el área cubierta por líquidos es originada por sales ácidas, ácido sulfhídrico y otros componentes sulfúricos.

2. Identificación de fugas y deterioro mecánico

La identificación de fugas evita pérdidas económicas, ya sea por pérdida de fluido almacenado o bien por gastos de reparaciones mayores de haberse detectado a tiempo una fuga.

La inspección y mantenimiento adecuados reducen la posibilidad de estas fallas. Las fugas se presentan en diversas partes del

tanque principalmente en soldaduras y otras partes de unión. Las causas más comúnmente asociadas a la fuga son:

- a. Soldadura deficiente.
- b. No relevación de esfuerzos.
- c. Reparación inadecuada de aberturas.
- d. Tensión ocasionada por temblores.
- e. Vibraciones.
- f. Mal diseño.

3. Inspección.

Los intervalos de inspección están condicionados por los siguientes factores:

- a. Naturaleza de los materiales empleados.
- b. Resultado de las inspecciones visuales.
- c. Capacidad del equipo.
- d. Corrosión permanente y ritmo de corrosión.
- e. Localización geográfica de los tanques.

Los intervalos de inspección son en períodos que varían de seis meses a tres años. La parte externa del tanque puede inspeccionarse con mayor frecuencia que la interna.

4. Pruebas.

Cuando algún tanque ha sufrido una reparación o reemplazo grande, como cambio de forro, de algunas láminas, soportes, etc., debe probarse.

La prueba consiste básicamente en llenar el tanque con líquido, generalmente agua, represionar con aire y ver si se presenta alguna fuga. El tanque se baña con una solución jabonosa para fa-

Facilitar la identificación de la fuga.

E. Sistemas de seguridad y recuperación de vapores

Las pérdidas por evaporación durante el almacenamiento de hidrocarburos líquidos no sólo traen consigo la reducción en el volumen almacenado, sino que además presentan las siguientes desventajas:

1. Pérdidas de los vapores liberados a la atmósfera.
2. Reducción del valor de los hidrocarburos líquidos.
3. Contaminación ambiental.
4. Riesgos de explosión.

Las causas básicas por las que se origina el desprendimiento de vapores son cambios de temperatura, agitación y llenado y descarga del tanque.

Los medios para evitar y controlar las pérdidas por evaporación son los siguientes:

1. Colocar al tanque en un lugar donde los cambios de temperatura no sean bruscos.
2. Seleccionar un tanque cuya presión de trabajo sea mayor a la máxima presión de vapor que se pueda presentar.
3. Diseño especial del techo.
4. Empleo de instalaciones colectoras de vapores.

F. Medición,

Para llevar a cabo una buena medición se necesitan conocer determinadas características de los tanques las cuales son:

1. Capacidad nominal, útil y bombeable (bl),
2. Alturas del borde, succión y medición (m),

3. Altura útil (m³).
4. Perímetro (m).
5. Diámetro interior (m).
6. Unión.
7. Constante (m³/cm).
8. Observaciones.

Teniendo los datos disponibles se procede a calcular la producción.

La constante de tanque se obtiene por la siguiente fórmula

$$\text{Constante} = \frac{d_i^2 \bar{n}_i}{(4)(100)} = (7.854 \times 10^{-3}) d_i^2 \quad (\text{m}^3/\text{cm})$$

d_i , diámetro interno del tanque en metros.

Capítulo V

Medición de los fluidos producidos

A. Aspectos generales

La medición de aceite y gas tiene como objetivo, el control de la producción. Se conoce como sistema de medición a un conjunto de elementos que indican, registran y/o totalizan el fluido -- que pasa a través de ellos.

En la industria del petróleo son empleados principalmente los medidores del tipo diferencial, aunque existen gran variedad de medidores basados en principios diferentes como son los de desplazamiento positivo, turbomedidores y los computadores de aceite y contenido de agua.

Para medir grandes cantidades de gas se emplea ampliamente el medidor con placa de orificio el cual es del tipo diferencial.

Este aparato no mide volúmenes, sino que registra las presiones de flujo y a partir de estas presiones, se efectúa el cálculo del gasto de flujo circulante. Esto es posible utilizando las relaciones que existen entre las presiones y las velocidades y entre ésta última y el gasto que es lo que se trata de conocer.

B. Registrador de flujo del tipo diferencial

1. Principio de operación

El registrador de flujo del tipo diferencial, comúnmente conocido como medidor de orificio, es un dispositivo que registra la presión de flujo antes y después de una restricción de diámetro, ocasionada intencionalmente a la tubería por la cual circula un fluido.

El principio de operación del medidor de orificio está basado en la relación que existe entre la velocidad de flujo y la caída de presión causada por restricción del diámetro es proporcional al cuadrado de la velocidad de flujo.

La restricción conocida como elemento primario de medición, hace que el fluido se contraiga y una vez que el flujo permanece constante, la velocidad de éste disminuye al mismo tiempo según la ley de la conservación de la energía (Teorema de Bernoulli), a la diferencia entre las presiones antes y después de la restricción se le llama presión diferencial y representa un índice de la velocidad de flujo.

La presión diferencial es medida y convertida a unidades de flujo por medio del dispositivo de medición. La forma más sencilla de este dispositivo es un tubo de vidrio en forma de U donde el flujo se determina midiendo la diferencia de alturas entre dos columnas de mercurio.

2. Tipos de registradores.

Los registradores, por su construcción, se dividen en medidores con mercurio y medidores con fuelles.

a. Medidor con mercurio: consta de una cámara de alta presión y una de baja presión, ambas conectadas por un tubo en forma de U, el cual se llena con mercurio, y un flotador el cual se mueve hacia arriba o hacia abajo con el nivel del mercurio y su movimiento es transmitido por medio de un brazo elevador a la flecha, la que a su vez sitúa la pluma del aparato sobre la gráfica.

b. Medidor con fuelle: consta de dos fuelles metálicos colocados en lados opuestos de una placa central y vienen llenos de un líquido no corrosivo, incompresible y de bajo punto de congelación.

El rango de presión diferencial se determina por la fuerza que se requiere para mover los fuelles en su desplazamiento normal.

El desplazamiento lineal de los fuelles, originado por los cambios de presión diferencial, se transmite a través de un brazo a la flecha de torsión que a su vez sitúa la pluma sobre la gráfica.

3. Placa de orificio.

La restricción del diámetro de la tubería debe hacerse de acuerdo a ciertas limitaciones para que la presión resultante esté dentro del rango del registrador.

La placa de orificio o elemento primario, es el dispositivo más usado para efectuarla por su sencillez, bajo costo de operación y facilidad para instalarse. Este elemento es una placa delgada de metal a la que se hace un orificio redondo, concéntrico y con bisel en el borde del lado corriente abajo (baja presión).

Es muy importante que la placa de orificio se pueda cambiar con facilidad ya que en la mayoría de los casos no se tiene un gasto constante y es necesario removerla sin interrumpir el flujo, para tal fin se hace uso del porta-orificio.

La brida es el porta-orificio más sencillo, económico y fácil de operar; sin embargo, tiene el inconveniente de que para efectuar el cambio de placa debe suspenderse el flujo.

Es de suma importancia evitar las turbulencias en el flujo antes del porta-orificio ya que de existir producen errores de medición, por lo cual es necesario tener flujo laminar antes de él.

4. Tomas de presión.

Las conexiones que transmiten la presión de la placa de orificio al registrador de flujo, se denominan tomas de presión, las cuales pueden colocarse directamente en el porta-orificio o en la tubería.

Las formas más comunes de instalar las tomas de presión cuando se usa placa de orificio, son: conexión en brida, conexión en vena contracta y conexión en tubería.

a. Conexión en brida: en este tipo de derivación las tomas de alta y baja presión se conectan directamente al porta-orificio, cuyas perforaciones roscadas vienen hechas de fábrica a una distancia de una pulgada (2.54 cm) en ambos lados de la placa de orificio.

b. Conexión en vena contracta: este tipo de derivación se efectúa cuando se desea aprovechar la diferencial máxima a través del orificio.

La distancia a la cual se origina la máxima contracción de la vena con respecto a la placa de orificio, depende de la relación de diámetros entre el orificio y la tubería.

La toma de baja presión se sitúa a una distancia igual a un diámetro de la tubería, en tanto que la toma de alta presión deberá instalarse a una distancia igual a medio diámetro.

c. Conexión en tubería: la toma de alta presión se instala a

una distancia de dos y medio diámetros de la tubería, en tanto que la de baja presión a ocho diámetros, tomando como referencia el lado correspondiente a la placa de orificio.

En este caso se mide únicamente la pérdida de presión por fricción, por lo que la presión diferencial es muy pequeña, lo cual hace posible la medición de un flujo relativamente grande con un registrador de bajo rango.

C. Medidor de desplazamiento positivo.

1. Principio de operación.

Este dispositivo toma una cantidad o porción definida del flujo entre dos aletas conectadas a un rotor, y al girar éste, transmite el movimiento a un contador con la ayuda de un sistema de engranes; después toma la siguiente porción y así sucesivamente. Sumando todas las porciones, se obtiene la cantidad total que pasó a través del medidor.

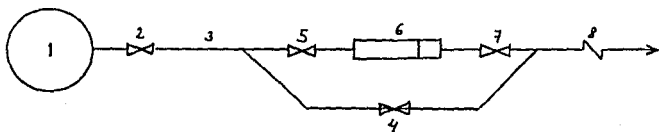
El medidor del tipo rotativo, consta de una caja, la cual es construida con extremada precisión; contiene un rotor que gira sobre cojinetes de bolas moviendo cuatro aletas espaciadas a intervalos iguales. Arriba de la caja va un adaptador que contiene un sistema de engranes, éste se comunica a un calibrador; arriba de él va conectado un contador, cuya lectura indica el volumen de líquido que pasa a través del medidor. Lleva también un filtro, el cual va instalado antes del medidor con el objeto de evitar el paso de impurezas contenidas en el fluido que pueden llegar hasta el rotor y obstruirlo.

2. Instalación,

El tipo de instalación varía de acuerdo con la operación del ducto, dependiendo ésta de las condiciones topográficas del terreno, así como de la presión necesaria para transportar el fluido del recipiente, donde se encuentra almacenado, a los tanques donde se transportará una vez medido. Las maneras típicas de instalar los medidores de acuerdo con lo anterior son descarga por gravedad y descarga por bombeo.

a. Descarga por gravedad: este tipo de descarga, es debido al desnivel positivo existente entre el recipiente de almacenamiento y el tanque donde se transporte. Para esta situación, el medidor puede instalarse en cualquier parte del ducto.

En la siguiente figura se muestra el diseño de la descarga por gravedad.



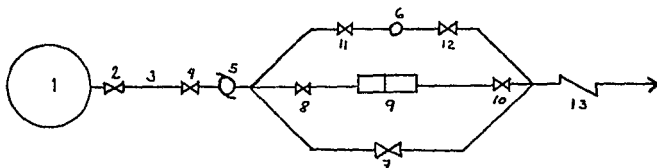
1. Tanque de almacenamiento,
2. Válvula de bloqueo (válvula de compuerta),
3. Ducto de descarga.
4. Derivación (By pass),
5. Válvula de bloqueo,
6. Medidor de desplazamiento positivo,

7. Válvula de bloqueo.

8. Válvula de retención.

b. Descarga por bombeo: este tipo de descarga se debe a que entre el tanque de almacenamiento, y el lugar a donde se transportará el líquido, existe un desnivel tal, que imposibilita que el flujo fluya por gravedad y que en caso de existir, no se alcanza el gasto mínimo del medidor. Por lo tanto es imprescindible el uso de una bomba.

En la siguiente figura se muestra el diseño de la descarga por bombeo.



1. Tanque de almacenamiento.

2. Válvula de bloqueo.

3. Ducto de descarga.

4. Válvula de bloqueo.

5. Bomba.

6. Derivación con válvula de contrapresión para líquido.

7. Derivación.

8. Válvula de bloqueo.

9. Medidor de desplazamiento positivo.

10. Válvula de bloqueo.

11. Válvula de bloqueo.
12. Válvula de bloqueo.
13. Válvula de retención.

D. Turbo-medidor.

1. Principio de operación.

Existen varios tipos de turbo-medidores en la industria petrolera, el más utilizado en la industria petrolera mexicana es el Rockwell con un rango de 2289 m/día mínimo y 11446 m/día máximo.

Este aparato mide el fluido que pasa a través de él sin importar la viscosidad ni la temperatura, debido a que está dotado de dos aditamentos llamados compensador de viscosidad y compensador de temperatura.

El compensador de viscosidad proporciona y mantiene invariable la relación de flujo de fluido y velocidad del rotor del medidor.

El compensador de temperatura controla el error que pueden causar los cambios de temperatura.

2. Instalación.

El turbo-medidor se instala en cualquier lugar donde se requiera su uso.

E. Computador de aceite y contenido de agua.

1. Principio de operación.

Está formado por un conjunto de dispositivos que se combinan de tal manera que dan como resultado la obtención de valores vo--

lumétricos de líquidos (aceite y agua) que pasan a través de él.

Lo constituyen dispositivos básicos y complementarios, siendo los primeros la celda de capacitancia, el chasis electromecánico y el tablero de registro e indicación y los segundos, un filtro, un medidor de desplazamiento positivo y una caja a prueba de explosión.

La capacitancia es la cantidad de energía eléctrica que puede ser almacenada en un sistema, mismo que consiste de dos conductores separados entre sí por medio de un material aislante como el aceite, con un potencial o voltaje dado.

La propiedad aislante del aceite varía de acuerdo con el contenido de agua, por lo que la capacitancia varía de acuerdo con el contenido de agua del líquido que fluye. A esta propiedad se le llama constante eléctrica, por lo que puede deducirse que la capacitancia de una celda es directamente proporcional a la constante dieléctrica del aceite.

El computador mide la capacitancia de la celda con el aceite que fluye a través de ella, y por medio de circuitos eléctricos genera una señal proporcional. Dicha señal es transformada por medio de transmisiones mecánicas y eléctricas para indicar el porcentaje de material en suspensión y agua, así como registrar en los contadores la cantidad correcta de líquido y de aceite limpio; estos datos se logran debido a que las señales de energía eléctrica de salida generadas por el chasis electromecánico, son enviadas al tablero de registro o indicación por medio de cables.

2. Instalación,

El computador se instala corriente abajo del tanque de medición, teniendo dos tipos de instalación de acuerdo con los tipos de descarga, por gravedad y por bombeo.

El diagrama es similar al de las instalaciones del medidor de desplazamiento positivo para ambos casos.

Capítulo VI

Muestreo y análisis de los fluidos manejados

A. Aspectos generales.

La determinación de la calidad del crudo es una de las operaciones más importantes dentro del manejo de los hidrocarburos en la superficie y para efectuarlo es necesario tomar muestras bajo las normas establecidas.

Debe tenerse cuidado para estar seguro de que la muestra sea representativa del volumen total del crudo. Errores de gran magnitud pueden introducirse como resultado de un muestreo incorrecto o inapropiado.

B. Técnicas de muestreo de fluidos.

1. Equipo.

Extractor: sirve para tomar muestras en un tanque a cualquier profundidad y evita que se contamine al sacarla. Está hecho de acero de baja tendencia a la chispa, es decir, que el acero no debe, al tener fricción con el crudo al desplazarlo dentro del tanque, producir chispas que provoquen el incendio del tanque.

Botella: es un envase de metal o vidrio donde se recolectan muestras al sumergirlo en un tanque o conectarlo a una válvula muestreadora. En el fondo tiene un contrapeso con el fin de poder sumergirlo en el tanque.

Portamuestras: es una probeta que sirve para detectar el porcentaje de agua del tanque.

Copa: sirve para mezclar varias muestras de un tanque y a partir de ahí hacerles pruebas para determinar valores de diferen-

tes propiedades a varias profundidades.

2. Métodos de muestreo.

Existen varias técnicas en el muestreo a tanques. La primera de ellas consiste en obtener una muestra compuesta, es decir, obtener varias muestras a diferentes profundidades y analizarlas independientemente para después promediar los resultados; o también mezclarlos en una copa y analizar la mezcla. Las profundidades de las muestras recolectadas dependerán del nivel del aceite en el tanque. Si se encuentra a su máxima capacidad se pueden recolectar tres muestras: una en la parte superior, una en la intermedia y la tercera en la parte inferior, cerca de la descarga. Si se encuentra a dos tercios de su capacidad total se toma una muestra en la parte superior y otra en la inferior. Si se encuentra a la mitad o menos se toma una muestra a la mitad de la columna de aceite.

Otra técnica consiste en obtener una muestra continua. Esta consiste en introducir el extractor o la botella tapada hasta el fondo del tanque, al llegar ahí se retira el tapón y se empieza a subir el envase a una velocidad uniforme, permitiendo que se recolecte una muestra del crudo que represente aproximadamente el 85% del volumen total del tanque.

Un método más, consiste en obtener una muestra corrida. Se introduce la botella o el extractor destapado en el aceite hasta la profundidad de descarga del tanque, llenándose el recipiente; al llegar al fondo se sube, renovándose el líquido contenido a una velocidad uniforme, permitiendo que se llene hasta alrededor del 85% de su capacidad.

Las válvulas muestreadoras constituyen otro procedimiento de muestreo. Son válvulas que se instalan en la pared del tanque.

Están formadas por un tubo que transpasa la pared del tanque y por una válvula de cierre. Cuando se inicia la toma de una muestra, primero se debe drenar un volumen igual a dos veces el de la válvula muestreadora, para evitar recolectar aceite estancado y después se toma la muestra. Debe procurarse que el volumen de las muestras que se obtiene de las diferentes válvulas sea el mismo.

3. Muestreo en tuberías de conducción,

a. Aceite,

Las muestras de crudo que se obtienen en tuberías se toman en conexiones que se encuentran preferentemente en líneas verticales, y si están en líneas horizontales, deben estar situadas arriba de la parte media del tubo y penetrar hasta el centro del mismo.

Una vez colectada la muestra se guarda en un contenedor para efectuar su análisis.

b. Gas,

El funcionamiento de los dispositivos de muestreo está basado en varios fenómenos físicos asociados con las partículas pequeñas, tales como su comportamiento bajo la influencia de fuerzas externas, las propiedades ópticas de las partículas sólidas y líquidas en medios gaseosos.

De acuerdo al principio de funcionamiento de los instrumentos de muestreo se dividen en dos grupos: de detección y colección de partículas.

De detección: el instrumento más empleado es el dispersor de luz, un dispositivo que mide la intensidad de la luz dispersa por las partículas suspendidas en la corriente de gas, obteniendo su concentración.

Colectores de partículas: en estos dispositivos se hace pasar una muestra de gas a través del colector, el cual separa las partículas suspendidas, las cuales se pueden examinar con el microscopio o bien por análisis físicos y químicos.

C. Análisis de fluidos,

1. De petróleo crudo,

a. Determinación de la densidad relativa,

La densidad relativa se define como la relación que existe entre el peso específico de una sustancia y el del agua ($\gamma = 1.0$).

Generalmente se mide a condiciones estándar, o sea, a una temperatura de 15.5 °C y 1 atmósfera de presión. Cuando se mide a condiciones diferentes a las estándar es necesario corregir este valor.

Otra manera de manejar la densidad relativa es con la escala de grados API, que se obtiene con la siguiente fórmula:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\gamma} - 131.5$$

Para obtener la densidad relativa del crudo se usa un densímetro o hidrómetro. La escala del mismo varía de acuerdo al tipo de crudo que se va a analizar y puede estar en grados API o en la escala de gravedad específica.

Para efectuar el análisis se usa un recipiente de metal o

vidrio, con una marca de aforo; se vacía el crudo en el recipiente, evitando la formación de burbujas y en el caso de formarse, eliminarlas. Después se introduce el densímetro hasta un nivel en el que flote libremente, cuidando que no roce las paredes del recipiente. Cuando se equilibra totalmente se toma la lectura en la que el nivel de crudo marque la escala del densímetro. Este será el valor de la densidad relativa (γ) a la temperatura del crudo.

b. Determinación de la presión de vapor.

Cuando los líquidos se evaporan, las moléculas que escapan de la superficie ejercen una presión parcial en el espacio, conocida como presión de vapor; esta presión depende de la temperatura y aumenta con ella para cada líquido. Cuando la presión que actúa sobre un líquido a cierta temperatura es igual a su presión de vapor, se presenta la ebullición.

La prueba de la determinación de la presión de vapor se puede dividir en tres etapas: El muestreo, la transferencia de la muestra del contenedor a la cámara de gasolina y el análisis de la presión de vapor.

El muestreo debe hacerse con especial cuidado para evitar la evaporación de los componentes ligeros, y por consiguiente alterar la composición de la muestra provocando que la presión de vapor sea diferente a la del crudo almacenado.

La transferencia de la muestra del contenedor a la cámara de gasolina, consiste en trasladar la muestra del contenedor a uno de los componentes que se usa para medir la presión de vapor, sin que transfiera el vapor que hay en el contenedor, pues alteraría el valor de la presión de vapor.

La última etapa es la medición de la presión de vapor, utilizando un aparato llamado recipiente de presión de vapor.

2. Análisis del contenido de agua y sedimentos.

Para efectuar este análisis existen los siguientes métodos:

- a. Método de la centrifuga.
- b. Método de depósito por gravedad.
- c. Método de destilación.

a. Método de la centrifuga.

Consiste en llenar dos tubos graduados hasta la marca del 50% con un solvente (benzol, tolueno, gasolina blanca) y añadir la muestra a analizar hasta la marca del 100%, agitarlos hasta que se mezclen bien; posteriormente se colocan en la centrifuga y se aplica una velocidad de 1500 rpm durante un tiempo que varía entre 3 y 10 minutos, dependiendo de las características de la mezcla.

Luego se leen directamente en los tubos graduados los porcentajes de agua y sólidos. Después se colocan nuevamente en la centrifuga por un tiempo igual, al final del cual se toma de nuevo la lectura. Si la diferencia de lecturas está fuera de un rango de 0.2% se vuelven a colocar en la centrifuga; cuando estén las lecturas en el rango, se suman y ese será el porcentaje de agua y sólidos en la muestra.

b. Método de depósito por gravedad.

Se usa un matraz de cristal de fondo plano el cual se llena con la muestra hasta la marca del 100% y se coloca en un calentador a una temperatura de 50 °C durante 24 horas. Después se retira

el matraz y se toma la lectura del porcentaje de agua y sólidos.

c. Método por destilación.

Para esta prueba se toman 100 cm^3 de la muestra y se colocan en un matraz de 500 cm^3 , se agregan 100 cm^3 de gasolina y 25% de benzol. El matraz se coloca en el aparato para destilación de agua que consiste en un refrigerante de 30.5 cm de longitud y una trampa de 10 cm^3 con el objeto de que el agua no vuelva al matraz.

Se calienta el matraz hasta 150°C con lo que el agua que hay en la muestra se evapora y al pasar por el refrigerante se condensa y escurre a la trampa, donde se almacena. La lectura del porcentaje de agua se toma directamente en la trampa.

Conclusiones

Las operaciones de producción en superficie, de los pozos productores de petróleo, requieren de gran cuidado en su realización para lograr buenos resultados en cuanto a producción continua y obtenida con el fin de tener los más altos rendimientos económicos.

Si se conocen las instalaciones adecuadamente, así como los factores que intervienen en cada etapa de la producción en superficie, es más factible alcanzar buenos resultados.

Toda operación en superficie habrá de ser estudiada y analizada antes de llevarse a cabo.

Bibliografía

1. Sánchez Zamora Martín: "Diseño de baterías de separación", Pemex, 1981.
2. Acero Hernández Ramiro: "Notas de su clase de manejo de la producción en superficie", Facultad de Ingeniería, U.N.A.M. México, 1991.
3. Gomez Cabrera José A.: Apuntes de manejo de la producción en superficie, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M. México, 1987.
4. García Lugo María de los Angeles: Control de arena en un pozo petrolero, Tesis profesional, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M. 1985.
5. Uresti Escudero Luis A.: Fundamentos de la separación aceite-gas y estabilización de líquidos, Tesis profesional, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M. México, 1979.
6. Gutiérrez Santamaría Noel: "Apuntes de plantas de almacenamiento de aceite y gas, Departamento de Ingeniería de Producción. I.M.P. México, 1988.