

CAPÍTULO 4

MÉTODOS DE PERFORACIÓN

4.1. INTRODUCCIÓN

La ubicación natural de los yacimientos petroleros, es por su origen, generalmente con alto nivel de incertidumbre. En una etapa inicial la perforación se hizo de tal manera, que una vez ubicada la formación productora, se busca situarse en un punto de la superficie terrestre en línea perpendicular al plano horizontal definido por el yacimiento, posteriormente se establecía la comunicación entre este y la superficie por medio de la perforación de un pozo, a este tipo de perforación se le conoce como perforación vertical (Mendoza y Pichardo, 2000).

Con el incremento de los trabajos de perforación y por las diferentes características de los yacimientos, surgieron diversos obstáculos que impidieron la aplicación de la perforación vertical; como ocurre con los yacimientos que se encuentran por debajo de áreas inaccesibles verticalmente (zonas urbanas o zonas restringidas ecológicamente, como lagunas, ríos, pantanos o montañas). Consecuentemente, la forma posible para explotar estos yacimientos es a través de pozos direccionales, perforados desde una localización ubicada a cientos de metros del yacimiento. Por otro lado, el desarrollo de yacimientos marinos resultaría incosteable si no fuese posible perforar varios pozos direccionales desde una misma plataforma. Adicionalmente, la perforación direccional nos permite solucionar problemas mecánicos que suelen presentarse al perforar (pescados, colapsos de TR'S, etc.) y la reubicación de objetivos.

El diseño de la perforación de pozos es un proceso sistemático y ordenado, este proceso requiere que algunos aspectos se determinen antes que otros, por ejemplo, la predicción de presión de fracturamiento, requiere que la presión de formación sea estimada previamente. Las etapas a seguir durante el diseño de pozos petroleros están bien identificadas y son las siguientes (Un siglo de la perforación en México, 2000):

- Recopilación de la información disponible.
- Predicción de presión de formación y fractura.
- Determinación de la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento.
- Selección de la geometría y trayectoria del pozo.
- Programa de fluidos de perforación del pozo.
- Programa de barrenas.
- Diseño de tuberías de revestimiento y programa de cementación.
- Diseño de las sartas de perforación.
- Programa hidráulico.
- Selección del equipo de perforación.
- Tiempos estimados de perforación.
- Costos de la perforación.

Debido a que este proceso es general, puede aplicarse para el diseño de cualquier tipo de pozo y cuyo único requerimiento consiste en aplicar la tecnología adecuada en cada etapa. La planeación de la perforación de un pozo, requiere de la integración de ingeniería, seguridad, ecología, costo mínimo y utilidad.

4.2 OBJETIVO DE LA PERFORACIÓN

El objetivo de la perforación es construir un pozo útil, que corresponde con un conducto desde el yacimiento hasta la superficie que permita su explotación racional en forma segura y al menor costo posible (Un siglo de la perforación en México, 2000).

4.3 PLAN Y PROGRAMA DE PERFORACIÓN

Antes de iniciar la perforación de un pozo, ya sea exploratorio o de desarrollo, es necesario elaborar un plan y un programa, el primero nos indicara las acciones que deben tomarse en cuenta para realizar el proyecto; mientras que el segundo nos ayudara a realizarlo en tiempo y forma. Por esta razón es necesario tomar en cuenta los siguientes aspectos para cumplir de manera satisfactoria con el proyecto (Varilla, 2008):

- Ubicación geográfica.
- Selección del equipo de perforación.
- Selección adecuada de las barrenas.
- Diseño de la sarta de perforación.
- Programa de lodos a utilizarse.
- Equipo de corte y recuperación de núcleos.
- Estimación de costos.

4.3.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

La ubicación geográfica adecuada de un pozo petrolero juega un papel estratégico, ya que al no contar con una buena ubicación, se elevarían los costos, debido a que implicaría un mayor gasto en el traslado de equipo y herramientas en caso de ser necesarios; para realizar la mencionada ubicación se utilizan tanto Coordenadas Geográficas, como Coordenadas U.T.M. (Universal Transversal de Mercator) (Varilla, 2008); que son sistemas geográficos universales y están referidas a cierta posición con respecto a un sistema de proyección.

Para poder perforar un pozo, se requiere de uno o más puntos para ubicar la trayectoria que debe de seguir un pozo, las coordenadas nos indicarán la posición desde la cual se inicia la perforación y otra coordenada nos indicará el punto en el que se localiza el objetivo definiendo así, si el pozo será vertical o direccional; sin embargo, es posible que un pozo sea perforado para alcanzar más de un objetivo.

4.3.2 SELECCIÓN DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN.

La selección del equipo de perforación adecuado es otro aspecto importante, ya que al no contar con el que se ajuste a las necesidades de acuerdo al proyecto, podemos encontrarnos en la situación de estar limitados o excedidos de él. El equipo de perforación tiene dos funciones básicas, la primera es subir y bajar la tubería, barrenas y otros equipos dentro del pozo, la segunda función es proporcionarle rotación a la sarta de perforación.

Para poder seleccionar un equipo de perforación específico, se deben determinar los requerimientos del pozo a perforar, dentro de los más importantes se encuentran: diámetro del agujero a perforar, potencia hidráulica, tipo y configuración de las sartas de perforación, programa de tuberías de revestimiento, por mencionar algunos.

En casi todos los casos, por lo menos uno de los criterios de selección del equipo no se cumple y por lo tanto la perforación se llevara a cabo bajo condiciones limitadas (Varilla, 2008). El proceso de selección del equipo adecuado consiste en determinar la capacidad de operación mínima necesaria del equipo, esto es de acuerdo con los requerimientos y experiencia en pozos ya perforados en la zona.

4.3.3 SELECCIÓN DEL TIPO ADECUADO DE BARRENAS.

Durante la planeación de un pozo, se deben seleccionar los tipos de barrenas a usarse de acuerdo a las características de la formación y al diseño actual que se tenga. Hoy en día, existen diversos tipos de barrenas para la perforación de un pozo. Uno de los objetivos en la selección de barrenas es la de reducir los costos de perforación.

Los nuevos desarrollos en la tecnología de las barrenas facilitan la selección de una barrena adecuada a la formación, logrando así un mayor nivel de operación. Para la planeación del programa de barrenas de un pozo a perforarse, se procede como sigue (Un siglo de la perforación en México, 2000):

- a) El ingeniero de diseño encargado de la planeación del pozo, deberá de llevar a cabo una selección inicial de las barrenas, basado en los objetivos, riesgos y geometría.
- b) Se debe efectuar un estudio detallado de los registros de barrenas de los pozos vecinos, para que el programa sea un promedio del área.
- c) El programa de barrenas y los programas operacionales deberán de afinarse, para lograr que el pozo a perforar rebasa la operación promedio del área.

4.3.4 DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN.

El objetivo del diseño de las sartas, es dar a conocer los diferentes tipos de sartas de perforación, programadas durante las etapas de perforación y terminación de un pozo. En todo diseño de sartas se deben de considerar las siguientes herramientas que son fundamentales para la perforación de un pozo (Un siglo de la perforación en México, 2000):

- | | |
|--------------------------------------|--|
| 1) Lastra barrenas (Drill Collar). | 7) Combinaciones de enlace. |
| 2) Estabilizadores. | 8) Doble caja liso. |
| 3) Herramienta permisora (martillo). | 9) Doble caja estabilizador. |
| 4) Junta de seguridad. | 10) Válvula de contrapresión. |
| 5) Tubería pesada (H.W). | 11) Válvula de seguridad (Válvula de pie). |
| 6) Tubería de perforación (T.P). | |

En lo que concierne a la tubería de perforación esta es seleccionada de acuerdo a un análisis de esfuerzos, bajo los cuales será sometida durante toda su vida útil; debe de estar diseñada para soportar la presión interna, la presión al colapso, la tensión, la torsión entre otros factores.

4.3.5 PROGRAMA DE LODOS A UTILIZARSE

Otro de los aspectos importantes en el diseño de un pozo, es la selección del fluido de perforación. Parte de los problemas que ocurren durante la perforación de los pozos, están relacionados directa o indirectamente con el tipo y las propiedades de dicho fluido.

Dentro de los problemas, que se pueden generar, se encuentran las pérdidas de circulación, los brotes, resistencias, atrapamientos de sarta por inestabilidad de la formación, pegaduras por presión diferencial, bajos ritmos de penetración y daño a la formación productora.

La selección del fluido de perforación, debe hacerse de acuerdo a las condiciones y problemáticas específicas del campo a perforar. Cada etapa del programa se debe de analizar detalladamente. Los problemas registrados en los pozos vecinos, dan indicios de las áreas de oportunidad, que se deben enfocar a fin de optimizar el programa de fluidos. Mediante una adecuada selección, se puede eliminar una buena parte de los problemas mencionados (Un siglo de la perforación en México, 2000).

El desarrollar un buen programa de lodos es importante durante la perforación, ya que de acuerdo al tipo de formación que se tenga, será el tipo de lodo que se utilice; por otra parte, como sabemos el lodo nos ayudara a controlar la presión mediante la columna hidrostática que se forme, también tiene la función de lubricar a la barrena y sacar los recortes.

Por otra parte es importante evitar el daño, que el lodo ocasione a la formación para posteriores estudios, como la toma de registros, que pueden verse afectados por el enjarre del lodo que se acumule en la pared del pozo (Varilla, 2008).

4.3.6 PROGRAMA DE TOMA DE INFORMACIÓN.

Desde la planeación del pozo, se incluye un programa para la toma de información, que consiste en determinar los intervalos o profundidades en los que se van a correr registros geofísicos de pozo, se cortan núcleos y se efectúa alguna prueba de formación o producción (Un siglo de la perforación en México, 2000). Con esta información obtenida podemos determinar la columna geológica, características de las formaciones atravesadas y también las características de los fluidos contenidos en ellas.

Los núcleos son fragmentos de roca relativamente grandes, que son cortados por barrenas especiales. Un núcleo proporcionará mayor información sobre la litología y contenido de los fluidos, siempre y cuando no esté contaminado; para evitar la contaminación se utilizan lodos especiales y al recuperarlo en la superficie, es necesario meterlo en una manga protectora para preservarlo y llevarlo al laboratorio para su análisis.

El corte de núcleos se puede realizar de diferentes maneras, como son el muestreo convencional, muestreo de diamante, muestreo con cable, muestreo con circulación inversa y muestreo de pared. La obtención de núcleos es considerado como un método directo y la obtención de datos mediante registros geofísicos como un método indirecto.

La prueba de formación, consiste en hacer una terminación temporal del pozo y de ésta manera provocar que la formación se manifieste. Para lograr esto es necesario crear una presión diferencial a favor de la formación; para crear esta presión diferencial se necesita aislar la formación que va a ser probada, suprimiendo la presión hidrostática.

Para aislar la formación, se utiliza un empacador o tapón especial, quedando en comunicación la formación con la superficie, por lo que actuará solo en ella la presión atmosférica, la cual permite que los fluidos de la formación fluyan hacia el pozo y luego hasta la superficie.

El objetivo de las pruebas de formación es el de crear las condiciones favorables para que fluya la formación productora y, de esta manera, obtener la información del comportamiento de las propiedades de los fluidos y la formación.

Con esta información y con la anteriormente obtenida, se evalúa la capacidad de producción de dicha formación para saber si es comercial su explotación. La prueba de formación se efectúa durante la perforación, por lo que siempre se realizan en agujero descubierto (Un siglo de la perforación en México, 2000).

La prueba de producción, tiene la característica que se realiza con una tubería de revestimiento cementada y la mayoría de las veces se realizan las perforaciones para comunicar la formación con el pozo.

La operación es la misma que en una prueba de formación, pero aquí se tiene la ventaja de que el intervalo a probar quedará bien aislado, mediante un sello perfecto del empacador con la tubería de revestimiento (Principios de terminación de pozos, capítulo 1).

4.3.7 ESTIMACIÓN DE COSTOS.

La determinación de los costos afecta en gran medida la realización de cualquier proyecto, en este análisis se deben de tener contemplados, cuando menos los aspectos siguientes:

Perforación del pozo, tuberías de perforación, tubería de revestimiento, tubería de producción, cabezales, logística del pozo (preparación del sitio, equipo y servicio de muestreo, registros geofísicos de pozo, lodo y productos químicos, cemento y servicios de cementación, transporte de personal, barrenas, renta de equipo, costo de operación y producción, etc.), parámetros que nos proporcionan, indicadores sobre la factibilidad de la realización.

Es importante considerar que si no existe una buena localización, varios de los aspectos ya mencionados elevaran el costo, lo mismo ocurrirá si se modifica la profundidad del pozo (Varilla, 2008).

4.4. PERFORACIÓN DIRECCIONAL.

4.4.1 ANTECEDENTES.

La perforación direccional tuvo sus inicios en la década de los años veinte del siglo pasado, ya que en 1930 se perforó el primer pozo direccional controlado en Huntington Beach, California. En nuestro país, el primer pozo direccional registrado, fue perforado en 1960 en las Choapas, Veracruz (Un siglo de la perforación en México, 2000).

En sus principios, esta tecnología surgió como una operación de remedio, la cual se ha seguido desarrollando, de tal manera que ahora se considera una herramienta de gran utilidad para la optimización de yacimientos.

Comprende aspectos tales como: tecnología de pozos horizontales, de alcance extendido y multilaterales, el uso de herramientas que permiten determinar la inclinación y dirección de un pozo durante la perforación del mismo (MWD), estabilizadores y motores de fondo de calibre ajustable, barrenas bicéntricas, por mencionar algunos.

Actualmente en la Cuenca de Burgos se hace uso de la perforación direccional para evitar fallas, fracturas y también para acceder a yacimientos que se encuentren juntos, utilizando el mismo pozo.

4.4.2 DEFINICIÓN

La perforación direccional se define como la práctica de controlar la dirección e inclinación de un pozo a una ubicación u objetivo debajo de la superficie, y un pozo direccional es aquel que se perfora a lo largo de una trayectoria planeada para alcanzar el yacimiento en una posición predeterminada, localizada a determinada distancia lateral de la localización superficial del equipo de perforación.

Para alcanzar el objetivo es necesario tener control del ángulo y la dirección del pozo, las cuales son referidas a los planos vertical (inclinación) y horizontal (dirección) (Bourgoyne, 1991).

4.4.3 OBJETIVO DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL

La perforación direccional tiene como objetivo, el alcance de una ubicación subterránea preestablecida a través de una trayectoria planificada. Se puede entender como un proceso tridimensional, es decir, la barrena no solo penetra verticalmente sino que se desvía intencionalmente o no hacia los planos X-Y, donde el plano "X" se define como el plano de dirección y "Y" como el de inclinación.

Luego entonces, los ángulos asociados con los desplazamientos en los planos "X" y "Y" son llamados ángulos de dirección y de inclinación respectivamente (Figura 4.1) (Un siglo de la perforación en México, 2000).

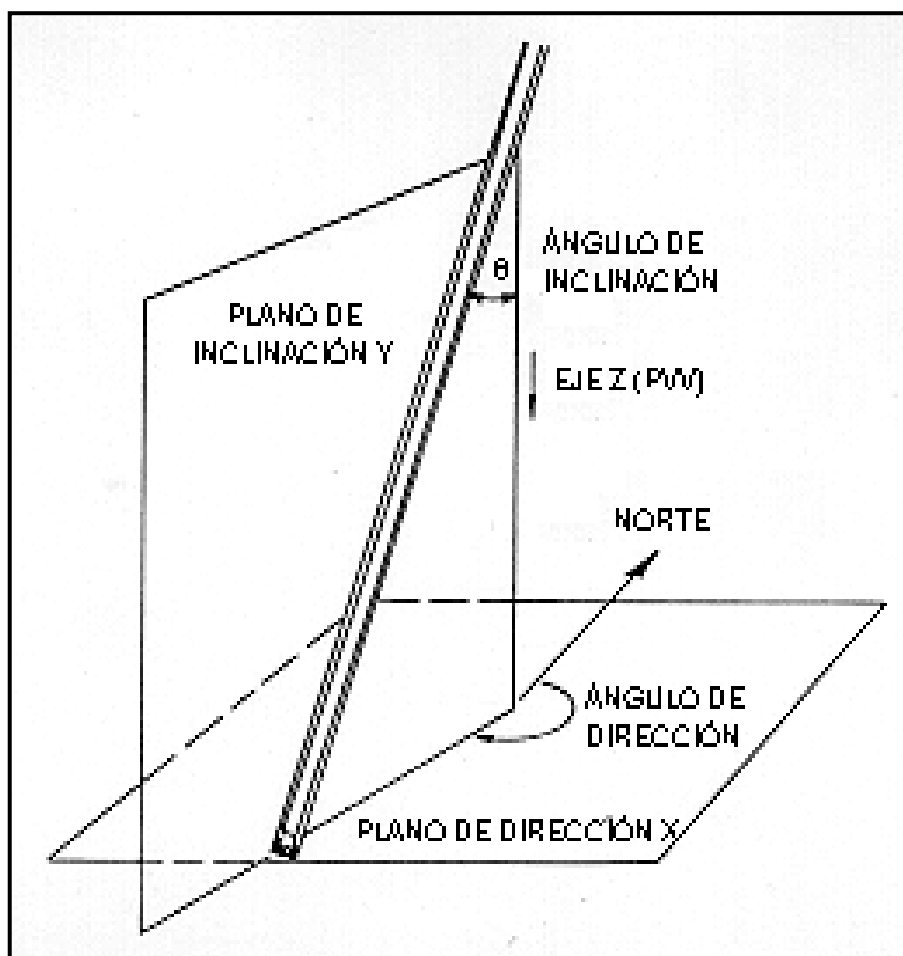


Figura 4.1 Planos de inclinación y dirección conforme un pozo avanza en el plano de la profundidad (Tomada de Un siglo de la perforación en México, 2000).

4.4.4 TIPOS DE POZOS.

Existen varios tipos de perfiles de pozos direccionales, diferenciados tanto por su forma, su función, limitaciones geológicas, geomecánicas, económicas y de operación. Con base en las perforaciones que se han venido realizando en los últimos años, los más frecuentemente usados son: pozos tipo tangencial, pozos tipo “S”, pozos tipo “J”, pozos inclinados, pozos horizontales y pozos multilaterales (Cárdenas, 2008). Los pozos direccionales considerando el objetivo planteado pueden tener un sinnúmero de trayectorias, donde la principal limitante es la imaginación, aspectos económicos y técnicos propios de esta tecnología; no obstante en la literatura se encuentra la siguiente categoría de acuerdo a la trayectoria que presentan:

TIPO I: La configuración de estos pozos tiene como característica que la desviación inicial se presenta a poca profundidad, el ángulo de inclinación que alcanza el pozo se mantiene constante hasta llegar al objetivo (Cárdenas, 2008). Esta configuración se aplica usualmente en pozos de profundidad moderada, en regiones en las que la producción se encuentra en un solo intervalo y en las que no se requieren sargas intermedias de revestimiento, también se utiliza en pozos de mayor profundidad en los que se requiere mucho desplazamiento lateral (Figura 4.2).

T I P O II: Es el pozo que describe una trayectoria en forma de “S”, para lograr tan caprichosa configuración la desviación se inicia también cerca de la superficie; la inclinación se mantiene hasta que se logra casi todo el desplazamiento lateral, seguidamente se reduce al ángulo de desviación hasta volver el pozo a la vertical hasta el objetivo (Cárdenas, 2008). Por su geometría esta configuración puede traer algunos problemas durante la perforación y se utiliza principalmente para perforar pozos con intervalos productores múltiples, o en los que hay limitaciones impuestas por el tamaño y la localización del objetivo (Figura 4.2).

T I P O III: En este tipo de pozos la desviación se comienza a una gran profundidad por debajo de la superficie y el ángulo promedio de inclinación se mantiene constante hasta llegar al objetivo (Cárdenas, 2008). Esta configuración es particularmente apropiada para situaciones como las de perforación a través de fallas o de domos salinos, o en cualquier situación en las que se requiera reperfilar o reubicar la sección inferior del pozo (Figura 4.2).

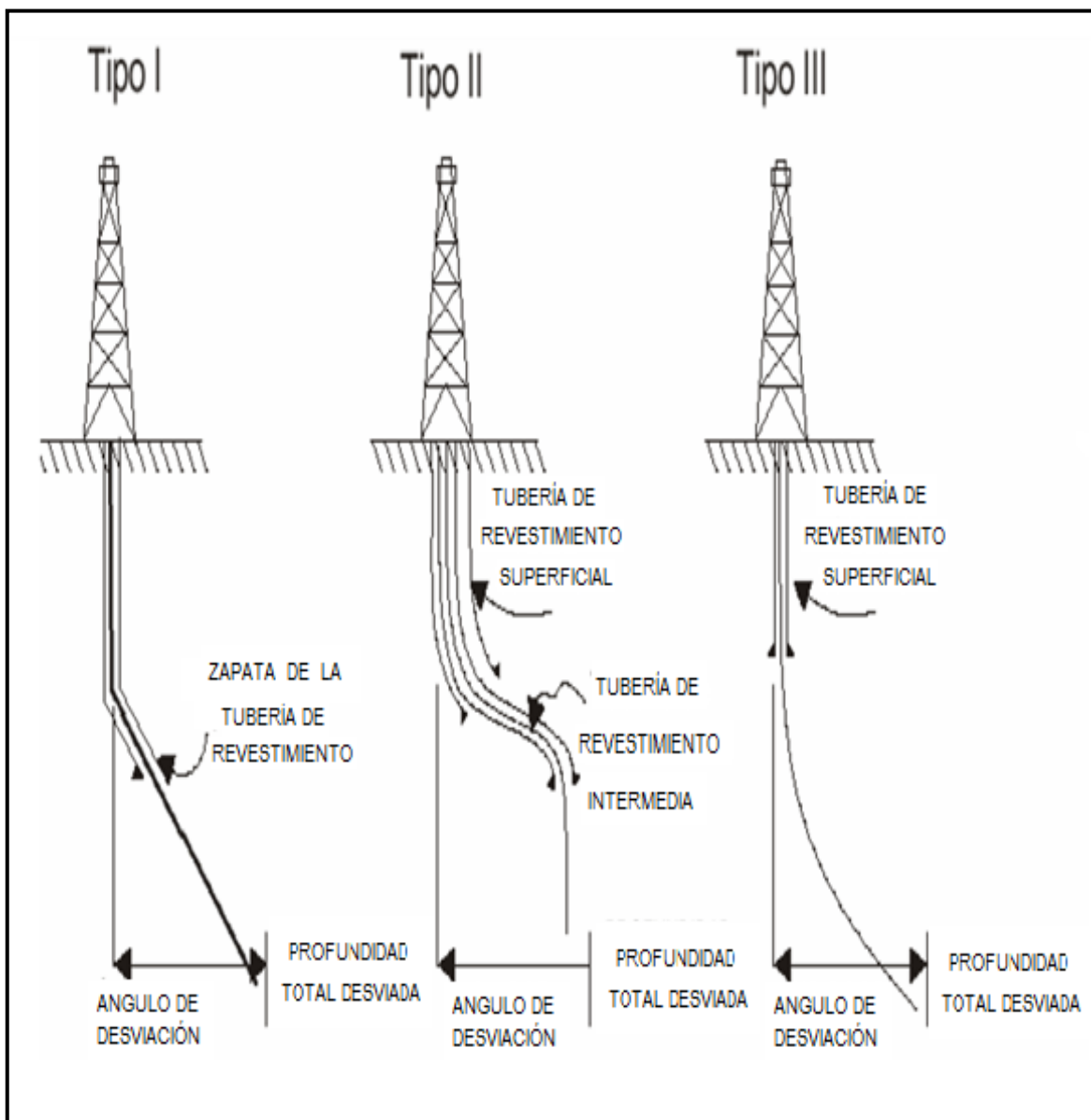


Figura 4.2. Patrones de desviación típicos de la perforación direccional (Tomado de Cárdenas Vences, 2008).

4.4.5 APLICACIÓN DE LOS POZOS DIRECCIONALES.

Esta tecnología tiene múltiples aplicaciones, por lo que a continuación se mencionan las más trascendentes:

- 1) **Controlar o matar un Reventón de un pozo:** Es una de las aplicaciones de más riesgo en la perforación direccional; en esta aplicación se perfora un pozo direccional el cual tiene el objetivo de mermar la presión de formación, mediante la inyección de fluidos de perforación con alta densidad (Figura 4.3.A) (Vázquez, 2008).
- 2) **Pozos costa fuera:** Una de las aplicaciones más comunes de la perforación direccional en la actualidad, es en pozos costa afuera, ya que erigir una sola plataforma de producción cuesta millones de dólares y erigir una para cada pozo no sería económico; pero usando la perforación direccional se pueden perforar varios pozos desde una sola plataforma desviándolos después, de modo que lleguen a la cima del yacimiento, se debe de respetar el espaciamiento requerido entre pozos (Figura 4.3.B) (Vázquez, 2008).
- 3) **Pozos Exploratorios:** También se usa la perforación direccional controlada en la perforación de pozos exploratorios, para localizar el contacto agua-aceite, y la localización exacta de planos de fallas (Figura 4.3.C).
- 4) **Perforación en fallas geológicas:** Esta aplicación se utiliza para el control de fallas, en este caso el pozo es desviado a través de la falla o en paralelo con ella, por lo que se elimina el riesgo de perforar pozos verticales a través de planos de fallas muy inclinados, al seguir la dirección preferencial del plano de falla con la sarta de perforación, lo que puede ocasionar el deslizamiento y perforación de las sartas de revestimiento, así mismo, se elimina el riesgo de tener que perforar a través del plano de una falla que en el caso de ocurrir un sismo, si se mueven bloques se podría mover y cortar la tubería de revestimiento (Figura 4.3.D).
- 5) **Localidades inaccesibles:** Esta es una de las razones por las que más se utiliza este método, cuando se tiene la necesidad de situar el equipo de perforación a cierta distancia horizontal del yacimiento, como ocurre cuando los intervalos productores se encuentran debajo de ríos, montañas, ciudades, selvas, etc (Vázquez, 2008).
- 6) También se utiliza este método cuando los pozos en el mar se encuentran relativamente cerca de la línea de costa, y la perforación en tierra resulta ser de mayores beneficios que perforar en mar (Figura 4.4.E).

- 7) Perforación a través de Domos Salinos:** Este método es utilizado para alcanzar los intervalos productores que frecuentemente están situados bajo el tope protuberante de un diapiro de sal (canopie); el pozo se perfora primeramente cortando lo que está arriba de la estructura salina y posteriormente se desvía para que penetre bajo la protuberancia (Figura 4.4.F).
- 8) Discordancias:** Estos son casos especiales debido a que pueden ocurrir múltiples cuerpos arenosos próximos que pueden ser perforadas con un simple pozo, en algunos casos las areniscas se encuentran separadas por una discordancia o por una falla; se requiere en estos casos un gran número de pozos verticales para producir cada horizonte arenoso, sin embargo, con un pozo direccional se pueden penetrar varios cuerpos arenosos lo cual significa una gran reducción en los costos de producción (Figura 4.4.G).
- 9) Desviación lateral y enderezamiento:** Se utiliza primordialmente para apartarse de una obstrucción (como puede ser un pez, casquete de gas, etc), desviando el pozo y librando la zona problemática; también se aplica como una acción correctiva cuando el pozo se ha torcido gravemente (Figura 4.4.H).
- 10) Pozos Horizontales y Multilaterales:** Estas dos aplicaciones se pueden explicar de la siguiente forma: Cuando el pozo direccional alcanza un ángulo de 90° este se vuelve un pozo horizontal (Figura 4.5.I), desde esta posición o en una posición indicada se pueden hacer ventanas para perforar varios pozos direccionales (pozos multilaterales); desde una sola plataforma petrolera disminuye los costos operativos al maximizar la utilización de una sola instalación en vez de una por cada pozo a perforar (Figura 4.5.J) (Vázquez, 2008).
- 11) Construcción de oleoductos y/o gasoductos:** En el campo de la comercialización y distribución de los hidrocarburos, la perforación direccional se utiliza para construir huecos para la instalación de ductos sin afectar el medio ambiente.

Estas son algunas de las aplicaciones que actualmente se utilizan cuando se perforan pozos horizontales en el mundo, sin embargo, es muy seguro que los nuevos métodos de perforación y recuperación de hidrocarburos ampliarán el abanico de aplicaciones en el corto y mediano plazo (Vázquez, 2008).

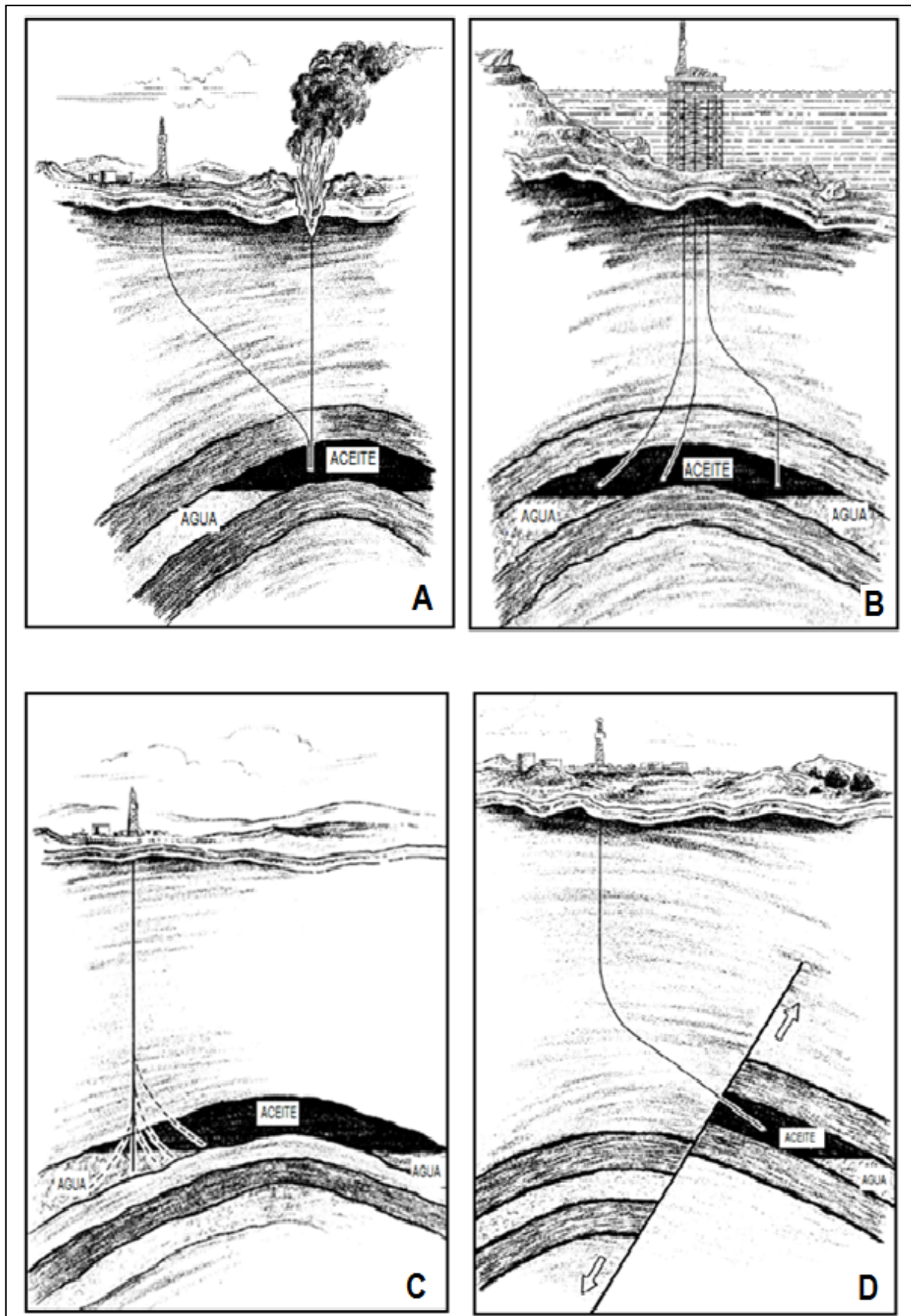


Figura 4.3. Desviaciones típicas en la perforación direccional
(Tomado de PetroSkills OGCI, 2007).

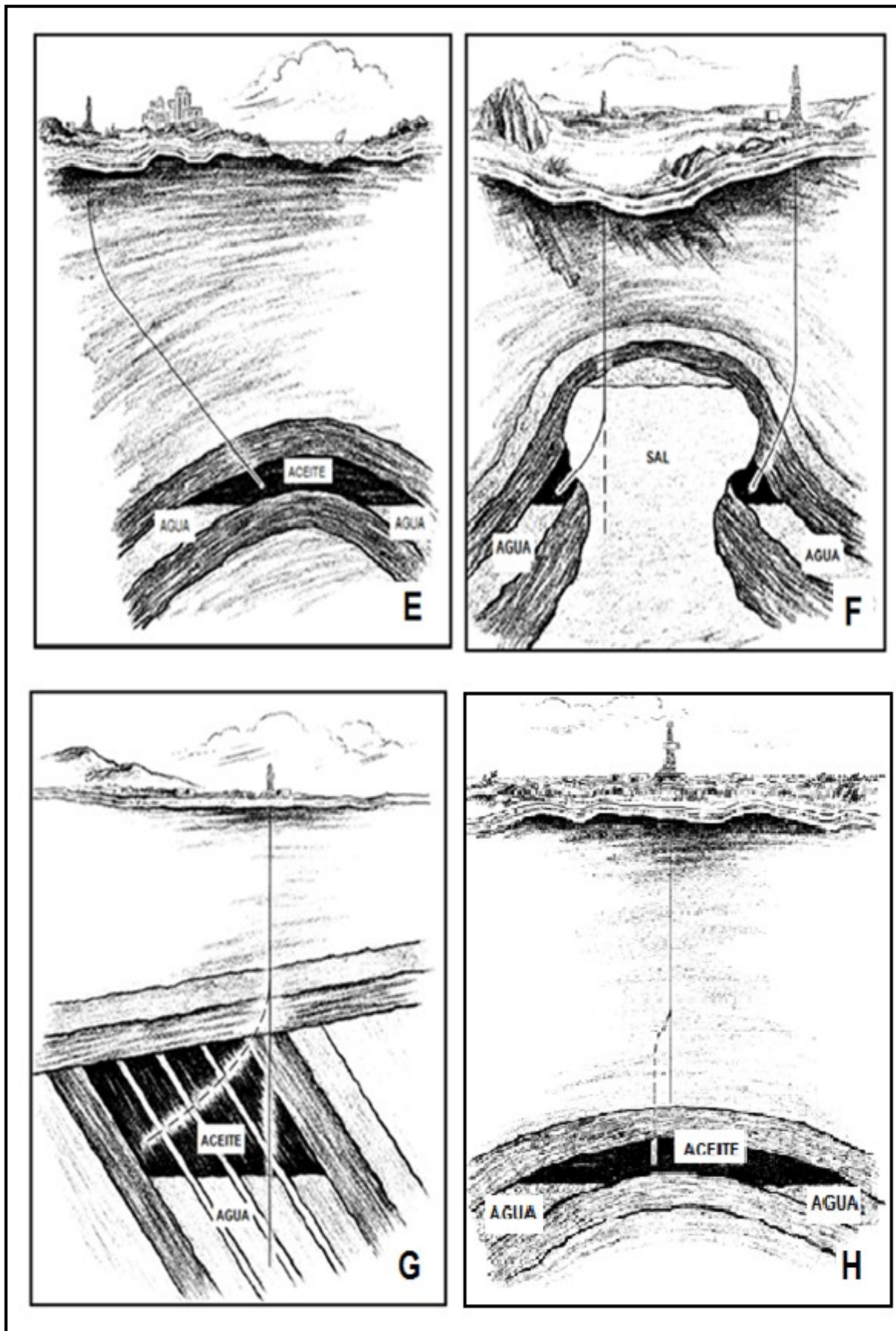


Figura 4.4. Desviaciones típicas en la perforación direccional
(Tomado de PetroSkills OGCI, 2007).

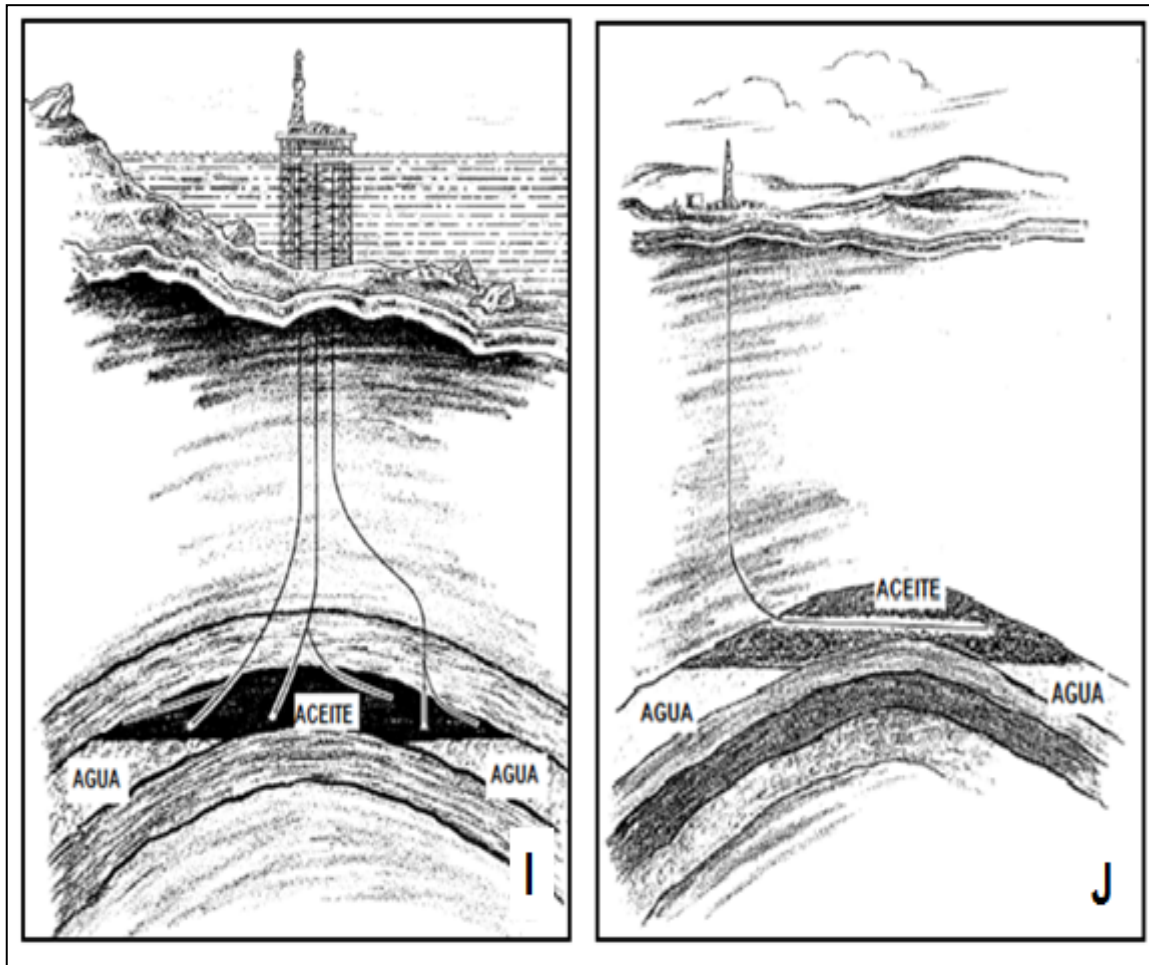


Figura 4.5. Desviaciones típicas en la perforación direccional
(Tomado de PetroSkills OGCI, 2007).

4.4.6 CONCEPTOS BÁSICOS

PROFUNDIDAD DESARROLLADA (PD)

Es la distancia medida a lo largo de la trayectoria real del pozo, desde el punto de referencia en la superficie, hasta el punto de registros direccionales (Vázquez, 2008). Esta profundidad siempre se conoce, ya sea contando la tubería o por el contador de profundidad de la línea de acero (Fig. 4.6.A).

LA PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA (PVV)

Es la distancia vertical desde el nivel de referencia de profundidad, hasta un punto en la trayectoria del pozo (Vázquez, 2008). Este es normalmente un valor calculado (Fig. 4.6.B).

INCLINACIÓN (DRIFT)

Es el ángulo (en grados) entre la vertical local, dada por el vector local de gravedad como lo indica una plomada, y la tangente al eje del pozo en un punto determinado (Vázquez, 2008). Por convención, 0° corresponde a la vertical y 90° a la horizontal (Fig. 4.7.A).

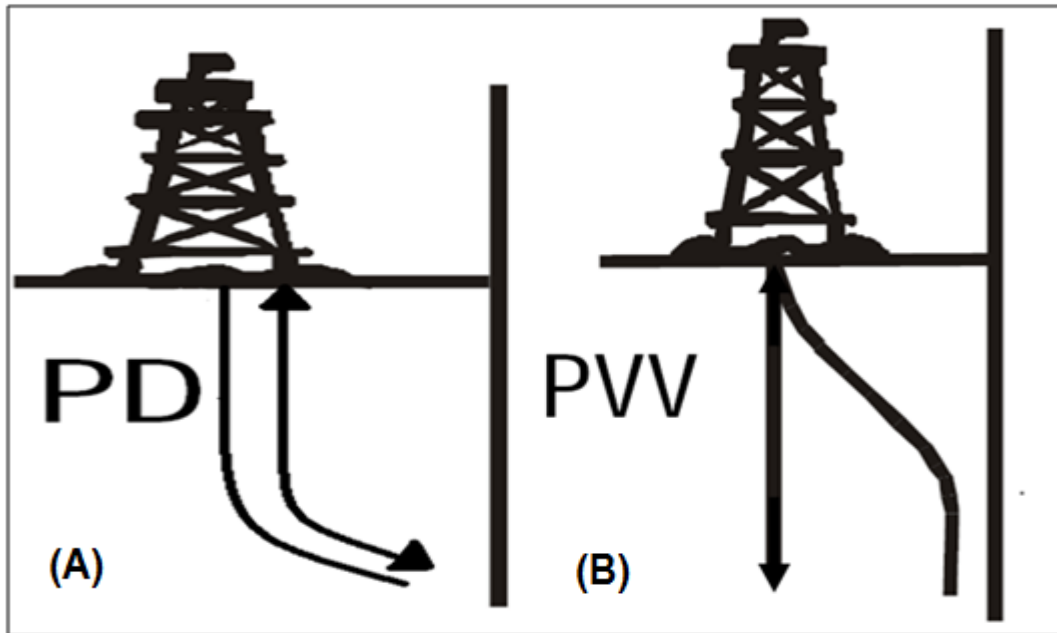


Fig. 4.6 Profundidad desarrollada y profundidad vertical verdadera en un pozo direccional (Tomado de Un siglo de la perforación en México, 2000).

AZIMUTH (DIRECCIÓN DEL POZO)

El azimuth de un pozo en un punto determinado, es la dirección del pozo sobre el plano horizontal, medido como un ángulo en sentido de las manecillas del reloj, a partir del norte de referencia. Esta referencia puede ser el norte verdadero, el magnético o el de mapa, por convención se mide en sentido de las manecillas del reloj (Vázquez, 2008). Todas las herramientas magnéticas proporcionan la lectura del azimuth con respecto al norte magnético. Sin embargo, las coordenadas calculadas posteriormente, están referidas al norte verdadero o norte geográfico (Fig. 4.7.B).

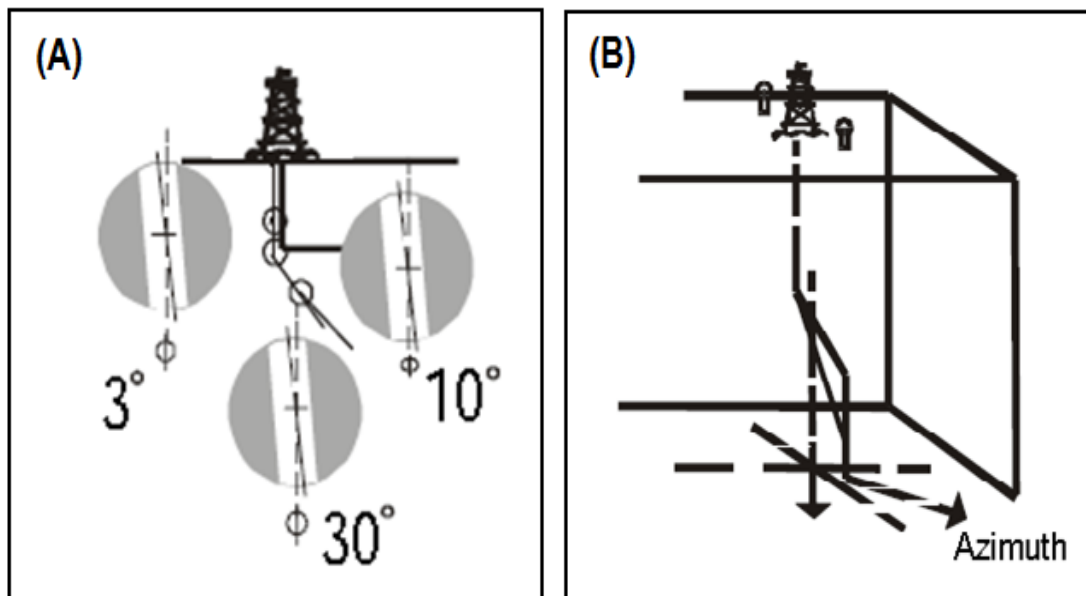


Fig. 4.7 Inclinación y azimuth en un pozo direccional (Tomado de Un siglo de la perforación en México, 2000).

DESPLAZAMIENTO HORIZONTAL (HD)

Es la distancia total y lineal, en el plano horizontal, del conductor del pozo al objetivo del mismo.

PATA DE PERRO (DOG LEG)

Es la curvatura total del pozo (la combinación de cambios en inclinación y dirección) entre dos estaciones de registro direccional, se mide en grados (Un siglo de la perforación en México, 2000).

SEVERIDAD DE LA PATA DE PERRO

Es la magnitud de la pata de perro, referida a un intervalo estándar (por convención se ha establecido de 100 piés o 30 metros). La severidad se reporta en grados por cada 100 pies o grados por cada 30 metros. Es conveniente mantener las severidades tan bajas como sea posible en la perforación convencional (menos de 3 o 4°/100 pies).

Las severidades altas pueden provocar problemas en el pozo tales como ojos de llave, atrapamientos de tubería o desgaste de la misma o de la tubería de revestimiento (Un siglo de la perforación en México, 2000).

NORTE MAGNÉTICO

Es la dirección de la componente horizontal del campo magnético terrestre en un punto seleccionado sobre la superficie de la Tierra.

LADO ALTO DEL POZO

Es el lado directamente opuesto a la fuerza de gravedad. El punto que representa el lado alto es importante para orientar la cara de la herramienta; es conveniente señalar que a una inclinación de 0° no existe lado alto, en este caso, los lados del pozo o de la herramienta de registros direccionales son paralelos al vector de gravedad, y no existe un punto de intersección desde el cual se pueda definir un lado alto (Un siglo de la perforación en México, 2000).

Otro concepto importante es que sin inclinación (0°), el pozo no tiene dirección horizontal, es decir, el eje del pozo se representaría como un punto y no como una línea sobre el plano horizontal.

HERRAMIENTA (DE FONDO)

Es cualquier elemento o dispositivo que se incluya en el aparejo de perforación y se corra dentro del pozo. Los motores de fondo, las camisas MWD, las herramientas de registros direccionales, etc., son ejemplos de herramientas de fondo.

CARA DE LA HERRAMIENTA (TOOLFACE)

El término se usa en relación a las herramientas desviadoras o a los motores dirigibles y se puede expresar en dos formas:

1.- Física. El lugar sobre una herramienta desviadora, señalado comúnmente con una línea de marca, que se posiciona hacia una orientación determinada mientras se perfora, para determinar el curso futuro del pozo.

2.-Conceptual. En el pozo, el término “(cara de la herramienta toolface)” es a menudo utilizado como frase corta para referirse a la orientación de la misma (orientation toolface). Por ejemplo, puede ser la orientación del sustituto de navegación de un motor dirigible, expresada como una dirección desde el Norte o desde la boca del pozo.

La orientación de la cara de la herramienta, como ya se mencionó, es la medida angular de la cara de una herramienta flexionada con respecto al lado alto del pozo o al Norte (Un siglo de la perforación en México, 2000).

INTERFERENCIA MAGNÉTICA

Son los cambios en el campo magnético de la Tierra en las cercanías de la herramienta de registro, causados por la presencia de la tubería de revestimiento u otras tuberías en el pozo, en pozos cercanos o por las propiedades magnéticas de la misma formación.

CORRECCIÓN POR DECLINACIÓN MAGNÉTICA

Es la corrección angular en grados, para convertir una lectura magnética a una lectura de norte verdadero.

4.4.7 TIPOS DE TRAYECTORIAS

El primer paso en la planeación de un pozo direccional es diseñar la trayectoria del agujero para alcanzar el objetivo programado. El diseño inicial debe proponer los diferentes tipos de trayectoria que pueden ser perforados económicamente (Vázquez, 2008). El segundo, o diseño final debe incluir los efectos de las condiciones geológicas sobre los aparejos de fondo (BHA's) que serán utilizados y otros factores que pudieran influenciar la trayectoria final del agujero. Por lo tanto, se puede decir que la selección del tipo de trayectoria dependerá principalmente de los siguientes factores:

- a) Características de la estructura geológica.
- b) Espaciamiento entre pozos.
- c) Profundidad vertical.
- d) Desplazamiento horizontal del objetivo.

La figura 4.8 muestra cuatro tipos de trayectoria más comunes de pozos que pueden ser perforados para alcanzar el mismo objetivo. La trayectoria A es una trayectoria de incrementar y mantener; el agujero que penetra el objetivo con un ángulo igual al máximo ángulo de incremento; la trayectoria B es una trayectoria “S modificada” y la C es una trayectoria “S”.

En la trayectoria “S” el agujero penetra verticalmente al objetivo y en la “S” modificada el agujero penetra con un ángulo de inclinación menor que el ángulo máximo en la sección de mantenimiento (Vázquez, 2008).

Para la trayectoria D, que es una trayectoria de incremento continuo, la inclinación continua incrementándose hasta o a través del objetivo. La trayectoria de incrementar y mantener requiere el menor ángulo de inclinación para alcanzar el objetivo, la trayectoria “S” modificada requiere mayor inclinación y la trayectoria “S” requiere aún más que la “S” modificada. La trayectoria de incremento continuo requiere la mayor inclinación de todos los tipos de trayectoria para alcanzar el objetivo.

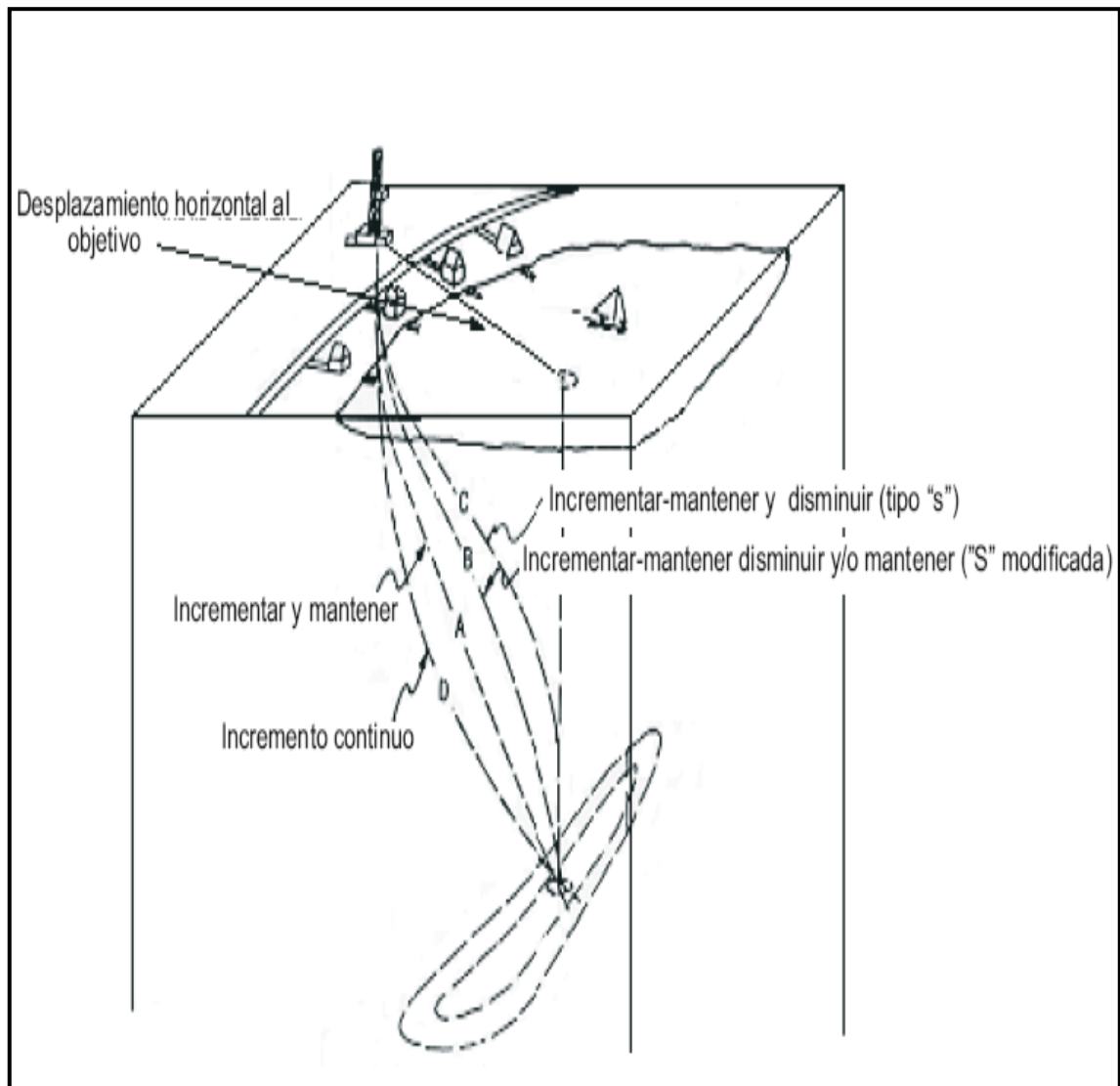


Fig. 4.8 Tipos de trayectorias más comunes en la perforación direccional (Tomado de Un siglo de la perforación en México, 2000).

4.4.8 ASPECTOS QUE DEBEN SER ANALIZADOS ANTES DE REALIZAR UNA PERFORACIÓN DIRECCIONAL

GEOLOGÍA.

- Tipo de formación.
- Resistencia y esfuerzo de la roca.
- Porosidad y permeabilidad.
- Presión de formación.
- Ángulos de echado de la formación.

FLUIDOS DE PERFORACIÓN.

- Tipo de lodo.
- Inhibidores.
- Peso del lodo.
- Reología.
- Limpieza del agujero.
- Filtrado del lodo.

HIDRÁULICA.

- Tamaño de la sarta de perforación.
- Restricciones de las herramientas de fondo.
- Capacidad de las bombas.
- Tipo de Formación.

ESTABILIDAD DEL AGUJERO

- Esfuerzo de sobrecarga.
- Perfil de trayectoria.
- Erosión y derrumbes.
- Cerramiento del agujero.
- Pérdida de circulación o influjo de gas.
- Lechos de recortes.

4.4.9 HERRAMIENTAS DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL.

4.4.9.1 BARRINAS

La fuerza hidráulica generada erosiona una cavidad en la formación, lo que permite a la barrena dirigirse en esa dirección. Su perforación se realiza de forma alternada, es decir, primero se erosiona las formaciones y luego se continúa con la perforación rotaria.

Para lograr el efecto de erosión con la barrena, se utilizan varias técnicas, una de ellas es utilizar uno o dos chorros de mayor diámetro que el tercero o dos chorros ciegos y uno abierto, por el cual sale el fluido de perforación a altas velocidades, este efecto se le denomina “yeteo” (yeting), solo aplica para barrena tricónicas y bicónicas con un chorro sobresaliente (Leynes, 2009).

4.4.9.2 CUCHARAS DEFLECTORAS

Se conocen comercialmente con el nombre de “Whipstocks”. Básicamente son herramientas con cuerpo de acero, cuya forma asemeja una cuchara punteada y que es asentada dentro del pozo con el objeto de desviar el agujero de su trayectoria original (Leynes, 2009). La cuchara puede ser orientada en una dirección específica, si esto es requerido. Existen tres diseños de cuchara deflectoras:

Cuchara recuperable: Consiste en una cuña larga invertida de acero, que tiene en su extremo interior un canal cóncavo punteado, el cual sostiene y guía la sarta de perforación. En el extremo inferior está provista de una punta cincel que evita el giro de la herramienta, y en la parte superior de un cuello por el cual se extrae la herramienta fuera del agujero.

Cuchara de circulación: La instalación y utilización de este diseño son iguales al de la cuchara recuperable, con la diferencia de poseer un orificio situado en el fondo de la cuchara, el cual permite circular fluido de perforación para desalojar los desechos o en caso de que existan problemas de llenado del agujero (Leynes, 2009).

Cuchara permanente: Para este diseño, la cuchara deflectora queda permanente en el pozo, la cual anclada en la parte inferior de la tubería de revestimiento mediante un sistema de cuñas. Una vez fijada la cuchara dentro de la tubería de revestimiento, esta sirve de soporte para una sarta con

fresas, las cuales abren y calibran una ventana en la tubería de revestimiento y para la sarta de perforación que desvía el agujero perforado (Leynes, 2009). Dependiendo de la tecnología utilizada, se requerirán de uno a tres viajes de tubería, para completar el proceso de desviación.

4. 4. 9.3 MOTOR DE FONDO

La idea de usar un motor de fondo en el pozo para hacer girar la barrena directamente no es nueva, el primer motor comercial usado fue una turbina (Vázquez, 2008). La USSR concentró sus esfuerzos en desarrollar motores de fondo de pozo desde 1920 y ha seguido usándolos extensivamente en sus actividades de perforación. La primera patente para una turbina de perforación data de 1873.

Antes de 1945, la West se interesó más en la perforación rotativa, pero el campo de aplicación de los motores de fondo de pozo se incrementó a partir de 1980 en adelante. El funcionamiento del mismo consiste en hacer girar la barrena con un determinado torque independientemente del resto de la sarta (Leynes, 2009). El motor de fondo consta de 3 secciones: la de potencia, de transmisión y de fuerza. A continuación se describen brevemente cada una de estas secciones del motor de fondo.

Sección de potencia: Constituida por el rotor y el estator, los cuales tienen lóbulos helicoidales que se engranan para formar cavidades helicoidales selladas. Al circular el fluido de perforación a través de estas cavidades se obliga al rotor a girar; el estator el cual siempre tiene un lóbulo más que el rotor, está moldeado con goma, dentro del cuerpo del motor.

Sección de transmisión: Es una junta flexible o articulada encargada de transmitir el torque rotacional al eje conductor, eliminando el movimiento excéntrico de la sección de potencia. La articulación permite ajustarle al motor una curvatura que oscila de 0 a 3°.

Sección de rodamientos: El eje conductor está recubierto por un sistema de rodamientos sellados y lubricados, que permiten soportar los cambios de velocidad y torque, sin alterar la transmisión de la carga axial (peso sobre la barrena, PSB), y las cargas laterales de la sarta a la barrena. Los motores de fondo, tienen muchas ventajas en comparación con el resto de las herramientas deflectoras ya que la construcción de la curva se realiza desde el mismo punto de inicio del desvío, lo cual reduce los tiempos por viajes adicionales (Leynes, 2009).

Tanto la tasa de construcción como la de orientación del agujero son más precisas, por lo que se puede obtener un control directo sobre la severidad obtenida durante la perforación, contribuyendo a un mejor control de la trayectoria del agujero durante la construcción de la curva.

En caso de que se presenten durante la perforación variaciones de la tasa de construcción, los PDM permiten incrementar o disminuir el ángulo de construcción cuando la trayectoria del pozo lo requiera, teniendo como resultado una curva más homogénea.

Los motores de fondo se dividen en alto y bajo torque, utilizándose los primeros en la construcción de los pozos horizontales. Con respecto a las vueltas en que se hacen girar la barrena, se pueden dividir en altas, medianas y bajas. Los motores pueden ser de dos tipos: de turbinas y motor de desplazamiento positivo.

1) TURBINA

La turbina consta de una sección con un estator y un rotor de paletas multietapa, una sección de cojinete, un eje de transmisión y una barrena rotativa sustituta. Cada etapa consta de un rotor y un estator de idéntico perfil. Los estatores son estacionarios, anclados al cuerpo de la turbina y deflecionan el flujo de lodo de perforación hacia los rotores que están sujetos al eje de transmisión. Los rotores son forzados a girar; por lo que el eje de transmisión también gira y la barrena también gira. Se utiliza principalmente para formaciones de alta dureza y para incrementar las revoluciones en la barrena a fin de aumentar la tasa de perforación (Leynes, 2009).

2) MOTOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO

El motor de desplazamiento positivo (PDM) se ha desarrollado en el método primario de control direccional. Los PDM son herramientas que manejan fluido de perforación que regresa a la barrena independientemente de la rotación de la sarta de perforación; la potencia de un PDM es generada por un rotor y un estator basado sobre una geometría descrita por Moineau (1923). El rotor y el estator tienen lóbulos helicoidales que sirven para formar cavidades selladas con los elides (Fig. 4.9).

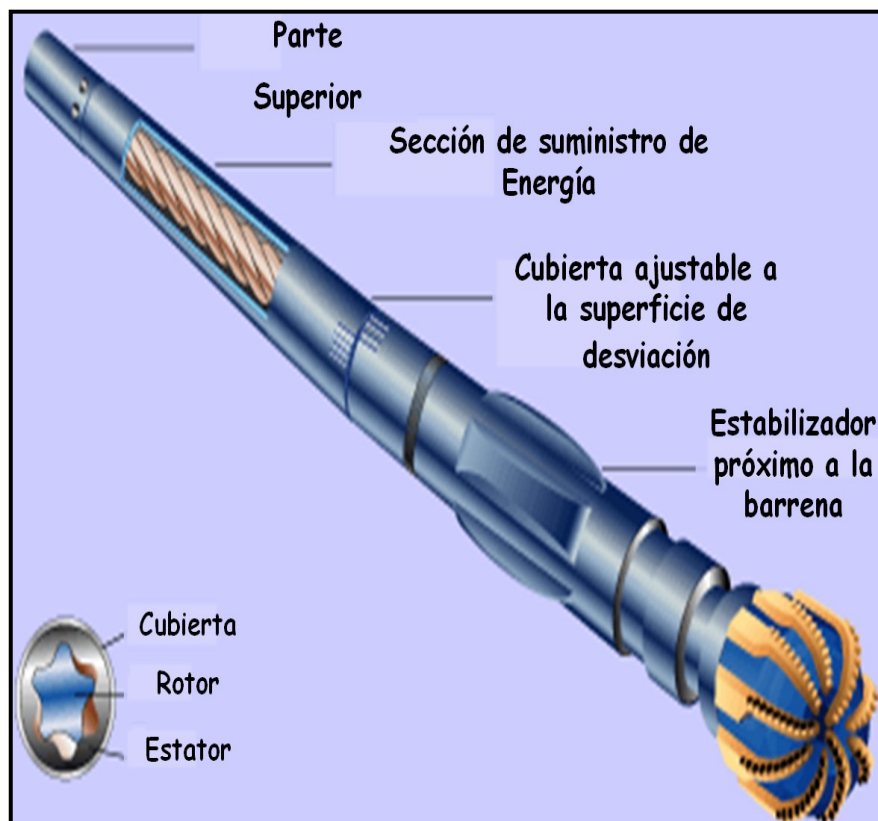


Fig. 4.9. Componentes de un motor de desplazamiento positivo (Tomado de Vázquez, 2008)

El flujo de fluido a través de estas cavidades es la que origina la fuerza al rotor para que este pueda rotar. El perfil del estator, que tiene siempre un lóbulo más que el rotor, se modela de caucho dentro de la cubierta de motor.

El rotor, el cuál viaja en un movimiento orbital alrededor de los ejes de la herramienta, se conectado a un acoplamiento flexible o articulado que transmite el torque mientras que se elimina el movimiento orbital; el acoplamiento habilita la cubierta del motor para brindar una curvatura usualmente de 0° a 3° .

El acoplador transmite el esfuerzo de torsión a un eje impulsor, el cual se contiene en cojinetes para permitirle transmitir cargas axiales (peso de la barrena) y laterales de la sarta de perforación a la barrena.

Los PDM tienen velocidades de 100 a 300 rpm; son los únicos motores en los que el gasto de fluido es linealmente proporcional al gasto de flujo y el torque es proporcional a la caída de presión generada. Un motor dirigible, se configura típicamente de una curvatura en la parte externa de la superficie de la herramienta y dos o más estabilizadores de un PDM están configurados para operar en dos modos de sistemas (Fig. 4.10).

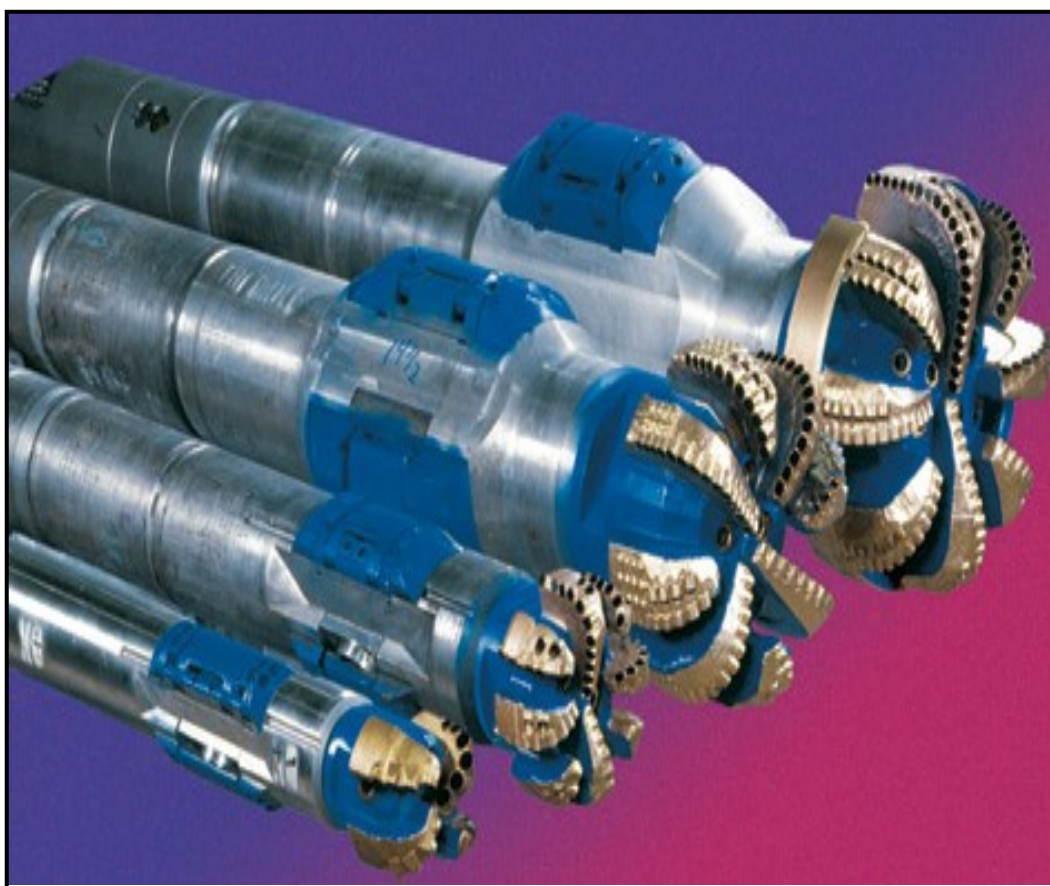


Fig. 4.10 Tipos de motores dirigibles (Tomado de Vázquez, 2008)

Los dos modos de operación son el “corredizo (sliding)” u orientado y el “rotatorio (rotary)”, y se describen a continuación:

Modo corredizo: En el modo corredizo, el motor dirigible se orienta por la lenta rotación de la sarta usando señales del MWD para determinar la cara de la herramienta o la orientación de la curvatura; la rotación requerida para conducir la barrena se genera completamente por el PDM, la combinación de estabilizadores y la curvatura de la cubierta genera una carga lateral sobre la barrena, haciéndola perforar en dirección de la cara de la herramienta. La capacidad de curvatura de los motores dirigibles son de 1 a $10^\circ/100$ pies.

Modo rotatorio: En el modo de movimiento rotativo, la sarta gira y el efecto de curvatura se desliza, por lo menos en una dirección lejana si se trata. Cuando está rotado, el motor orientado se comporta direccionalmente como un ensamble rotativo en el que la tendencia direccional del motor se determinada por el diámetro y por la colocación de los estabilizadores. Los motores se instalan normalmente de forma recta en el sentido que rotan, aunque se pueden configurar para construir o para ángulos bajos mientras rota.

Los motores de turbinas son accionados por el fluido de perforación que mueve a la barrena, los PDM son accionados por un estator, por lo que no se asemejan a los motores de turbinas que utilizan láminas de metal que proporcionan gran resistencia a fluidos de perforación químicamente agresivos y a extremas temperaturas de fondo; sin embargo, la velocidad de la barrena decrece como la demanda del torque de la barrena aumenta, un incremento en el torque no resulta de un incremento de presión que pueda ser vista en la superficie, por lo tanto, la detección de atascamiento de la turbina es más difícil que en los PDM y su velocidad es mucho más alta, la cual está cerca de los 1000 rpm. Como muchos PDM, las turbinas pueden ser configuradas dada su capacidad orientada con curvaturas y estabilizadores.

4.4.9.4 ENSAMBLES ROTARIOS Y ESTABILIZADORES AJUSTABLES

Los ensambles rotarios se usan de vez en cuando en los sistemas dirigibles, usualmente en secciones tangentes donde el objetivo direccional es perforar en dirección recta. Los ensambles rotarios son más usados en donde las tendencias de las formaciones son predecibles y los aparejos no son conducidos por motores dirigibles, el peso del lastrarbarrena le da una tendencia para ceder o flexionar el lado bajo del agujero; la flexibilidad y la longitud del lastrarbarrena, el diámetro del estabilizador y la colocación se dirigen como medios para controlar la cantidad de flexión para dar el asentamiento deseado, para disminuir o mantener la tendencia de la dirección. En la figura 4.11., se observan arreglos para dar la forma al agujero y que consisten en estabilizadores ensamblados con los lastrarbarrenas.

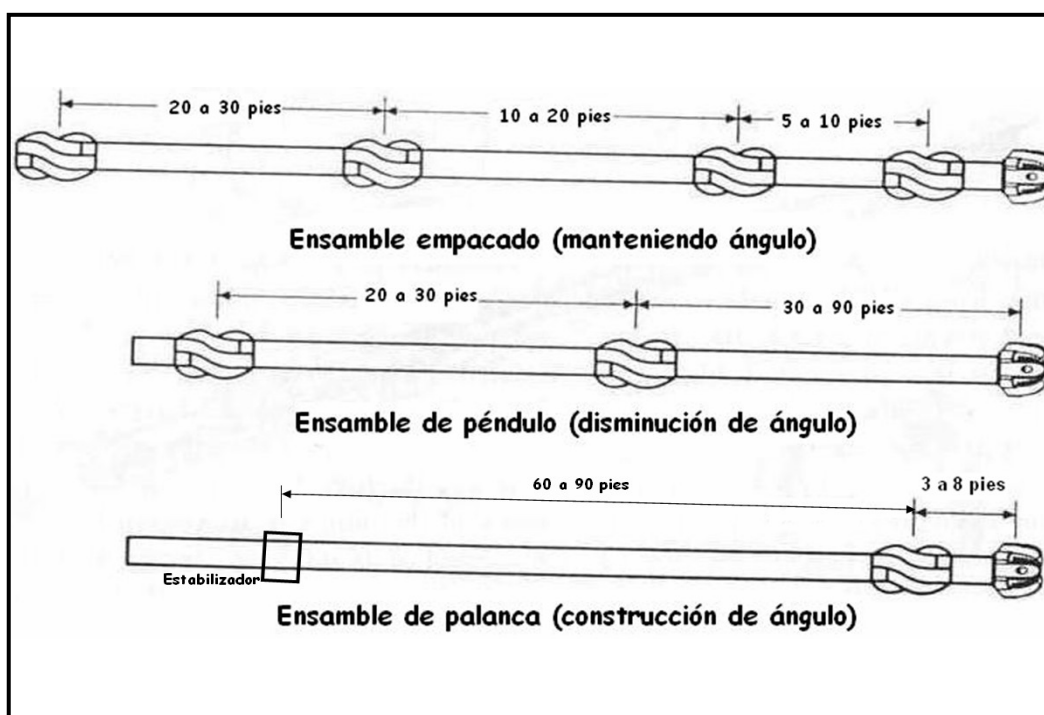


Fig. 4.11. Arreglos comúnmente más usados (Tomado de Vázquez, 2008).

Los ensambles rotarios fijos tienen una capacidad limitada de ajuste por variaciones en el plan, pero pueden ser prácticos en algunos intervalos de múltiples pozos de desarrollo donde las características de las formaciones se pueden identificar y los ensambles pueden ser optimizados.

El diámetro ajustable de los estabilizadores es mejor sobre los ensambles fijos porque el diámetro del estabilizador se puede ajustar en el fondo del agujero para compaginar las variaciones en el plan. Un BHA correctamente diseñado puede producir una tendencia de inclinación que se extienda de una estructura a un descenso usando solo el diámetro del estabilizador. Los estabilizadores ajustables pueden ser usados en cualquier BHA solo rotario o en conjunto con motores dirigibles para optimizar el modo rotario de la tendencia direccional.

4. 4. 10 HERRAMIENTAS DE MEDICIÓN DURANTE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL

Cuando se perfora un pozo direccional es necesario contar con las herramientas que determinan con exactitud las medidas de inclinación y dirección que se están obteniendo en el fondo del pozo. Esta información es vital para poder llevar un control preciso de la trayectoria del pozo. Las principales herramientas que se utilizan son:

SINGLE SHOT

Proporciona la información de una medida sencilla de inclinación y dirección del pozo, se corren en agujero descubierto, a través de la sarta de perforación, al cual debe instalarse un drill collar no magnético (monel), para que su lectura no sea afectada por el magnetismo natural de la Tierra, por la influencia magnética del acero de la sarta o por una tubería de revestimiento cercano (Leynes, 2009). Consta de tres partes: un cronómetro o sensor de movimiento, una cámara y un indicador de ángulo.

MULTI SHOT

Proporciona la misma información que un single shot, pero como su nombre lo indica, provee múltiples medidas de inclinación y dirección del pozo a distintas profundidades (Leynes, 2009). Por lo general, el intervalo de tiempo para realizar cada medida es de 20 segundos. Se utiliza igualmente para agujeros descubiertos, por lo que al igual que el single shot, requiere de la presencia de un monel.

MEDICIONES DURANTE LA PERFORACIÓN (MWD)

Debido al avance que ha tenido la tecnología actual, podemos conocer parte de lo que está sucediendo abajo en la barrena cuando se perfora el pozo, se tiene por ejemplo el control direccional que consiste de un complejo sistema de telemetría pozo abajo, llamado Measurement While Drilling (MWD). La perforación direccional es el arte del control de dirección y penetración angular desde la superficie a un objetivo predeterminado, donde se debe tener el mayor flujo de información para poder lograr esta finalidad (Leynes, 2009).

El MWD es una herramienta electromagnética de alta tecnología, posicionada en la sarta de fondo, que realiza mediciones de agujero, cerca de la barrena y son transmitidas a la superficie sin interrumpir las operaciones normales de perforación, es decir, en tiempo real.

Todos los sistemas MWD, están compuestos típicamente por tres componentes principales: sistema de potencia, sensor direccional y sistema de telemetría. Actualmente la herramienta MWD, está firmemente establecida como un elemento que forma parte integral de las operaciones de perforación direccional. Entre los principales beneficios de la utilización de esta herramienta, se encuentran:

- 1) Mejora el control y determinación de la posición de la barrena.
- 2) Reduce el tiempo de registros.
- 3) Reduce el riesgo de atascamiento por presión diferencial.
- 4) Reduce las patas de perro.
- 5) Reduce el número de correcciones con motores de fondo en los pozos.

Algunas compañías que fabrican estos equipos incluyen a sus servicios registros de rayos Gamma, resistividad, temperatura anular; además, en superficie obtenemos la información de valores de inclinación, azimut, posición de la cara de la herramienta y los parámetros de perforación que ayudan a la eficiencia de la perforación como son, peso sobre la barrena, torque, velocidad de penetración, presión de bomba, revoluciones por minuto (RPM), etc (Leynes, 2009). Existen varios sistemas para transmitir las medidas desde la herramienta (en el fondo del pozo), hasta la superficie; estos pueden ser mediante pulsos a través del lodo de perforación, mediante sistema de ondas electromagnéticas, a través de sistema de cables aislados o con la utilización de sistemas acústicos.

La sarta de sensores MWD, está albergada dentro de una barra electromagnética (monel), ya que posee un diámetro interno superior a uno normal, lo cual contribuye así mismo, a que el flujo de fluido de perforación no sea restringido. Las mediciones realizadas por el MWD, al ser enviadas a la superficie, son decodificadas por un terminal de computación, para transformarlas a un sistema métrico decimal. El sistema en superficie está compuesto por un traductor, caja de distribuciones, filtro activo, monitor visual, graficador, unidades de cintas magnéticas y un computadora (Leynes, 2009).

4. 4. 11 HERRAMIENTAS AUXILIARES DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL

Son herramientas que forman parte de la sarta de fondo. Su utilización y posición, dependen del efecto que se desee lograr durante la construcción de la trayectoria del pozo.

ESTABILIZADORES

Estos equipos son los encargados de darle a la sarta de perforación firmeza y seguridad, ya que actúan protegiendo los equipos de las paredes del agujero y controlando la desviación del pozo (Leynes, 2009). Los estabilizadores tienen como función proporcionar una buena área de contacto con la formación para así dar a la barrena y a la tubería mayor centralización y en algunos casos servir como punto de apoyo para la barrena. Su ubicación en la sarta de perforación depende del efecto que se quiera obtener en la trayectoria del pozo, ya sea, controlar o modificar el ángulo de inclinación del pozo; existen varios tipos, los más utilizados son:

Tipo camisa: Es aquel en el que solo se requiere cambiar de camisa, si se necesita un estabilizador de diferente diámetro, o cuando haya desgaste en alguna de las aletas.

Tipo integral: Es aquel que se tiene que cambiar completamente, cada vez que se requiera un estabilizador de diferentes diámetros.

LASTRABARRENAS (DRILL COLLARS)

Los lastrabarrenas o drill collars lo constituye un conjunto de tubos de acero o metal no magnético de amplio espesor. Estos tubos vienen conectados por encima de la barrena en el fondo de la sarta, la misma proporciona rigidez y peso lo que causa un efecto de cargas axiales requeridas por la barrena para su completo funcionamiento dentro de la formación (Leynes, 2009). Existen tres grupos básicos de lastrabarrenas: normal, espiral y muescados.

MARTILLO

Es una herramienta que se coloca en la sarta de perforación para ser utilizada únicamente, en caso de que exista una pega de tubería en el agujero. Pueden ser mecánicos, hidráulicos e hidromecánicos. Cuando es accionado, proporciona a la sarta una fuerza de impacto hacia arriba o hacia abajo.

TUBERÍA PESADA O DE TRANSICIÓN (HEAVY WEIGHT DRILL PIPE)

Es simplemente una barra (o porta barrena) de menor tamaño que tiene en los extremos juntas de conexión para tubería de perforación. Debido a su menor tamaño ofrece un menor contacto con las paredes del agujero, la tubería de transición ofrece mayor estabilidad, lo cual permite al operador direccional tener un mejor control del ángulo y dirección del pozo (Leynes, 2009).

La experiencia de campo nos indica que entre los drill collars y la tubería de perforación se deben instalar no menos de 12 a 15 tubos heavy weight, en pozos direccionales suelen usarse hasta 30 tubos o más. Las excesivas fallas en las conexiones y en los porta barrenas se deben a que estos se doblen, mientras giran a través de los cambios de ángulo, lo cual produce torsión de rotación, posibilidad de atascamiento, arrastre y fricción; afectando el control direccional del pozo.

4. 4. 12 VENTAJAS DE LOS POZOS DIRECCIONALES

Las principales ventajas de perforar pozos direccionales son:

- 1) Mayor área de contacto con la zona de interés, es decir, que se desplaza dentro del yacimiento, por consiguiente hay una mayor productividad del pozo.
- 2) Altos gastos de producción, se podrían decir que de 3 a 6 veces más que la tasa de un pozo vertical en la misma área.
- 3) Incremento de recuperación por acceso a mas petróleo y/o gas.
- 4) Reduce la conificación de agua y/o gas en formaciones con problemas de interfase de fluidos; también reduce los problemas de producción de arena, por lo que es probable que aumente la recuperación, ya que se tienen menores caídas de presión.
- 5) Baja el gasto de producción por unidad de longitud de la sección horizontal.
- 6) Aumenta la inyectividad, en casos de inyección de fluidos.

- 7) Pueden hacerse perforaciones horizontales perpendiculares a las fracturas, en yacimientos naturalmente fracturados para aumentar la productividad.
- 8) Puede reemplazar hasta cuatro pozos verticales dentro de un mismo yacimiento, dependiendo del espaciamiento.
- 9) Mejora la eficiencia de barrido en proyectos de recuperación mejorada.

4. 4. 13 PROBLEMAS POTENCIALES DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS DIRECCIONALES

Los principales problemas que se pueden evitar con la perforación de pozos direccionales son (Leynes, 2009):

- 1) Múltiples viajes, entrando y sacando tubería.
- 2) Prevención/remediación de pegaduras de tubería por problema de presión diferencial.
- 3) Torque excesivo.
- 4) Limpieza del agujero y asentamiento de recortes de perforación en el fondo del pozo, o en una tangente muy prolongada.
- 5) Control del peso de la barrena para obtener y mantener control direccional.
- 6) Problema de cementación de la tubería de revestimiento o liner.
- 7) En el caso de un pozo horizontal este es de 1.3 a 4 veces mayor que el de un pozo vertical, dependiendo del método de perforación y de la técnica de terminación empleada.

4. 4. 14 FACTORES A CONSIDERAR EN LA PLANEACIÓN DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL

Como en cualquier proyecto, se tiene que elaborar una planeación para la creación del mismo, es por ello que cuando se hace el plan de trabajo de cómo realizar la explotación de un campo utilizando pozos direccionales, es necesario considerar los siguientes factores:

TAMAÑO Y FORMA DEL OBJETIVO A PERFORAR

El primer paso para la planificación de la perforación de un pozo direccional consiste en especificar el objetivo, es decir la zona que debe penetrar el pozo a una profundidad dada. El tamaño y la forma dependen generalmente de las características geológicas y de la localización de la zona productora con relación a los límites del yacimiento, al espaciado de los pozos y al impacto social y ecológico (Cárdenas, 2008).

SELECCIÓN DE LA UBICACIÓN ÓPTIMA DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN

Es fundamental escoger un sitio óptimo para situar el equipo de perforación, a fin de aprovechar las tendencias naturales de desviación que tienen las formaciones, ya que estas tendencias ejercen un marcado efecto sobre el grado de inclinación del pozo. Por ejemplo, se ha observado que cuando se perfora en intercalaciones alternas de formaciones blandas y duras con una barrena bien estabilizada, el rumbo del pozo suele ser perpendicular al plano de estratificación, sin embargo, cuando el echado de la formación estratificada es de más de 45°, la barrena tiende a perforar en paralelo con el plano de estratificación, esta tendencia también se presenta en la perforación direccional (Cárdenas, 2008).

Si se desea perforar echado arriba nada obstaculiza las tendencias de la barrena y la inclinación se puede aumentar rápidamente, pero si se desea perforar a la izquierda del echado arriba, la barrena tenderá a perforar hacia la derecha, y si se perfora a la derecha del echado arriba, la barrena se desvía hacia la izquierda. Por consiguiente, la elección de una localización óptima para el equipo de perforación se debe basar en toda la información conocida del subsuelo para poder aprovechar las tendencias de las formaciones y minimizar la posibilidad de que el pozo se desvíe hacia otra dirección no deseada.

DIÁMETRO DEL POZO

Los pozos de mayor diámetro son más fáciles de controlar que los de diámetro pequeño, porque en estos últimos se utilizan conjuntos de lastrarbarrenas y tuberías más pequeñas y más flexibles. Por consiguiente, en pozos de diámetro reducidos las características de las formaciones ejercen un efecto más pronunciado en la pérdida de rumbo del pozo.

PROGRAMA DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO (TR'S) Y DE LODO

En la mayoría de los casos, en los programas de perforación direccional, se pueden utilizar los mismos programas de tubería de revestimiento que se usan en perforación vertical; una excepción es que en pozos muy profundos o muy inclinados, es necesario instalar empacadores en la sarta de perforación a fin de evitar el desgaste de esta y de la TR por la tendencia a mayor contacto (Cárdenas, 2008). El control del lodo también es muy importante para aminorar el arrastre en pozos direccionales, con la utilización de aditivos reductores de fricción y de densidad, así como de viscosidad; se logran aminorar el arrastre, obviamente la calidad de los aditivos se debe mantener bajo control en todo momento.

EFEECTO DEL MAGNETISMO

La experiencia ha demostrado que la sarta de perforación en ocasiones se magnetiza y esto puede afectar los instrumentos utilizados para estudios direccionales, no obstante, este efecto puede ser compensado usando lastrarbarrenas no magnéticas que evitan las inconsistencias de los registros por efecto del magnetismo (Cárdenas, 2008). Además, los estudios direccionales que se toman pozo abajo cerca de pozos existentes pueden ser afectados por el magnetismo residual de las sartas de revestimientos de dichos pozos, aun cuando el magnetismo es de pequeña magnitud en estas zonas, debe tenerse en cuenta en la planeación inicial, a fin de que no se convierta en un problema para la toma de información.

SELECCIÓN DEL PUNTO INICIAL DE DESVIACIÓN

Un factor determinante en el éxito de la operación es la elección del punto inicial de desviación más apropiado, es decir, la profundidad a la cual debe comenzar la perforación del tramo desviado. También debe prestarse especial atención al ángulo de inclinación necesario para lograr la desviación deseada (Cárdenas, 2008). En la mayoría de los casos deben usarse ángulos grandes del rango de 15 a 45°, ya que con ellos existe mayor flexibilidad para elegir el punto inicial más adecuado. Con ellos además se logra una mayor estabilidad del rumbo que con ángulos de menor grado, como es el caso de 5 a 10°.

DESPLAZAMIENTO LATERAL

El desplazamiento lateral o avance, es la proyección del desplazamiento angular de la barrena, ya sea a la derecha o izquierda dependiendo del echado y de la compactación de la formación objetivo. Por consiguiente, el plano direccional debe concebirse cuidadosamente a fin de poder tolerar un desplazamiento de unos pocos grados a uno y otro lado de la línea horizontal imaginaria que conecta la localización de la superficie con la ubicación del objetivo (Cárdenas, 2008). Es importante mencionar que un límite aceptable en el desplazamiento lateral, va a depender del espaciamiento entre los pozos (radio de drene), ya que si no se considera esto, podría existir interferencia entre pozos vecinos, disminuyendo la productividad de ellos.

4. 5 PERFORACIÓN HORIZONTAL

4. 5. 1 GENERALIDADES

El primer pozo horizontal en México se perforó en 1991, con el objetivo de atravesar diferentes cuerpos de areniscas de la formación Chicontepec en el campo Agua Fría, del distrito Poza Rica en la Región Norte, los pozos 801-H, 801-H2, 807-H y 817-H fueron perforados con una longitud horizontal de alrededor de 1000 m, para tratar de incrementar la productividad. En la actualidad hay alrededor de 675 patentes provenientes de los potenciales proveedores de esta tecnología; existen aproximadamente 11,300 documentos escritos sobre perforación horizontal (SPE, 2006), esto nos da una idea clara de la madurez de esta tecnología y las ventajas de su uso, ya que no se vislumbra algún tipo de problema o riesgo en el suministro de equipos y servicios técnicos (Cárdenas, 2008).

Un pozo horizontal es aquel donde la última etapa del pozo que se perfora (zona productora) es aproximadamente de 90° con respecto a la vertical. Los pozos horizontales son utilizados para incrementar los ritmos de producción ya que con esta técnica de perforación se aumenta el área de drene y su eficiencia por gravedad, la perforación horizontal permite desarrollar campos costa afuera con menor número de pozos, plataformas más pequeñas y económicas que las convencionales (Cárdenas, 2008). La perforación horizontal se puede aplicar a yacimientos de baja permeabilidad, a yacimientos cuyos fluidos son de alta viscosidad y a yacimientos naturalmente fracturados, donde se comunica a las fracturas con el pozo, ayudando al flujo de los fluidos del yacimiento.

Los pozos horizontales permiten incrementar el área de contacto del yacimiento y aumentan la productividad por arriba de la que puede proporcionar un pozo vertical. Los pozos horizontales también pueden reducir la tendencia a la conificación en yacimientos con cuerpos de agua o casquete de gas, ya que generan una baja presión diferencial alrededor del pozo perforado (Vázquez, 2008). La productividad de los pozos horizontales puede ser mayor que la de los pozos verticales por muchas razones:

- Los pozos horizontales generan una gran área de comunicación con la formación productora.
- Atraviesan perpendicularmente el sistema natural de fracturas, reduce los problemas de arenamiento y de conificación de agua y/o gas.
- Por lo general justifica los costos de perforación con grandes gastos de producción.

- Reducen las caídas de presión ya que generan una gran eficiencia de drenaje de la formación productora al lograr un mejor control.
- Se mejora el manejo del yacimiento.
- Se produce en zonas de poco espesor donde la perforación vertical es antieconómica.
- Se pueden inyectar fluidos como método de recuperación mejorada (recuperación térmica).
- Se puede lograr una mayor recuperación de petróleo en yacimientos de baja permeabilidad.

4. 5. 2 MÉTODOS DE PERFORACIÓN HORIZONTAL

La perforación horizontal inicia con una sección vertical o con cierta orientación, para después continuar con la construcción de una curva de 0 a 90° antes de entrar francamente al intervalo horizontal de interés (Cárdenas, 2008). Para lograr tal horizontalidad se utilizan los siguientes métodos de construcción de radio de curvatura (figura 4.12):

- 1) Método del radio de curvatura largo (LTR)
- 2) Método del radio de curvatura medio (MTR)
- 3) Método del radio de curvatura corto (STR)
- 4) Método del radio de curvatura ultracorto (USTR)

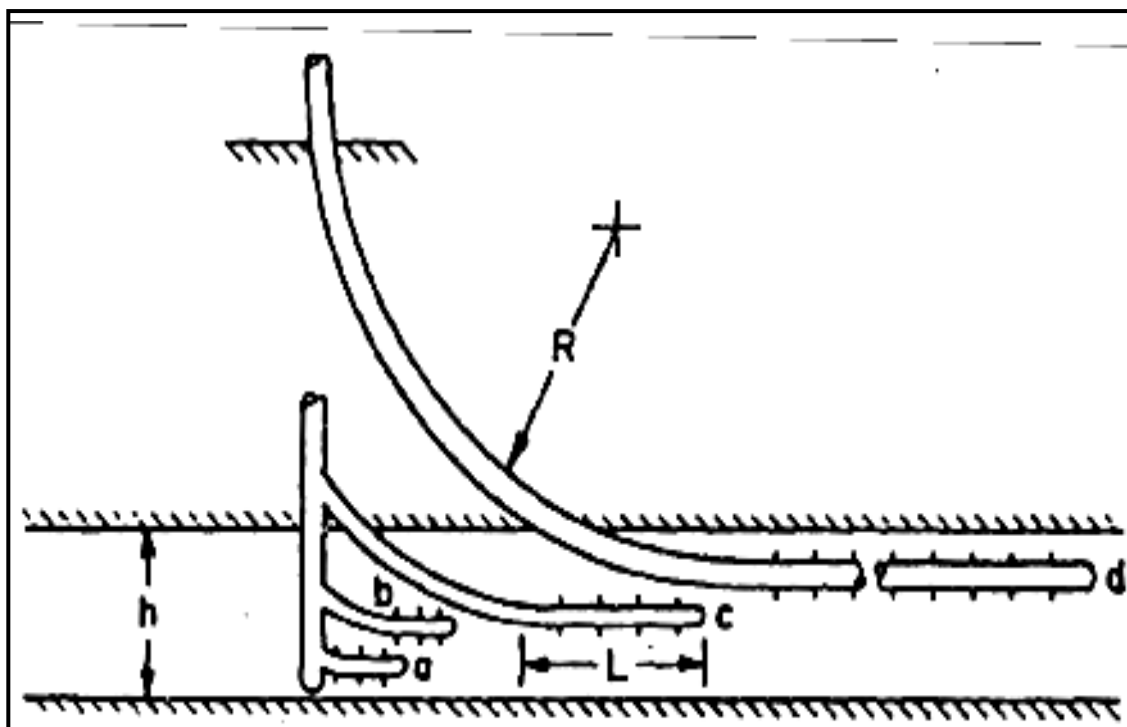


Fig. 4.12 Esquema de las diferentes técnicas de perforación horizontal (Tomado de S.D.Joshi P.h.d, 1991).

Los límites de los radios de curvatura se encuentran en los siguientes rangos:

- 1) Radio ultra corto $R = 1 - 2$ pies, $L = 100 - 200$ pies.
- 2) Radio corto $R = 20 - 40$ pies, $L = 100 - 800$ pies.
- 3) Radio medio $R = 300 - 800$ pies, $L = 1000 - 4000$ pies.
- 4) Radio largo $R \geq 1000$ pies, $L = 1000 - 4000$ pies.

- **Radio de curvatura largo:** En este caso la curva se va construyendo desde una profundidad determinada por encima del yacimiento, hasta lograr la dirección horizontal y completar la longitud a perforar a través de la formación productora; la curvatura alcanza un radio de 1000 a 4000 pies con una relación de desviación de hasta 6° por cada 100 pies de longitud (Cárdenas, 2008). Esta técnica es la más común y aplicable en pozos costa fuera, para minimizar los impactos ambientales y reducir los costos de campos en desarrollo. Las herramientas que se utilizan para alcanzar la horizontalidad en el pozo son aparejos de fondo convencionales con montajes de cucharas convencionales, uso de motores de fondo, perforación direccional rotatoria, etc.
- **Radio de curvatura mediano:** Esta técnica es la más utilizada en pozos terrestres, la técnica debe ser primordialmente aplicada en formaciones objetivo donde sus límites son estrechos, por ejemplo dentro de los yacimientos con propiedades especiales tales como fracturas naturales que requieren de un agujero horizontal para incrementar la productividad, pero cuyas capas adyacentes de gas y subyacentes de agua se encuentran a una distancia estrecha (Cárdenas, 2008). La ejecución de radio medio requiere de soportes técnicos, aparejos de fondo flexible y tecnología más especializada; la razón del ángulo de desviación con respecto a la profundidad perforada es del orden de 6 a 20° por cada 100 pies, alcanzando radios de curvatura de 290 a 950 pies. Las principales ventajas de esta tecnología son, menores profundidades desarrolladas, menos torque y arrastre, bajos costos y utilización de herramientas convencionales.
- **Radio de curvatura cortó:** La tecnología de radio corto ha sido aplicada en la perforación de pozos en donde las formaciones tienen problemas por encima de la dirección del yacimiento, o bien, por razones económicas. De esta manera el agujero se comunica y se extiende dentro del yacimiento; también suele utilizarse esta técnica, para una sección horizontal en pozos ya existentes con baja productividad y por cambio de objetivo (Cárdenas, 2008). Rigurosamente se utilizan herramientas articuladas y especializadas en la sarta de perforación como es el Top Drive; la relación del ángulo de desviación con respecto a la longitud perforada para obtener un radio cortó es del orden de 1.5° a 3° por pie, con lo cual se forman radios de curvatura de 20 a 40 pies.
- **Radio de curvatura ultracorto:** Esta técnica es muy apropiada en la aplicación de inyección de agua en formaciones blandas, no consolidadas y depresionadas. La aplicación más común de la perforación radial ultra corta dentro del yacimiento, se usa para reducir el depresionamiento del yacimiento por segregación gravitacional o para la inyección de vapores u otros fluidos dentro del yacimiento. La relación del ángulo de inclinación con respecto a la profundidad perforada es superior a los 3° por pie, con lo que se logran radios de curvatura de hasta un pie (Cárdenas, 2008).

En general, la mayoría de los pozos horizontales del mundo han sido perforados usando la técnica de radio medio; aunque en forma limitada unos pocos pozos han sido perforados usando la técnica de radio corto y ultracorto. La técnica de radio medio y largo es utilizada comúnmente en pozos nuevos, mientras que la utilización de radio corto y ultra corto son en primera instancia operaciones de reentrada en pozos verticales existentes.

Los costos de perforación son proporcionales a la longitud del pozo, así, un pozo de radio medio puede ser más costoso que un pozo con un radio ultracorto o corto, no obstante, los pozos horizontales tienen un costo de 1.2 a 2.5 veces más que los pozos verticales en la misma área y en condiciones similares (Cárdenas, 2008).

Sin embargo, en muchas zonas se puede disminuir esta inversión al utilizar pozos verticales ya existentes y reterminarlos como pozos horizontales, puesto que ello implica una reducción del costo del 12 al 50 %, si lo comparamos con el costo de un pozo horizontal nuevo. Los pozos horizontales pueden ser terminados en agujero descubierto, con liners ranurados, liners pre empacados, liners con empacadores externos, o con liners cementados y disparados. Estos métodos de terminación se muestran en la figura 4.13.

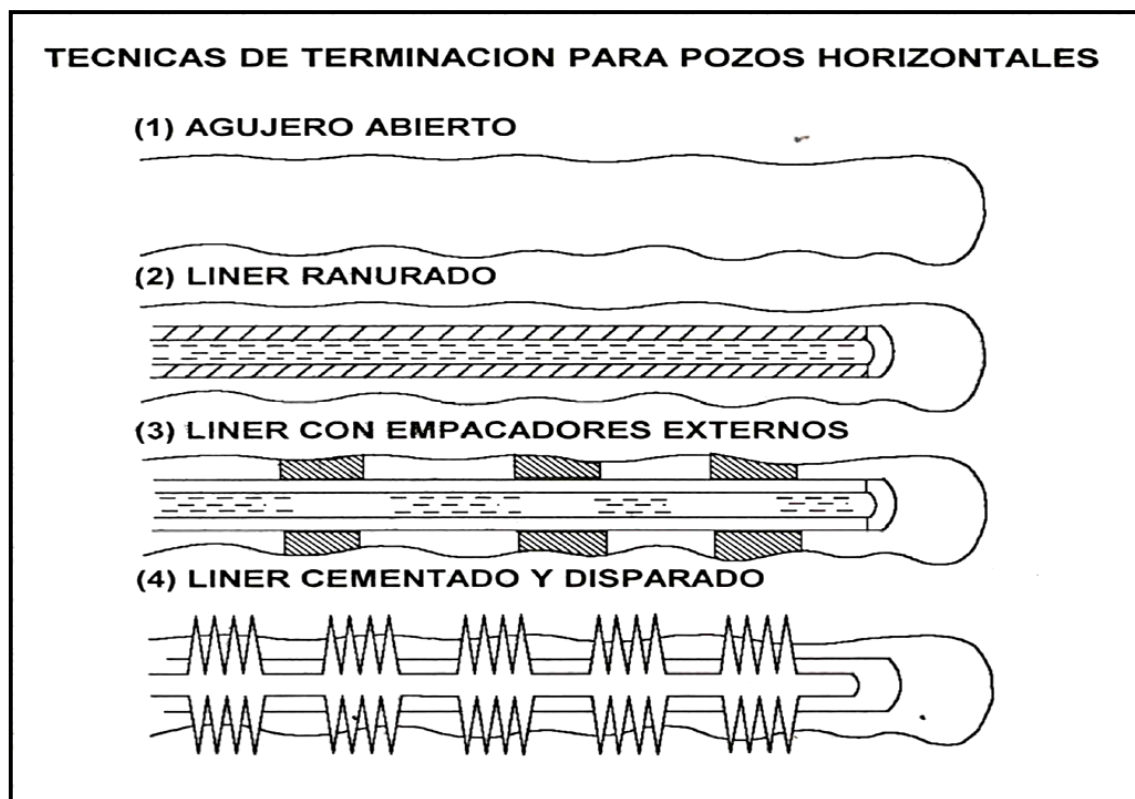


Fig.4.13. Técnicas de terminación para pozos horizontales (Tomado de Vázquez, 2008).

4. 5. 3 APLICACIÓN DE LOS POZOS HORIZONTALES

Las principales aplicaciones en las que los pozos horizontales han tenido éxito son las siguientes:

Yacimientos Estrechos: Los pozos horizontales presentan mayor efectividad en formaciones de delgado espesor, ya que la utilización de pozos verticales resulta antieconómico, debido a que con un pozo horizontal de alcance extendido se tiene mayor área de contacto que con varios pozos verticales (Cárdenas, 2008).

Yacimientos naturalmente fracturados: La utilización de pozos horizontales en yacimientos naturalmente fracturados, permiten un aumento en la productividad por encima de los pozos verticales debido a la alta probabilidad de intersectar las fracturas y drenarlas efectivamente.

Formaciones con conificación de agua y gas: Los pozos de gran longitud mantienen una tasa alta de producción, aunque la producción por unidad de longitud sea pequeña, con lo cual se reduce la conificación de agua y gas, ya que se minimiza la presión diferencial en la región cercana al pozo (Cárdenas, 2008).

Esto ha tenido varias aplicaciones en campos con conificación de gas y agua en yacimientos de arenas y carbonatos alrededor del mundo, algunas exitosas aunque otras no han dado los resultados esperados.

Yacimientos de Aceite Pesado: La utilización de pozos horizontales en yacimientos de aceite pesado ha tenido gran desarrollo en campos de Canadá, Venezuela y California en los Estados Unidos, pues se tienen resultados satisfactorios y viabilidad económica (Cárdenas, 2008).

El pozo horizontal Edad West en la arena Sparky en Canadá, produce más de 7 veces la tasa de un pozo vertical promedio, igualmente los pozos horizontales en el Lago Maracaibo en Venezuela producen a una tasa de más del doble de los pozos verticales.

Aplicación en la Recuperación Mejorada. Los pozos horizontales pueden ser utilizados como inyectores o productores en proyectos de recuperación mejorada, ya que un pozo inyector largo mejora la inyectividad al proporcionar una gran área de contacto con el yacimiento, también mejorar la eficiencia de barrido con una apropiada orientación de los pozos horizontales (Cárdenas, 2008).

En la actualidad se están utilizando pozos horizontales en la modalidad de “dual apilados” como método de recuperación mejorada en aceites pesados.

a) **Drene Gravitacional Asistido por Vapor (Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD)):** Este proceso se está convirtiendo en una tecnología dominante empleada en la recuperación de aceite pesado, donde Canadá ha jugado un papel líder en el desarrollo y aplicación del proceso (Cárdenas, 2008). En el SAGD, se utilizan dos pozos horizontales superpuestos (dual apilado) separados por una distancia de algunos metros, colocados cerca del fondo de la formación productora (Figura 4.14).

El pozo horizontal superior es utilizado para inyectar vapor, el cual se eleva bajo fuerzas de expansión y forma una cámara de vapor arriba del pozo, el pozo inferior por su parte, es usado para coleccionar los fluidos producidos (agua de formación, condensado y aceite). El vapor es alimentado continuamente dentro de una creciente cámara de vapor y al elevarse se condensa en el límite de la cámara, calentando y llevando al aceite al pozo productor (Cárdenas, 2008).

b) **Inyección de agua:** La aplicación de los pozos horizontales perforados para la inyección de agua parece ser muy prometedora para obtener una recuperación adicional. Recientemente, se han perforado algunos pozos horizontales en U.S.A y Canadá para inyección de agua; sin embargo, no hay datos publicados disponibles de los resultados. Unos cuantos pozos horizontales han sido perforados en yacimientos donde el agua se inyecta por debajo de la estructura para mantener la presión.

c) **Inyección miscible:** Las aplicaciones de inyección miscible han sido exitosas en Canadá, actualmente muchas referencias muestran una delgada capa de aceite entre la capa superior de gas y la inferior de agua; se inyecta un solvente miscible en lo alto de la estructura, por lo que los pozos horizontales son perforados cerca de la zona de agua. El aceite es conducido hacia abajo y recuperado o capturado en los pozos horizontales (Oilfield Review, 2002/2003).

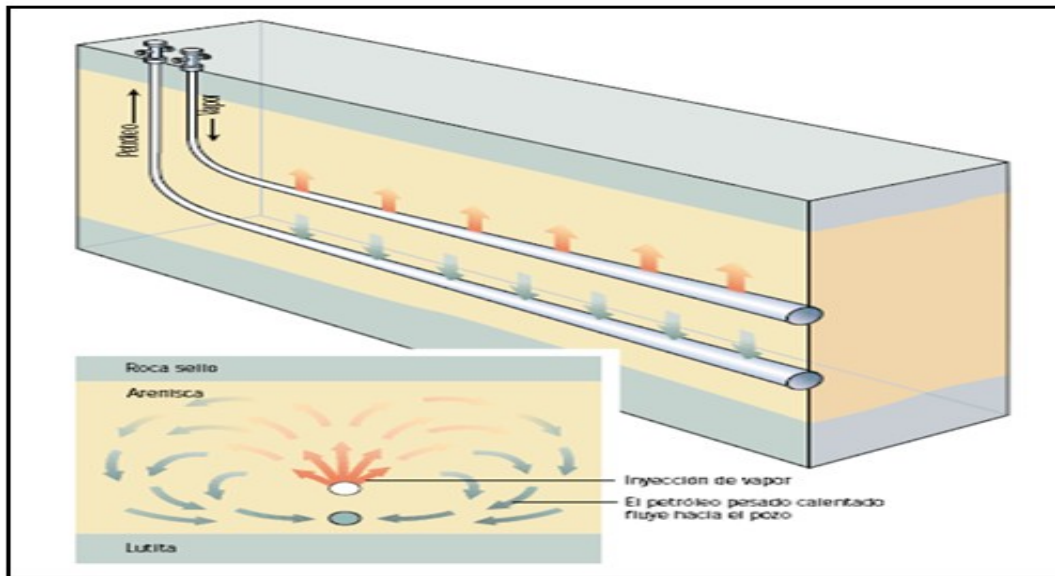


Fig. 4.14. Drenaje gravitacional asistido por vapor (Oilfield Review, 2002/2003).

4. 6 POZOS MULTILATERALES

4.6.1 GENERALIDADES

El primer pozo multilateral en México fue el pozo Papan-93, el cual se ubica al sur de Veracruz. Un pozo multilateral se define como uno o más pozos (laterales) perforados desde un pozo primario (piloto), en donde los laterales y el piloto pueden ser horizontales o desviados (Cárdenas, 2008). El pozo puede producir conjuntamente todos los brazos o ramales desde un mismo yacimiento o tener brazos o ramales con producción independiente desde diferentes yacimientos (Figura 4.15).

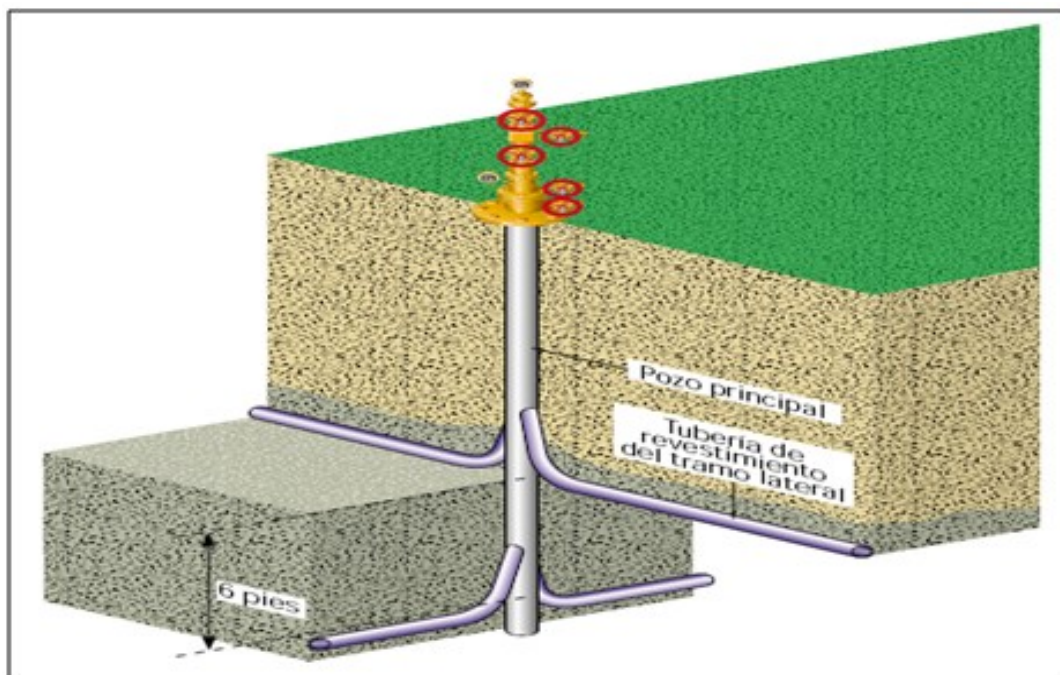


Fig.4.15. Esquema de perforación multilateral (Oilfield Review, 2002/2003).

La perforación multilateral es el proceso de perforación múltiple de varios pozos con el fin de incrementar el área de drene del yacimiento, es decir, perforar uno o varios ramales (laterales) en múltiples direcciones dentro de una sección ya sea horizontal, vertical o direccional y lograr el incremento eficiente de la producción de hidrocarburos mientras se reducen los costos e impactos ambientales de comunicación en superficie.

En cuanto a la utilización de esta tecnología en pozos ya existentes (reentradas), se refiere a las operaciones de perforación y terminación que se realizan para abrir una ventana en la TR y desde el mismo agujero ya existente, direccionar los ramales cuando se tienen varios horizontes sin ser explotados en el área (Cárdenas, 2008).

4.6.2 APLICACIONES Y BENEFICIOS DE LOS POZOS MULTILATERALES.

Los pozos multilaterales exigen una inversión inicial adicional en equipos pero permiten bajar potencialmente las erogaciones de capital totales y los costos de desarrollo, así como los gastos operativos debido a la menor cantidad de pozos necesarios para la explotación de campos (Cárdenas, 2008). Esta tecnología reduce las necesidades en términos de cabezales de pozo, tubos elevados de las plataformas y terminaciones submarinas, lo que permite reducir los costos y utilización de las bocas de cabezales de pozos en las plataformas marinas.

Los pozos multilaterales también permiten minimizar la extensión de las localizaciones superficiales y mitigar el impacto ambiental en mar adentro, también reducen los riesgos de perforaciones problemáticas al reducir la exposición reiterada del personal de perforación y en otros casos ayudan a controlar la entrada de gas y de agua.

En general los pozos ramificados son útiles por las siguientes razones:

- Son muy rentables para la producción de horizontes múltiples delgados, ya que los ramales hacen las veces de fracturas mecánicas extensas.
- En yacimientos donde hay un solo horizonte productor de gran espesor y con gran anisotropía vertical, los yacimientos multilaterales maximizan el área de drene a un costo menor.
- Con el advenimiento de la cultura por el cuidado del medio ambiente, este tipo de pozos reducen considerablemente el impacto ambiental, menos localizaciones, menos aparatos de bombeo, menor ruido, menor cantidad de líneas de transporte, menos caminos, etc.
- En yacimientos donde el gradiente de fractura vertical es mayor que el horizontal y la fractura se genera horizontalmente, la utilización de pozos multilaterales resulta en un mayor aprovechamiento de los canales preferenciales al flujo.
- En pozos costa afuera, donde el traslado de una plataforma es muy significativo en el costo total del pozo.
- En yacimientos marginales, donde es imperativo reducir los costos de producción y mantenimiento.
- También se reducen costos de horas de equipo, personal, tuberías, instrumental, supervisión, etc.

En la figura 4.16, se esquematizan las principales aplicaciones de la perforación multilateral en la explotación de yacimientos petroleros.

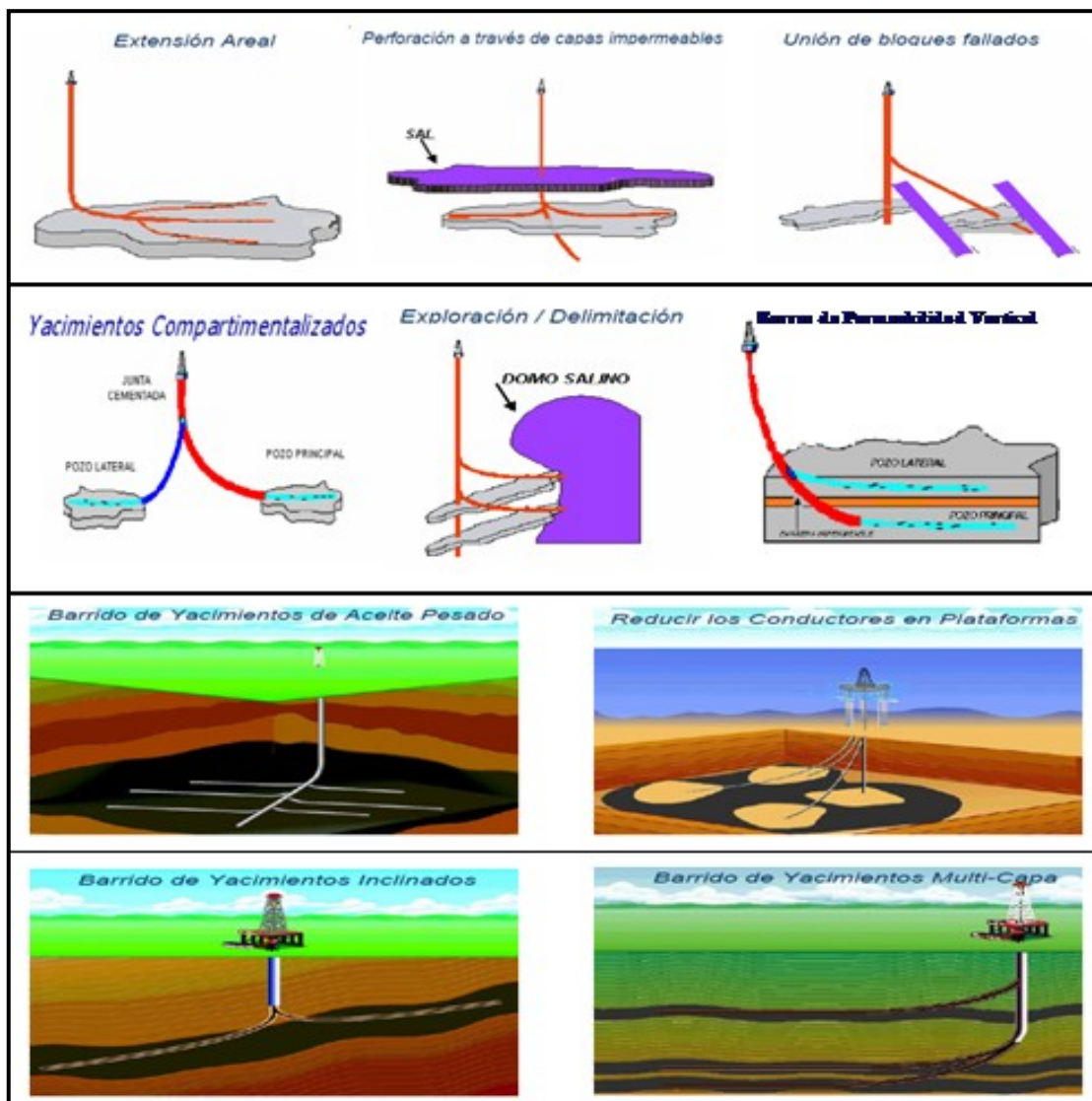


Figura 4.17. Principales aplicaciones de pozos multilaterales (Cárdenas, 2008).

4. 6. 3 CLASIFICACIÓN DE LOS POZOS MULTILATERALES.

Los pozos multilaterales se pueden clasificar de acuerdo al número de ramales o laterales que tienen en el diseño, es así que se tienen las siguientes formas básicas (Cárdenas, 2008):

- Dual apilado.
- Dual tipo ala de gaviota.
- Dual tipo horquilla o tenedor.
- Triple apilado.
- Triple tipo pata de cuervo.
- Tipo espina dorsal o pescado.

De la combinación de estas se tienen ramificaciones más complejas:

- Laterales simples horizontales apilados.
- Dual apilado con espinas de pescado.
- Dual lateral ala de gaviota con espina de pescado.
- Lateral tipo pata de cuervo con espinas de pescado.

En la figuras 4.18 y 4.19, se muestran las formas básicas y con cierto grado de complejidad de los pozos multilaterales:

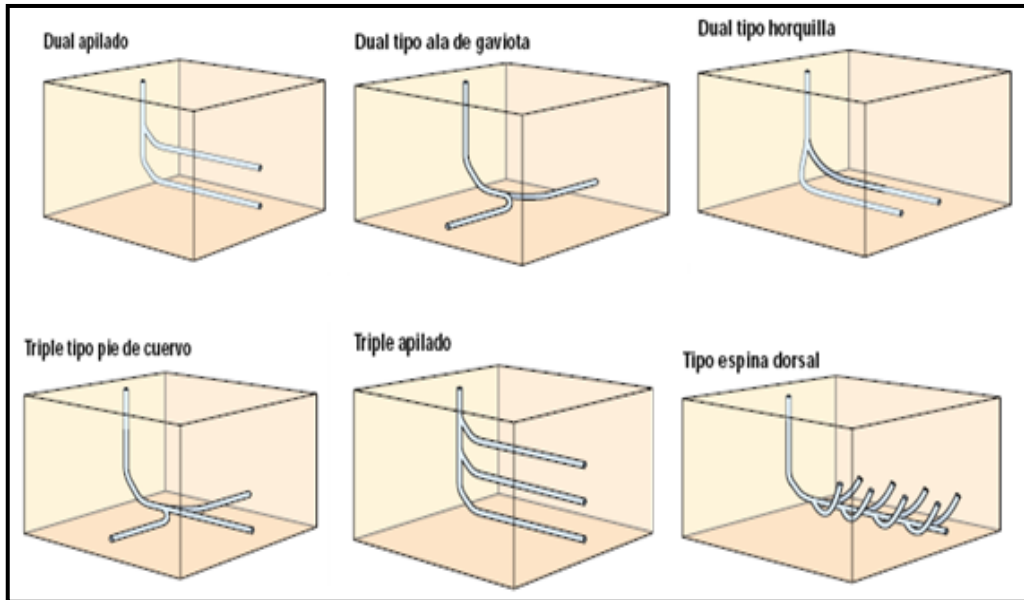


Figura 4.18. Formas básicas de los pozos multilaterales (Oilfield Review, 2002/2003).

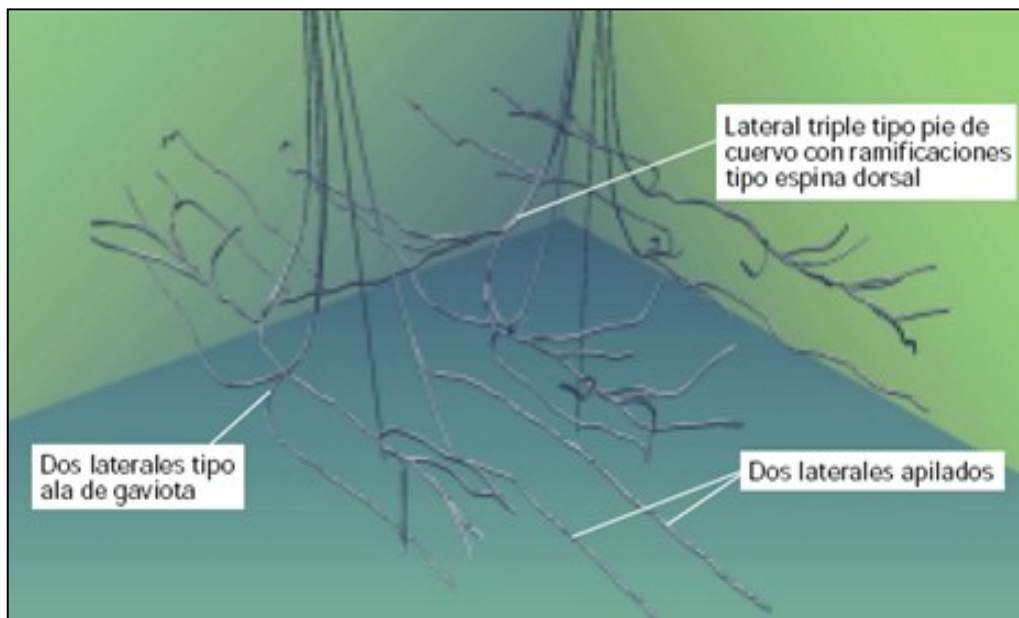


Figura 4.19. Trayectoria real de 10 pozos multilaterales donde se observan ramificaciones más complejas (Oilfield Review, 2002/2003).

Los ramales laterales horizontales, que conforman arreglos de tipo horquilla, abanicos o espinas dorsales, tienen como objetivo una sola zona y están destinados a maximizar la producción de yacimientos someros, de baja presión, y yacimientos de petróleo pesado, aumentando el área de contacto (Cárdenas, 2008). Los tramos laterales apilados verticalmente, resultan efectivos en formaciones tabulares o en yacimientos estratificados, ya que la mezcla de la producción de varios horizontes aumenta la productividad del pozo y mejora la recuperación.

En formaciones naturalmente fracturadas, los dos tramos laterales opuestos (tipo ala de gaviota) pueden interceptar más fracturas que un solo pozo horizontal, especialmente si se conoce la orientación de los esfuerzos en el subsuelo, disminuyendo costos de perforación. Otra clasificación para los pozos multilaterales se basa en la complejidad del tipo de terminación y conexiones con el pozo primario; es así que los pozos multilaterales se caracterizan de acuerdo con las definiciones establecidas en el foro de Avance Técnico de Pozos Multilaterales (Technical Advancements in Multilaterals (TAML)), celebrado en Aberdeen, Escocia el 26 de julio de 1999 y actualizado en julio de 2002. Estos estándares clasifican a los pozos multilaterales en 6 niveles, estando en ese mismo orden creciente la complejidad en la perforación y la flexibilidad de terminación del mismo, lo que incide directamente en el incremento del costo del pozo (Figura 4.20) (Cárdenas, 2008).





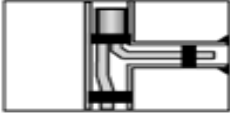


NIVEL	DESCRIPCION	ILUSTRACION
1	Unión abierta/no soportada Pozo principal y lateral en agujero descubierto o con liner colgado en cualquiera de los dos.	
2	Pozo principal revestido y cementado – Lateral descubierto Lateral en agujero descubierto o con liner colgado en agujero descubierto.	
3	Pozo principal revestido y cementado – Lateral revestido pero no cementado Liner lateral "anclado" con un colgador sin cementar.	
4	Pozo principal y pozo lateral revestido y cementado Ambos agujeros cementados en la unión.	
5	Integridad de presión en la Unión (Cemento no es aceptable) Realizado con la terminación.	
6	Integridad de presión en la Unión (Cemento no es aceptable) Realizado con el revestimiento.	
6 s	Downhole Splitter Pozo principal de gran tamaño con dos ramas laterales mas pequeñas de igual tamaño.	

Figura 4.20. Clasificación de los pozos multilaterales de acuerdo a TAML (Cárdenas, 2008).

Las conexiones laterales constituyen un elemento crítico de las terminaciones de los pozos multilaterales y pueden fallar bajo la acción de esfuerzos existentes en el subsuelo y ante las fuerzas inducidas por la temperatura y las presiones diferenciales que se desarrollan durante la producción del pozo.

Las conexiones se dividen en dos grupos generales aquellas que no presentan integridad hidráulica (Niveles 1, 2, 3 y 4) y las que si lo hacen (Niveles 5 y 6) (Figura 4.21); el éxito de los pozos multilaterales depende la durabilidad, la versatilidad y la accesibilidad de las conexiones (Cárdenas, 2008).

Los sistemas de conexiones más utilizados corresponden a los niveles 3 y 6, las conexiones del nivel 3 incorporan un empalme y una conexión mecánica entre la tubería de revestimiento del tramo lateral y la tubería de revestimiento primaria. Las conexiones Nivel 6, forman parte integral de la sarta de revestimiento primaria que ofrece integridad hidráulica y acceso a los tramos laterales.

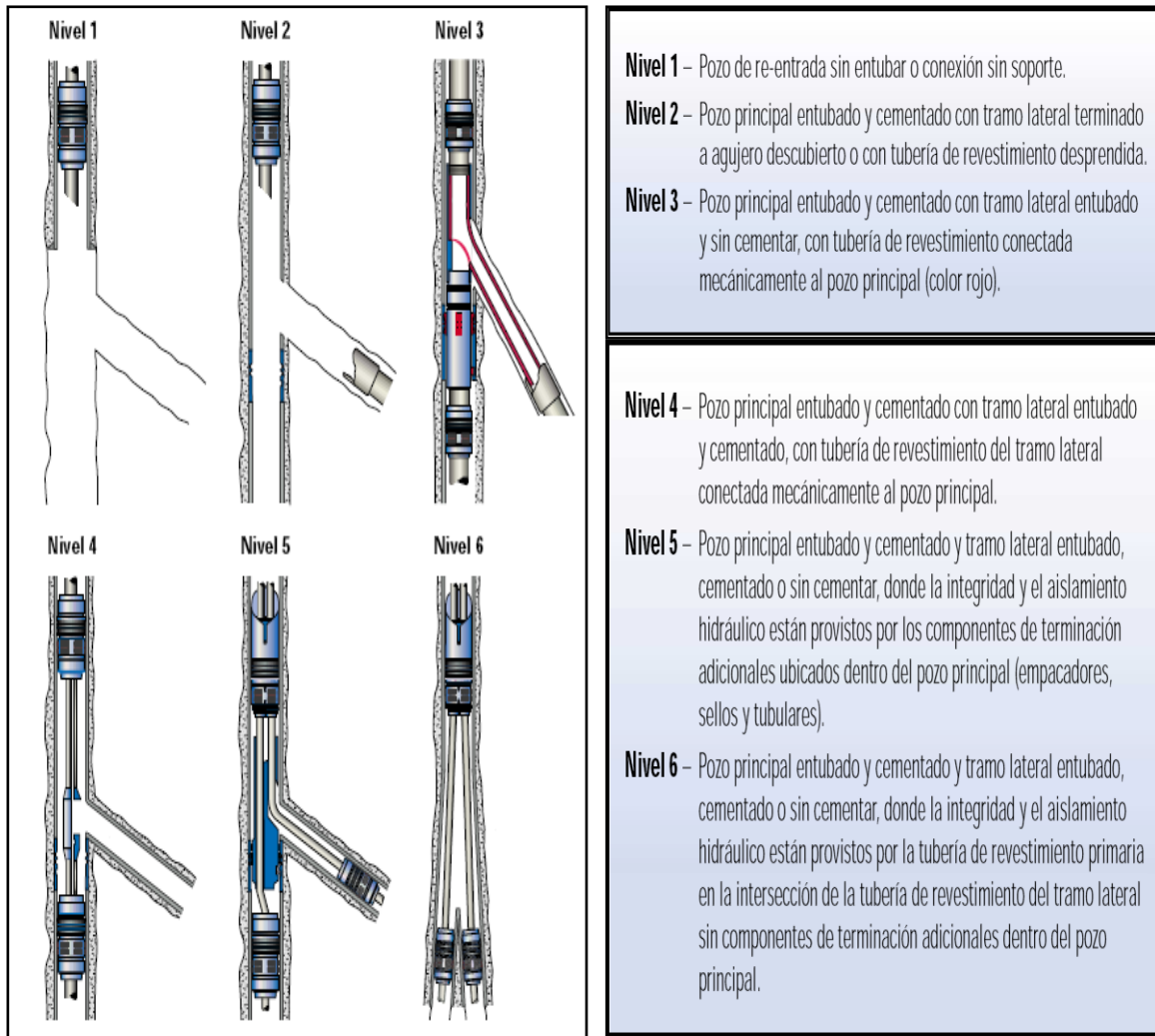


Figura 4.21. Clasificación de las conexiones de pozos multilaterales de acuerdo a TAML (Oilfield Review, 2002/2003).

Un aspecto importante para elegir el tipo de pozo multilateral, es incluir los requerimientos que se tengan, así como las restricciones existentes para diseñar el pozo. De acuerdo a las guías prácticas recomendadas por TAML, los sistemas más sencillos (Nivel 1 y 2), son los más recomendados para iniciar la implementación de dicha tecnología, con lo cual se puede ganar experiencia, conocimiento y confianza en los sistemas, permitiendo con esto una buena planeación del diseño del pozo dentro del proyecto para explotar el campo en estudio (Cárdenas, 2008).

4. 7 POZOS DE ALCANCE EXTENDIDO

4. 7. 1 INTRODUCCIÓN

Los pozos de alcance extendido son aquellos que tienen una relación desplazamiento horizontal/profundidad vertical verdadera (DH/PVV) mayor a 2, sin embargo, debido a los avances tecnológicos actuales, se perforan con mayor frecuencia pozos con relaciones mayores a 3.5, sin limitar el tipo de trayectoria que puedan tener. Es posible planear los pozos de alcance extendido tanto como pozos direccionales o pozos horizontales, dependiendo de las condiciones geológicas y de la infraestructura. Diversas compañías de servicio en el ambiente petrolero han patentado hasta el año 2007, 51 invenciones en perforación de alcance extendido.

Así mismo existen alrededor de 16,430 documentos (según SPE, 2007) en temas relacionados con, diámetros de tuberías de perforación y revestimiento, aspectos de torque y arrastre, uso de tubería flexible, flexibilidad para tratamientos, sistemas de control de arena, productividad, fluidos, motores de fondo, sistema rotatorio, lecciones aprendidas, etc. (Cárdenas, 2008).

4. 7. 2 APLICACIONES Y BENEFICIOS

El tipo de formación para aplicar esta tecnología no son una limitante ya que se ha aplicado en arenas, carbonatos y en algunas ocasiones se han atravesado grandes columnas de lutitas, no obstante las condiciones geológicas idóneas para su aplicación son bloques afallados, en donde su propósito ha sido establecer una comunicación y obtener la mayor producción posible.

Los pozos de alcance extendido pueden utilizarse para optimizar el desarrollo de pozos costa afuera, ya que reducen el número de pozos y plataformas, incrementan la recuperación final del campo debido a la mayor área del yacimiento expuesto. Además, es posible acondicionar en forma relativamente económica equipo viejos para perforar y terminar pozos de alcance extendido, adicionando entre otras cosas un Top drive (Cárdenas, 2008).

Otra aplicación trascendente es el desarrollo de yacimientos someros costa afuera desde una localización terrestre, evitándose los costos de una plataforma marina y reduciendo el impacto al medio ambiente marino, que en ciertas situaciones puede ser un factor decisivo en la explotación del campo.

4. 8 FRACTUAMIENTO HIDRAULICO

4.8.1 ANTECEDENTES

Los primeros trabajos de fracturamiento hidráulico, de tipo comercial, fueron realizados por la empresa "Halliburton Oil Well Cementing Company" en 1949, la técnica pasó por muchos cambios hasta alcanzar los procedimientos que actualmente se conocen (Vázquez, 2008). Desde entonces hasta nuestros días, se han realizado grandes avances en la materia y su optimización en función del logro de sus objetivos ha hecho que tres de cada cuatro pozos fracturados hayan incrementado su producción de un modo rentable y aumentado tremendamente las reservas potenciales.

Los primeros trabajos de fracturamiento hidráulico fueron realizados con pequeños volúmenes de fluidos altamente viscosos, cuando ocasionalmente se realizaron trabajos con mayores volúmenes,

para lo cual se requerían mayores gastos de inyección, se descubrió que su resultado eran mayores incrementos sostenidos de producción. Como resultado de esto se comenzaron a aumentar los tamaños de los trabajos así como los gastos de producción. Con el uso de altos gastos de inyección se empezó a considerar que quizás ya no eran necesarios los fluidos de alta viscosidad y se hicieron pruebas con fluidos menos costosos, de baja viscosidad, obteniéndose buenos resultados.

A finales de 1952 se comenzaron a usar los residuos de la refinación del petróleo como fluido de perforación, así como crudos más pesados e hidrocarburos gelificados; estas alternativas permitieron mayores volúmenes por dólar de costo. Posteriormente se hicieron populares los fluidos en base aceite, mientras que el tamaño de los trabajos se incrementó paulatinamente. Aunque actualmente se siguen realizando trabajos de pequeños volúmenes, es común dedicar varios millones de dólares al fracturamiento hidráulico de un pozo, utilizándose de 200,000 a 500,000 galones de fluido de fractura y 500,000 a 2, 000,000 libras de agente sustentante.

Hoy en día la producción de muchos campos petroleros es debida a la aplicación de esta técnica; así mismo, gracias a la posibilidad de uso de la misma, muchos horizontes que serían descartados por los operadores por considerarlos comercialmente no productivos, son explotados actualmente de manera exitosa.

4.8.2 DEFINICIÓN DE FRACTURAMIENTO

Un tratamiento de fracturamiento consiste esencialmente en el rompimiento de una sección productora de la formación mediante una fuerza hidráulica ejercida por un fluido, generalmente, conteniendo una arena que fungirá como sustentante para mantener la fractura generada abierta. El fracturamiento hidráulico es un proceso de estimulación de pozos, que relaciona tres aspectos de la perforación:

1. Presiones de inyección en pozos.
2. Pérdidas de circulación.
3. Rompimiento de la formación (cementaciones forzadas).

El propósito fundamental de un fracturamiento es incrementar las condiciones de flujo hacia el pozo, mediante la apertura de canales de flujo generados por una presión hidrostática que venza la resistencia de la roca. Fracturamos para:

- 1) Incrementar el gasto de producción.
- 2) Incrementar el radio efectivo de drene.
- 3) Sobrepasar la zona dañada.
- 4) Incrementar la inyektividad de un pozo para propósitos de inyección.
- 5) Extender la vida económica de un pozo.
- 6) En formaciones de muy baja permeabilidad se ha logrado obtener recuperación comercial de hidrocarburos.
- 7) Recuperación acelerada de producción.

Tipos de fracturamiento.

- 1) Fracturamiento hidráulico (Fracturamiento con Apuntalante).
- 2) FRACPAC "Tip Screen-Out".
- 3) Fracturamiento ácido.

Existen tres casos clásicos en donde un fracturamiento hidráulico puede dar beneficios:

1. Yacimientos de baja permeabilidad, de roca homogénea, en donde una fractura será equivalente a ampliar el diámetro del pozo.
2. Formaciones invadidas y dañadas por fluidos de perforación y terminación.
3. Formaciones con fracturas naturales, no comunicadas en donde una fractura las conecte e incremente la porosidad.

El trabajo de fracturamiento hidráulico de un pozo consiste en la inyección de un fluido a presión denominado fluido de fractura, hasta la profundidad a la que se encuentra la roca que se quiere fracturar, expuesta en la cara del pozo, para lograr la falla de la misma, es decir, hasta fracturar o hacer fallar la formación, el fluido de fractura es el encargado de transmitir la presión hidráulica al yacimiento. Después de alcanzada la falla, el mantenimiento de la presión del fluido produce la extensión de la fractura más allá del punto de ruptura inicial (Vázquez, 2008).

Dicha fractura crea un canal de flujo nuevo y más grande que cualquiera de los preexistentes, estos últimos procedentes de las fracturas naturales o de la comunicación entre los poros; este nuevo canal de flujo puede conectar las fracturas naturales así como proveer un área de drenaje adicional del yacimiento.

La primera cantidad de fluido que entra en la fractura es el encargado de la creación de la misma y del control de la pérdida de fluido dentro de la formación, a lo largo de las superficies de la formación creadas por la fractura, las cuales son las paredes de la misma. Para prevenir el cierre de la fractura, una vez que se detiene el bombeo, se deben adicionar al fluido de fractura los agentes de sostén, los cuales son los encargados de mantener la fractura abierta una vez que el trabajo ha terminado. Ellos también colaboran en el incremento de la conductividad del aceite o gas, a través de la fractura hasta el pozo. A lo largo de los años se han utilizado diferentes tipos de materiales como agentes de sostén, entre los que se encuentran la arena, esferas de aluminio, acero, bauxita, etc. En la actualidad los agentes de sostén están disponibles en diferentes distribuciones de tamaño y se pueden utilizar en cantidades variables.

La capacidad de la fractura para conducir los fluidos hasta el pozo afecta directamente la capacidad de producción del pozo al que se le ha practicado un trabajo de fracturamiento. La conductividad, la longitud y la altura de la fractura a la que se le coloca el agente sustentante, son todos factores importantes. Una alta conductividad de fractura, combinada con una buena longitud de la misma y la correcta colocación del agente sustentante, puede resultar en un buen incremento de la producción para pozos viejos o nuevos y puede convertir un pozo cuya producción no era rentable en uno que sí lo es (Vázquez, 2008).

4. 8. 3 OBJETIVOS DEL FRACTUAMIENTO HIDRAULICO

Una vez que un pozo es perforado y terminado, se abre a producción, consecuencia de lo cual empieza a disminuir la presión del pozo, hasta que la misma se hace más pequeña que la presión del yacimiento. Ya sea a través de los mecanismos de producción naturales o por procesos de recuperación secundaria, se llega a un nivel de diferencia entre ambas que convierten al pozo en no rentable, debido a la insuficiencia de su producción. Suponiendo que el yacimiento aún contiene cantidades comerciales del hidrocarburo, esto podría estar sucediendo por tres motivos: existe daño alrededor del pozo, la permeabilidad de la formación es baja o la misma no es homogénea.

Los canales de flujo naturales dentro del yacimiento, resultado de la permeabilidad de la formación o de la existencia de fracturas naturales, deberían ser suficientes como para permitir gastos de producción rentables, sin embargo, si existe daño de la formación alrededor del pozo, este se presenta como un taponamiento severo de los canales de flujo en la zona adyacente a la cara del pozo. Este taponamiento puede haber sido causado por los fluidos de perforación o de terminación y la reacción de la roca con los mismos, para la generación del daño. Una posible solución a este problema sería la remoción del daño a través del lavado con un ácido; sin embargo, la solución que mayormente se ha adoptado para traspasar el daño y llegar a la sección de la formación no afectada, es el fracturamiento hidráulico (Vázquez, 2008).

La baja permeabilidad de la formación es la principal causa de la realización de un trabajo de este tipo, entendiéndose por baja permeabilidad aquella que hará que el pozo sea poco productivo, desde el punto de vista económico (Vázquez, 2008). En muchos pozos que van a ser perforados en este tipo de formaciones, la propuesta de perforación incluye la planificación de un trabajo de fracturamiento como parte del programa de terminación. Frecuentemente, los detalles de la perforación o terminación están condicionados por factores relacionados con el éxito de futuros trabajos de fracturamiento.

En el caso de las formaciones heterogéneas, la predicción de los resultados de un trabajo de fracturamiento se hace más difícil que en caso de formaciones homogéneas; el modelado de los yacimientos ubicados en este tipo de formaciones, se hace complicado. Frecuentemente, el propósito de un trabajo de fracturamiento hidráulico en este tipo de formaciones es comunicar los estratos entre sí para que todos aporten a la producción y de esta forma se resuelve el problema de la existencia de estratos aislados.

De acuerdo con lo anterior, para resolver los problemas planteados se utiliza la técnica del fracturamiento hidráulico para la estimulación del pozo, cuyo objetivo es incrementar la productividad del mismo a través de la creación de una fractura que va desde la cara del pozo hasta cierta profundidad dentro de la formación y luego se rellena con el agente sustentante; gracias a dicha fractura se aumenta la conductividad, produciéndose el efecto equivalente de un aumento de la permeabilidad del yacimiento. Una modalidad del fracturamiento hidráulico que también se utiliza con fines de estimulación es el fracturamiento ácido. Este se rige por las mismas consideraciones del fracturamiento hidráulico, con la diferencia de que en el fracturamiento ácido la conductividad se genera a través de la remoción de material de la formación por parte del ácido, quedando canales de flujo después de que la fractura se cierra (Vázquez, 2008).

4. 8. 4 AGENTE SUSTENTANTE

El objetivo de la colocación del agente sustentante, en el interior de la fractura, es mantener la conductividad deseada de la misma, dentro de los límites económicos pertinentes. La conductividad de la fractura depende de una serie de factores, relacionados entre sí, como son: tipo, tamaño y uniformidad del agente sustentante, grado de empaque del mismo, grado de trituración y/o deformación, cantidad y manera de colocación. Debido a la interdependencia existente entre todos los elementos que gobiernan el diseño de fracturas, debe tenerse cuidado especial con cada uno de ellos, especialmente cuando se trata del agente sustentante, debido a que el mismo es el responsable de lograr la conductividad final de la fractura. La correcta selección y colocación del agente sustentante gobernará el incremento de la productividad del pozo, después del trabajo de fracturamiento.

Para predecir el comportamiento del agente sustentante, bajo condiciones específicas del pozo en cuestión, se deben medir y comparar las propiedades físicas de varios tipos del mismo, antes de tomar la decisión; las propiedades a considerar son las siguientes:

- Redondez y esfericidad
- Tamaño y uniformidad de tamaño
- Permeabilidad
- Gravedad específica
- Densidad total
- Solubilidad en ácido
- Partículas finas
- Resistencia a la trituración

4.8.5 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO PARA CONTROL DE ARENA

El problema de arenamiento de pozos desde el punto de vista geomecánico ocurre cuando los esfuerzos desestabilizadores creados por un pozo productor son mayores que la resistencia mecánica de la formación; los esfuerzos desestabilizadores están compuestos principalmente por el drawdown y las fuerzas de flujo alrededor del pozo.

La resistencia mecánica de la formación es de carácter friccional (mayor resistencia con mayor esfuerzo efectivo normal) y por lo tanto viene dada por parámetros intrínsecos de resistencia al corte (como lo son el ángulo de fricción interna y la cohesión) y el estado de esfuerzos de la formación. Debido a que no es posible cambiar el estado de esfuerzo y la resistencia mecánica de la formación solo podemos cambiar la distribución de presiones y tasas de flujo alrededor del pozo. Esto puede lograrse con la inserción de una vía de alta permeabilidad como es una fractura hidráulica y por lo tanto las mismas funcionan como un método de control de arenas.

Hasta el año 1993, la técnica de fracturamiento hidráulico era percibida como un método de mejora de producción y era utilizada casi exclusivamente en yacimientos de baja permeabilidad, sin embargo, para 1996 se comienzan a reportar unos 300 trabajos anuales en los Estados Unidos, cantidad que se incrementa sustancialmente en los años siguientes.

Los altos valores de pérdida de filtrado y las arenas no consolidadas asociados a yacimientos de alta permeabilidad impiden la iniciación y extensión de una fractura individual con suficiente espesor para aceptar una cantidad considerable de agente sustentante y poder así obtener altas conductividades de fracturas. Sin embargo existe una metodología de bombeo de agente sustentante conocida como “arenamiento controlado en la punta” (TSO - Tip Screen out) que impide el crecimiento longitudinal de la fractura y permite que esta se hinche y se pueda empacar creando mayor conductividad de fractura. El TSO ha permitido crear fracturas cortas pero de mucho espesor. Generalmente se pueden crear fracturas con espesores de 0.25 pulgadas con las fracturas hidráulicas tradicionales en materiales de baja permeabilidad, pero es posible obtener fracturas con espesores mayores a 1.0 pulgada con fracturamiento tipo TSO en formaciones no consolidadas.

El TSO o arenamiento controlado en punta ocurre cuando el agente sustentante se acumula en el borde de la fractura impidiendo que esta continúe propagándose. Una vez que la fractura ya no puede crecer, y asumiendo que la tasa de inyección es mayor que la tasa de pérdida por filtrado, la fractura solo puede aumentar en espesor y se habla que la fractura se infla en analogía como un globo. El aumento en espesor por el efecto globo es directamente proporcional al parámetro conocido como presión neta de fracturamiento, P_{net} . Si se aumenta la presión neta de

fracturamiento una vez que ocurre el TSO se hará que la fractura se infle más. El tratamiento de fractura hidráulica como método de control de arena involucra dos etapas: la primera etapa de creación de fractura la cual es idéntica a los tratamientos de fracturamiento hidráulicos convencionales seguido por una segunda etapa de empaque luego que ocurre un TSO (Fig. 4.22).

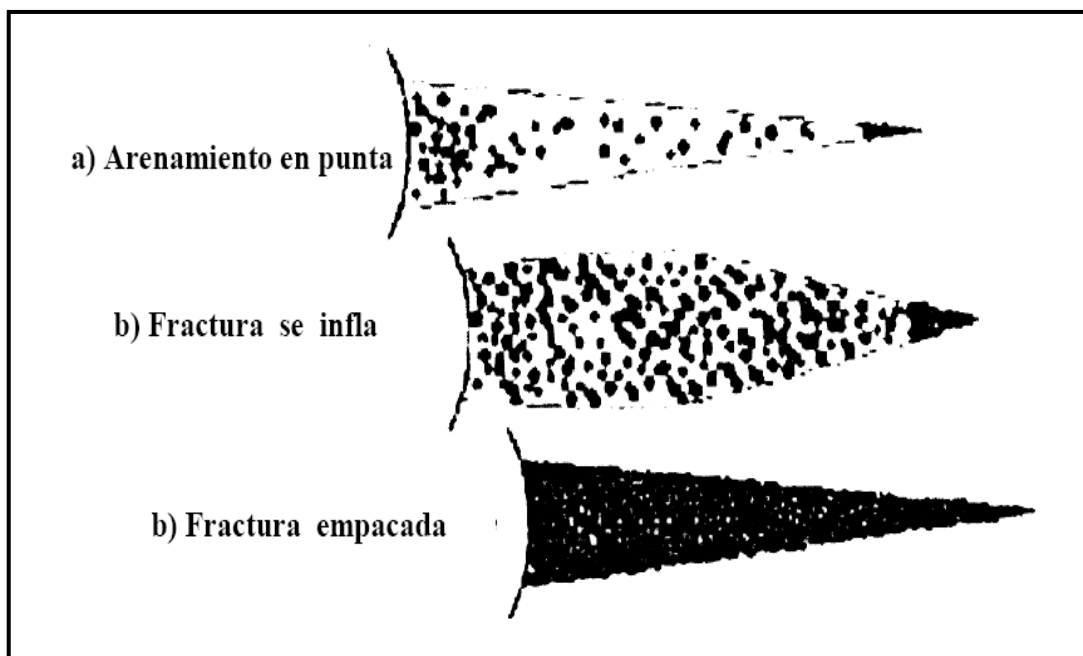


Fig.4.22. Crecimiento del espesor de la fractura mediante el arenamiento controlado en la punta de la fractura (Tomado de Vázquez, 2008).

Para hacer un empaque de alta conductividad no solo se requiere que ocurra un TSO; también se requiere colocar la mayor cantidad de agente sustentante dentro de la fractura para conseguir un empaquetamiento de alta densidad. La densidad de empaque del agente sustentante en fracturamiento hidráulico se cuantifica en libras por pie cuadrado de fractura empacada. Una vez que ocurre el TSO no es aconsejable que se aumente demasiado la presión neta de fracturamiento ya que puede ocurrir que la fractura se infle demasiado (sobre inflación de fractura) y luego se obtenga una densidad de empaque de fractura menor. En tratamientos convencionales con TSO se continúa bombeando a la misma tasa para aumentar el espesor de la fractura. En tratamientos para control de arena que requieren altas densidades de fracturas empacadas, se disminuye la tasa de inyección después de ocurrido el TSO para mantener un valor constante de presión neta de fracturamiento hasta alcanzar la máxima densidad de empaque posible.

La palabra Frac-Pack ha sido utilizada por diferentes personas en la industria petrolera, pero básicamente involucra una fractura hidráulica con TSO y se bombea el fluido a través de una herramienta "crossover" y se coloca una rejilla para impedir que la grava se produzca. Sin embargo, para este trabajo la palabra Frac-Pack va a incluir lo anterior pero añadiéndose la condición que la tasa de bombeo después del TSO es modificada para que la fractura quede empaquetada con la mayor densidad posible.

Hasta la actualidad, solo el simulador de fracturas hidráulicas tridimensional MFRACF-III distingue el método de empaquetamiento de fractura del TSO con el del Frac-Pack.

4.9 MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN

Actualmente en México se han incrementado las actividades de exploración de yacimientos de gas para satisfacer las necesidades del país de este hidrocarburo. Esto ha dado como resultado un incremento importante en las reservas de gas, así como un aumento de su producción. Las tendencias actuales son las de maximizar la productividad en la explotación de los yacimientos, además de incrementar su rentabilidad.

Por esto resulta necesario llevar a cabo la optimización de todos los procesos relacionados con la producción y manejo de gas, para así obtener mayores ganancias y evitar futuros desabastos (Lizcano, 2002). Enfocándonos en la optimización de la explotación de los pozos de gas es necesario definir la problemática que estos tienen y establecer un método para solucionarla.

En la corriente de flujo de un pozo productor de hidrocarburos en fase gaseosa se pueden presentar líquidos que posiblemente sean agua y/o condensados. Si la fase gaseosa no tiene la suficiente energía para elevar y descargar los líquidos, estos se acumulan en el pozo ejerciendo una contrapresión adicional a la formación.

Tal situación provoca que la producción sea errática y el flujo de gas que es entregado a la succión de compresoras sufra fuertes variaciones y que las pruebas de producción no den resultados satisfactorios para estudios del comportamiento de yacimientos y, en algunas ocasiones, que el pozo deje de fluir cuando el yacimiento tienen baja presión (Lizcano, 2002).

Una forma de incrementar racionalmente la producción en pozos de gas es la aplicación de un sistema artificial de producción (émbolo viajero), además de que existen varios métodos para manejar la carga de líquidos. Entre los más comunes y de uso en México y en específico en la Cuenca de Burgos, se tiene la operación de sartas de “velocidad”, introducción de barras espumantes, así como la inyección de reactivos con tubería reflejada a la TP o también llamada tubería capilar.

En el sistema de operación del émbolo viajero, éste se instala en el fondo de la tubería de producción (TP) y tiene una válvula de retención que permite el paso de fluidos del yacimiento a la TP. Mediante un controlador (tiempo o presión) se cierra la descarga de la TP en la superficie para permitir el llenado de fluidos en ésta y la acumulación de gas a presión en la tubería de revestimiento (TR). En un determinado tiempo, se abre la descarga superficial de la TP y el émbolo viajero inicia su camino a partir del fondo, arrastrando y descargando los líquidos existentes arriba de él, impulsado por el gas que se acumuló en la TR durante el tiempo de cierre del pozo (Lizcano, 2002). El émbolo llega a la superficie y se permite un tiempo adicional de flujo antes de cerrar la descarga nuevamente, con lo que el pistón cae por su propio peso, iniciándose un nuevo ciclo de operación. Es importante mencionar que este sistema usa la energía propia del pozo.

Las tuberías o conductos de producción de diámetro pequeño trabajan como sartas de velocidad, ya que la velocidad de flujo del gas aumenta al disminuir el área de flujo, garantizado así la descarga de las gotas más grandes que pudieran existir en la corriente de gas. Con tuberías de 2”, 1 ¾”, 1 ½” y en algunos casos hasta de 1”, se pueden explotar los pozos hasta su agotamiento, asegurándose la remoción de líquidos.

En cuanto a la utilización de reactivos espumantes, la inyección de estos se puede llevar a cabo en dos formas: barras espumantes y reactivos líquidos. El funcionamiento es similar, ambas son soluciones surfactantes que se utilizan para inducir la formación de espumas que convierten las columnas líquidas dentro del pozo, de longitud corta, en columnas espumosas de mayor longitud, lo que permite que éstas alcancen la superficie y se descarguen parcial o totalmente. En el caso de las barras (1" de diámetro por 1' de longitud), estas se dejan caer dentro de la TP. En el sistema de inyección de reactivos líquidos se tiene un tanque con el reactivo, el cual se inyecta a través de una sarta de tubería flexible o del espacio anular por medio de una bomba; la inyección puede ser intermitente o continua (Lizcano, 2002).

Como ya se mencionó, los yacimientos de gas y condensado, a sus condiciones iniciales de presión y temperatura, los hidrocarburos se encuentran en una sola fase, pero conforme declina su presión con el avance de la explotación, alcanzan su punto de rocío y entran en la región de dos fases, presentándose una saturación de líquido retrógrado; a partir de entonces se manifiesta una serie de fenómenos en el yacimiento y en el flujo de los fluidos del medio poroso hacia el pozo, relacionados con los cambios en la composición de los fluidos, con respecto a la longitud radial de influencia de cada pozo en el yacimiento. Estos fenómenos son:

- 1) Variación composicional contra longitud radial.
- 2) Alteración de la permeabilidad del yacimiento y en particular en una pequeña área cercana al pozo.
- 3) Variación de la saturación del gas como del líquido en el yacimiento, conforme avanzan los fluidos del radio de influencia al pozo.
- 4) Caída de presión extra en el yacimiento producida por el flujo de dos fases.
- 5) Variación composicional tanto del líquido como del gas en el yacimiento, conforme disminuye la presión.
- 6) Variación de la saturación del gas como del líquido en el yacimiento, por la declinación de la presión.
- 7) El líquido condensado en el yacimiento, sólo una pequeña fracción vuelve a vaporizarse al reducir la presión, debido a que las fuerzas superficiales tienden a mantenerlo en la fase líquida.
- 8) Poca recuperación de los condensados (en un yacimiento de gas seco es común recuperar más del 85% del volumen original).

Cabe mencionar que el propósito de este subtema es presentar solo las características más sobresalientes de los métodos de explotación usados en México y en especial en la Cuenca de Burgos, que se utilizan para resolver los problemas causados por la acumulación de líquidos en pozos productores de gas.

4.9.1 ÉMBOLO VIAJERO

Casi todos los pozos de gas durante alguna etapa de su vida fluyente están sujetos a la producción ya sea de condensados o agua. Mientras las condiciones sean tales que los pozos puedan ser capaces de mantener una velocidad suficiente en la tubería, los líquidos serán acarreados a la superficie con el gas como flujo multifásico (Lizcano, 2002). Por debajo de una cierta velocidad crítica, los líquidos tienden a migrar hacia el fondo de la tubería y acumularse. Turner (1997) muestra que esta velocidad crítica está en función de la presión en la cabeza del pozo, el tipo de líquido (agua o condensado), la temperatura y el área de flujo en la tubería.

Por un cierto periodo de tiempo, el pozo es capaz de descargar los pequeños baches por sí mismo. Esto se puede notar en la superficie con el “cabeceo” registrado en las gráficas de producción como diferentes patrones de flujo. Si no se toman medidas para remediar esto, el problema empeorará hasta que el pozo se llene de líquido y deje de fluir (Lizcano, 2002).

En este punto, además de restaurar la producción, el pozo deberá cerrarse por un periodo extenso de tiempo o deberá emplearse una unidad de limpieza para reparar el pozo, lo cual implica un costo muy alto. Otros indicadores de problemas de acumulación de líquidos son los abruptos descensos de las curvas de declinación de la producción tanto para gas como para líquido. Cualquier pozo que debe ser desfogado (abierto a la atmósfera) periódicamente es casi seguro que presente acumulación de líquidos en el fondo.

La función del émbolo viajero es prevenir que estos líquidos se acumulen en el pozo, hasta el punto de que el pozo deje de fluir o que requiera un largo periodo de cierre para recuperar presión. El principio del émbolo viajero es básicamente el uso de un pistón libre actuando como una interface mecánica entre el gas de formación y los líquidos producidos, incrementándose con esto la eficiencia de acarreo del pozo (Lizcano, 2002).

El éxito en la operación de este sistema consiste en que el pozo no tenga empacador, o bien de que existe comunicación entre las tuberías de producción y revestimiento en el fondo de la sarta de producción.

Una instalación típica consiste de un tope y un amortiguador colocados en la parte inferior de la tubería de producción, de un lubricador y un receptor en la superficie. El émbolo recorre la totalidad de la tubería de producción entre el tope y el lubricador. Este sistema también incluye un controlador (tiempo/presión) y una válvula motora, que permiten abrir o cerrar la línea de flujo.

La operación del sistema se inicia cerrando la línea de flujo, permitiendo el gas de formación acumularse en el espacio anular debido a una separación natural por efectos gravitacionales. El espacio anular actúa primeramente como un compartimiento para el almacenamiento de este gas. Después de que la presión se incrementa en la tubería de revestimiento hasta un cierto valor, la línea de flujo se abre (Lizcano, 2002).

El rápido movimiento del gas de la tubería de revestimiento hacia la tubería de producción, además del gas proveniente de la formación, provoca una alta velocidad instantánea que causa una diferencial de presión a través del émbolo y los líquidos, provocando el movimiento ascendente del émbolo, desplazando todos los líquidos sobre él (líquido dentro de la tubería de producción). Sin esta interface mecánica, solamente se podría recuperar una porción de los líquidos.

4.9.1.1 FUNDAMENTOS DEL ÉMBOLO VIAJERO

Los diferentes métodos para descargar los líquidos de los pozos de gas han adquirido gran importancia hoy en día; sin embargo, sobre todos estos sobresale el émbolo viajero, ya que puede ser menos costoso y, en ocasiones, es una solución mientras la relación gas – líquido (RGL) presente en el pozo permanezca alta (Lizcano, 2002). La utilización del émbolo viajero comienza con la declinación de la vida fluyente del pozo.

El émbolo viajero es un método que utiliza la energía propia del yacimiento de una manera más eficiente, permitiendo que un pistón libre viaje hacia arriba y hacia abajo en el interior de la tubería

de producción en forma cíclica, el cual tiene como objetivos principales ayudar a reducir el resbalamiento de los líquidos a lo largo de la pared interior de la tubería, elevar los líquidos a la superficie cuando se acumulan y prevenir la depositación de parafinas e incrustaciones calcáreas en la tubería de producción.

Todos los pozos presentan una curva de declinación de la producción normal (Figura 4.17); sin embargo, ésta generalmente sufre una aceleración de la declinación cuando se presenta el fenómeno de la acumulación de líquidos (Lizcano, 2002).

De esta manera y como puede observarse en la Figura 4.23, la utilización del émbolo viajero además de incrementar la producción, también modifica la curva de declinación a su estado normal, extendiéndose considerablemente con esto la vida productiva del pozo.

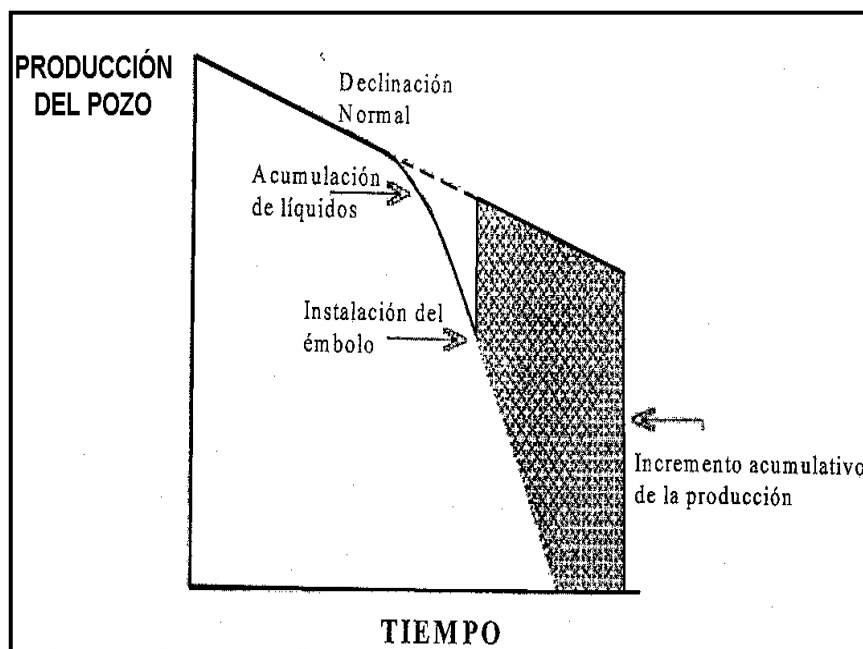


Figura 4.23. Curva de declinación de la producción típica en un pozo de gas (Tomado de Lizcano, 2002).

4.9.1.2 PRINCIPIO DE OPERACIÓN.

La operación del émbolo viajero puede entenderse mejor si primeramente se comprende el funcionamiento de un pozo de gas descargando por sí mismo un bache de líquidos. En la figura 4.24A., puede observarse un pozo de gas produciendo con una sola tubería de producción y sin empacador, el cual además presenta un bache de líquidos ya acumulados; cabe señalar que en su mayor parte el fluido producido es gas, el cual arrastra en su corriente una cierta cantidad de líquidos del pozo en forma de gotas (Lizcano, 2002).

En la figura 4.24B se consideran condiciones en que el pozo se cierra, con lo cual comenzará una acumulación del gas tanto en el espacio anular como en la tubería de producción, que proviene de la liberación del gas disuelto del aceite acumulado y del yacimiento mismo, el cual se mantendrá aportando aún cuando el pozo esté cerrado hasta que se igualan las presiones tanto en el pozo como en el yacimiento. En esta misma figura se observa también que el nivel del bache de líquidos

se ha elevado ligeramente, debido precisamente a que el yacimiento se ha mantenido aportando y los líquidos no han podido ser acarreados a la superficie.

Después de un cierto tiempo el pozo se abre nuevamente, creándose una diferencial de presión entre la tubería de producción y la línea de flujo, lo cual provocará en primer término, un movimiento rápido del gas represionado en la tubería de producción, que tendrá por consecuencia un efecto de succión sobre el bache de líquidos en el fondo del pozo (Lizcano, 2002). Además de esto, el gas comprimido en el espacio anular se expandirá al sentir el efecto de descompresión, por lo cual entrará por la boca de la tubería de producción y viajará hacia la superficie. Por último, y debido al efecto diferencial de presión, el yacimiento comenzará de nuevo a aportar gas.

De esta manera y debido a los tres efectos mencionados, el gas acarreará parte del bache de líquidos presentes hasta la superficie, tal como se muestra en la figura 4.18C, por lo que el pozo se mantendrá produciendo durante un cierto periodo, hasta que la acumulación de líquidos sea tal que fuese necesario descargarlos nuevamente (Lizcano, 2002).

No obstante que el procedimiento anterior parece ofrecer buenos resultados, presenta un grave problema, que es el resbalamiento de los líquidos a lo largo de la pared interior de la tubería de producción (Figura 4.24C), lo cual provocará, debido a que la mayor parte del bache de líquidos no se descarga, que el tiempo en que se mantiene fluyendo el pozo así como la producción de gas sean mínimas.

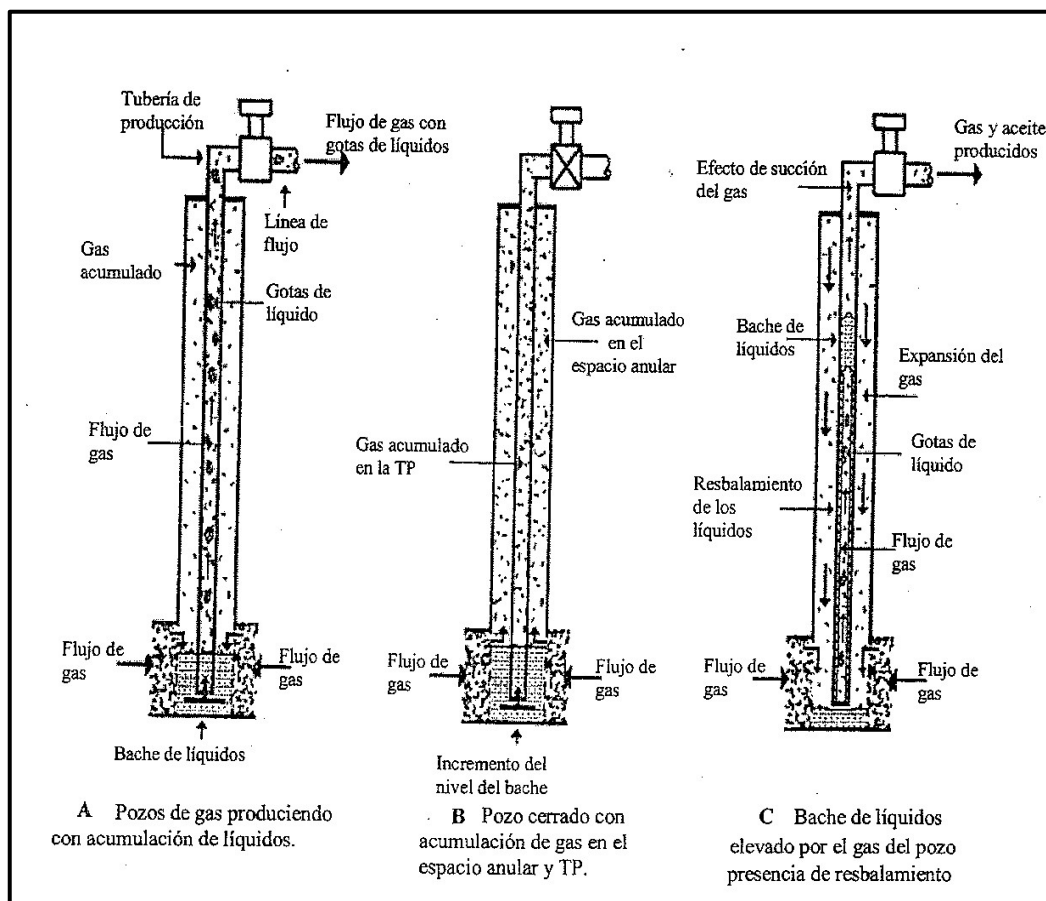


Figura 4.24. Proceso de descarga del bache de líquidos de un pozo de gas por sí mismo (Tomado de Lizcano, 2002).

El procedimiento del émbolo viajero es similar al explicado hasta ahora; como se observa en la figura 4.25A, cuando el pozo tiene una cierta acumulación de líquidos permanece fluyendo, a la vez que el émbolo permanece en la superficie.

Después de un cierto periodo, calculado de acuerdo a los criterios existentes para maximizar la producción (Fig 4.25B), el pozo es cerrado, por lo que se presentará la acumulación de gas tanto en la tubería de producción como de revestimiento, así como un pequeño incremento del bache de líquidos acumulados, al mismo tiempo que el émbolo cae hasta el fondo de la tubería de producción. Durante este movimiento descendente, el émbolo permitirá el paso de los líquidos acumulados en el interior de la tubería de producción a través del espacio formado entre la cara exterior del émbolo y la cara interior de la tubería, esto debido a que no existe un ajuste hermético entre ambas (Lizcano, 2002).

Una vez transcurrido un segundo lapso calculado de igual manera que el anterior (Fig. 4.25C), el pozo se abre, por lo que el émbolo junto con los líquidos sobre éste son impulsados debido a los tres efectos del gas descritos anteriormente; cabe mencionar que aún cuando se producen la totalidad de los líquidos por encima del émbolo, una porción que se encuentra por debajo del émbolo llega a la superficie también, debido el efecto exclusivo del acarreo del gas (Lizcano, 2002). Por último, el pozo se deja produciendo nuevamente (Fig. 4.25A) y el ciclo continua.

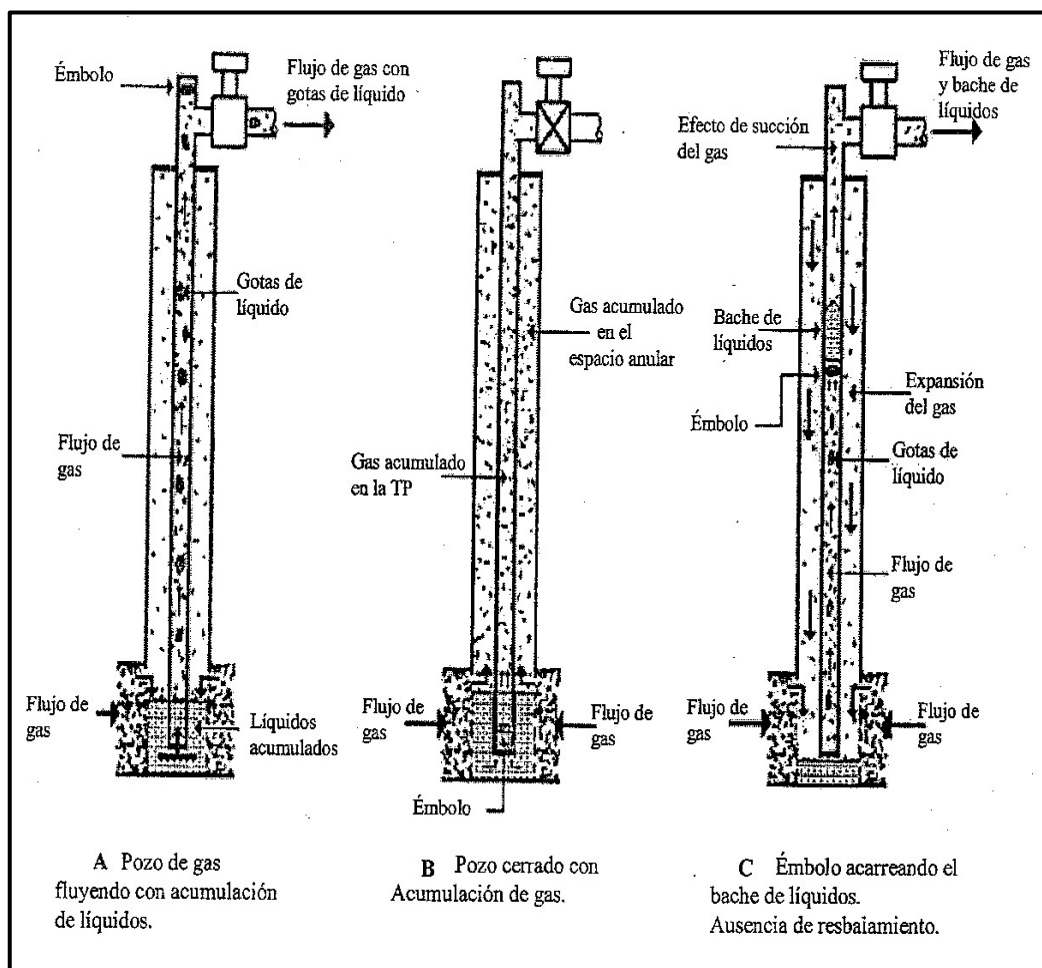


Figura 4.25. Proceso de descarga del bache de líquidos en un pozo de gas con la utilización del émbolo viajero (Tomado de Lizcano, 2002).

Se puede resumir la explicación anterior con la siguiente descripción del ciclo del émbolo viajero considerando un pozo con suficiente gas de formación para desplazar el émbolo y el flujo a través de la tubería de producción (Lizcano, 2002).

- 1) El émbolo esta en el fondo del pozo.
- 2) La presión que se incrementa o una señal de tiempo hace que el controlador superficial abra la válvula motora, lo cual disminuye la presión en la tubería de producción, creando con esto la diferencial necesaria para desplazar el líquido y el émbolo a la superficie.
- 3) El gas y el líquido son desplazados a través de la tubería.
- 4) El émbolo llega al receptor y lubricador, cerrando parcialmente la salida superior.
- 5) El exceso de gas fluye por debajo del émbolo a través de la válvula de aguja.
- 6) El controlador superficial acciona la válvula motora cerrando el pozo al detectar un valor determinado de presión en la tubería de revestimiento o al transcurrir un cierto tiempo.
- 7) El émbolo cae al fondo y el ciclo se reinicia.

De lo anterior se puede generar la pregunta del por qué aún cuando no existe un sello hermético entre el émbolo y la pared interior de la tubería de producción, el resbalamiento de los líquidos prácticamente se nulifica (Lizcano, 2002).

Esto se debe a que el gas acumulado en la tubería de revestimiento (TR) al expandirse viajará hacia la superficie, ejerciendo una fuerza sobre la base del émbolo, la cual de igual manera se aplicará sobre la apertura mencionada impidiendo el movimiento descendente de los líquidos; es importante mencionar que sin la utilización del émbolo este fenómeno no se presentaría, debido a la mayor área de contacto de gas con los líquidos.

Podemos decir entonces que el elemento central en el método del émbolo viajero es, como su nombre lo indica, un pistón metálico libre que se mueve vertical y alternativamente a lo largo de la longitud total de la tubería de producción, debido a las condiciones de presión diferencial presentes en el pozo, además que este puede definirse como una interfase entre el bache de líquidos que están siendo acarreados hacia la superficie y el gas presurizado debajo del mismo, del cual proviene la energía requerida para desplazarlos.

La forma en que opera el émbolo viajero puede compararse con el de una bomba reciprocante, cuya carrera es la longitud total de la tubería de producción y cuyo elemento de empuje es el gas debajo del pistón en lugar de la varilla metálica, aunque en el émbolo viajero la totalidad de la carrera no necesariamente debe encontrarse llena de líquidos (Lizcano, 2002).

El método del émbolo viajero es sumamente atractivo desde el punto de vista económico con respecto a otros métodos de descarga de líquidos, debido principalmente a sus bajos costos de adquisición, operaciones y mantenimiento; sin embargo, no obstante a estas ventajas no todos los pozos de gas tienen instalado este mecanismo, debido por su puesto, a que no todos los pozos son candidatos para aplicarlo.

4.9.1.3 SELECCIÓN DE POZOS PARA ÉMBOLO VIAJERO

Cuando en un pozo de gas se inicia el fenómeno de la acumulación de líquidos, este comienza a producir grandes cantidades de baches que requerirán un proceso intermitente con el fin de eliminar este problema; estas condiciones constituyen una clara indicación de que el pozo es un buen candidato para la instalación del émbolo (Lizcano, 2002). En el proceso para seleccionar el pozo de gas adecuado para la instalación del émbolo viajero, se deben de tomar en cuenta tanto el estado mecánico del pozo así como las características del yacimiento.

En cuanto a las condiciones del pozo, éste debe de tener un solo diámetro interior de la tubería de producción, el cual debe ser igual al diámetro interior de la tubería de producción, el cual debe ser igual al diámetro de paso de la válvula maestra, ya que de lo contrario se impedirá el libre paso del pistón a través de todo su recorrido.

Además de las condiciones del pozo, también deben de considerarse las características del yacimiento, ya que este debe de tener la capacidad para aportar el volumen de gas y la presión requerida de tal manera de poder elevar el émbolo y los fluidos sobre éste hasta la superficie.

La relación gas – líquido (RGL) mínima para operar el émbolo viajero, es la cantidad mínima de gas en la tubería de producción dividida por el volumen del bache de líquidos capturados, medidos a la temperatura media a la cual operará el ciclo del émbolo; sin embargo, una regla de dedo que aún se utiliza, menciona que serán suficientes 400 pie³/bl por cada 1000 pies de longitud a elevar. Generalmente los requerimientos de gas mencionados siempre se tendrán en los pozos productores, exceptuándose solo aquellos que hayan producido durante un largo periodo y que por tanto su aportación de gas sea reducida (Lizcano, 2002).

Otro punto a considerar en los pozos de gas candidatos para la aplicación del émbolo viajero, es la estabilidad de la presión en la línea de flujo, ya que si existieran fluctuaciones importantes debido a los pozos que estén aportando a esa línea, se provocarán variaciones de las fuerzas por encima y por debajo del émbolo que tendrán como consecuencia un mayor o menor requerimiento de gas para elevar la misma cantidad de líquidos, problema que por lo regular no es de graves consecuencias en pozos de gas debido a la gran disponibilidad de dicho fluido.

Además de la aplicación mencionada del émbolo viajero, este también puede ser utilizado en pozos que han sido tratados con fluidos de inyección (por ejemplo aquellos que han sido estimulados), que requieren de la descarga de estos antes de que el pozo sea capaz de sustentar su flujo natural; por otra parte, aquellos pozos con problemas de depositación de parafinas e incrustaciones calcáreas en el interior de la tubería de producción son también candidatos para la aplicación del método, ya que debido al movimiento vertical regular del émbolo se previene dicho problema (Lizcano, 2002).

4.9.1.4 FACTIBILIDAD DE APLICACIÓN DEL ÉMBOLO VIAJERO

Las pruebas de campo de varios métodos de sistemas artificiales de producción para determinar su factibilidad pueden ser muy costosas. Aunque el émbolo viajero no es un método muy costoso (aproximadamente 4000 Dólares por instalación), el tiempo que pasa verificando un nuevo sistema artificial y los cierres del pozo pueden aumentar el costo de una nueva instalación.

Para disminuir estos costos, se han desarrollado métodos para estimar si el émbolo funcionará bajo condiciones particulares de un pozo.

Existen varios procedimientos que se pueden utilizar para determinar si el émbolo funcionará para una serie de condiciones (Lizcano, 2002). El más simple de estos es una regla de dedo mencionada anteriormente que dice que el pozo debe tener una relación gas - líquido (RGL) de 400 pies³/bl por cada 1000 pies a desplazar.

A pesar de ser útil, este método aproximado puede dar indicaciones falsas cuando las condiciones del pozo se cierran a lo predicho por una simple regla de dedo. Debido a su simplicidad, este método simple descuida importantes condiciones que puedan determinar la factibilidad del émbolo (Lizcano, 2002). La regla de dedo, por ejemplo, no considera la presión del yacimiento, la geometría del pozo, (específicamente si está instalado un empacador), lo que puede también determinar la factibilidad del émbolo.

Se han desarrollado gráficas sencillas las cuales son un medio más exacto para determinar la factibilidad de aplicación del émbolo. Una de ellas se muestra en la figura 4.20, la cual examina la factibilidad del émbolo en una tubería de 2 3/8". En esta gráfica, en el eje de las abscisas se muestra la "presión neta de operación". La presión neta de operación es la diferencia entre el incremento de la presión en la TR y la presión en el separador o la línea de descarga, con la cual el pozo fluye cuando está abierto (Lizcano, 2002).

A pesar de que la presión en la línea de descarga se utiliza para calcular la presión neta de operación, se puede utilizar la presión en la cabeza para este cálculo y utilizar la figura 4.26., en la que se obtiene el valor de la RGL mínima en pie³/bl que deberá manejar el pozo para el funcionamiento del émbolo viajero.

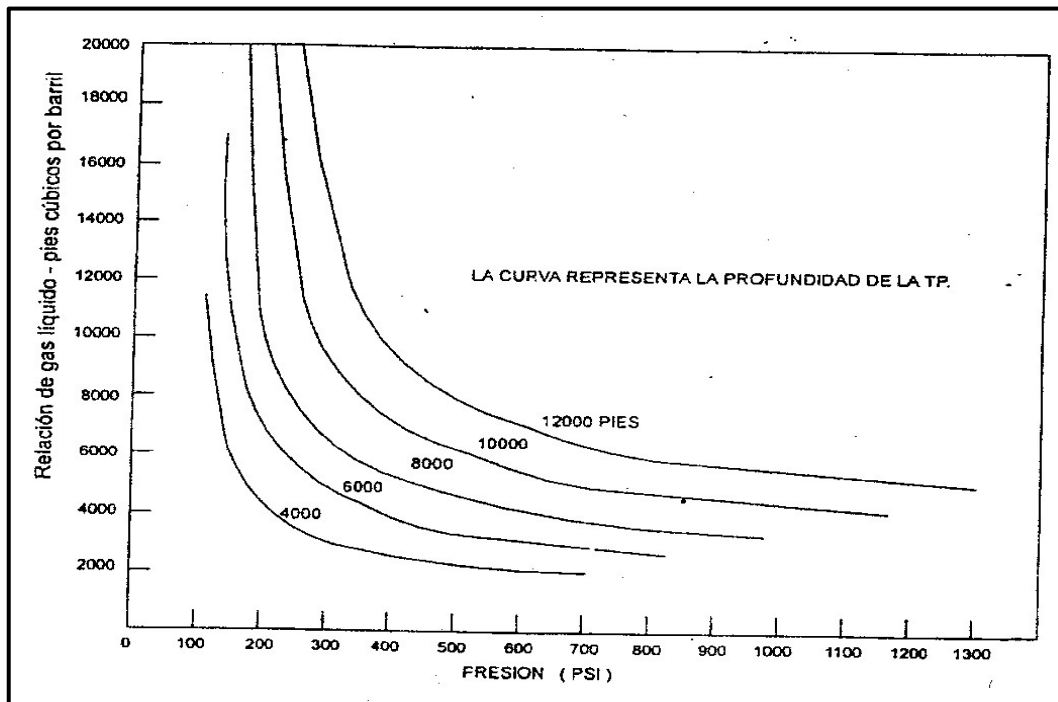


Figura 4.26. Presión neta de operación y el gas requerido para un émbolo viajero de 2" (Tomado de Lizcano, 2002).

4.9.1.5 INSTALACIÓN Y EQUIPO MECÁNICO REQUERIDO

La figura 4.27., muestra un ejemplo típico de la instalación del émbolo viajero más utilizada para pozos de gas. Dependiendo de los requerimientos del pozo, se tiene un gran número de posibles variaciones tanto en el equipo superficial como de fondo. Algunas de las variaciones en superficie se muestran en las figuras 4.28 y 4.29A y las variaciones de fondo del pozo en las figuras 4.29B.

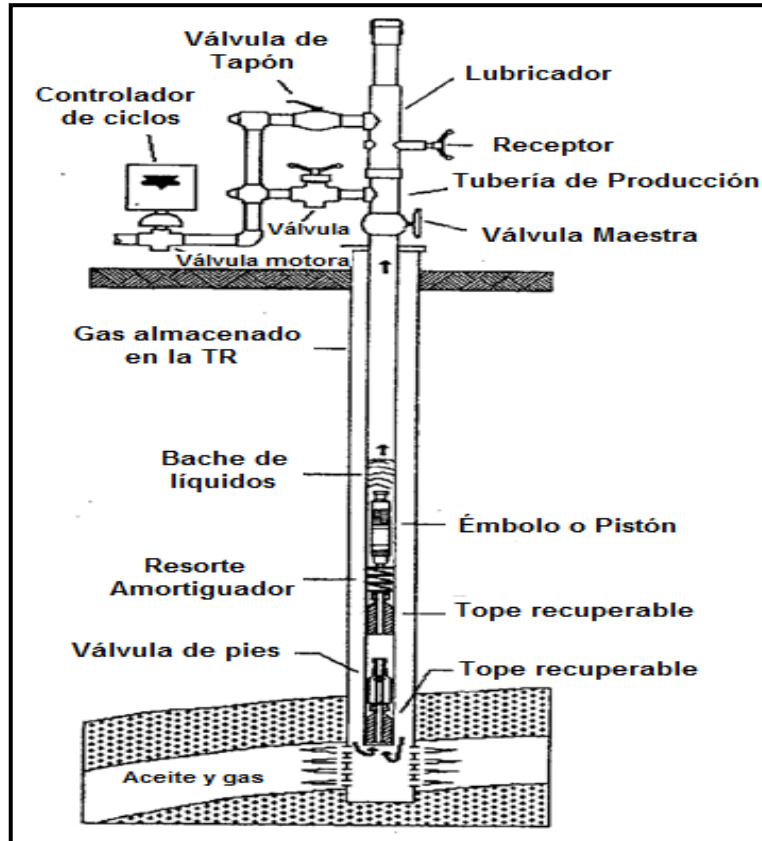


Figura 4.27. Instalación típica del émbolo viajero (Tomado de Lizcano, 2002).

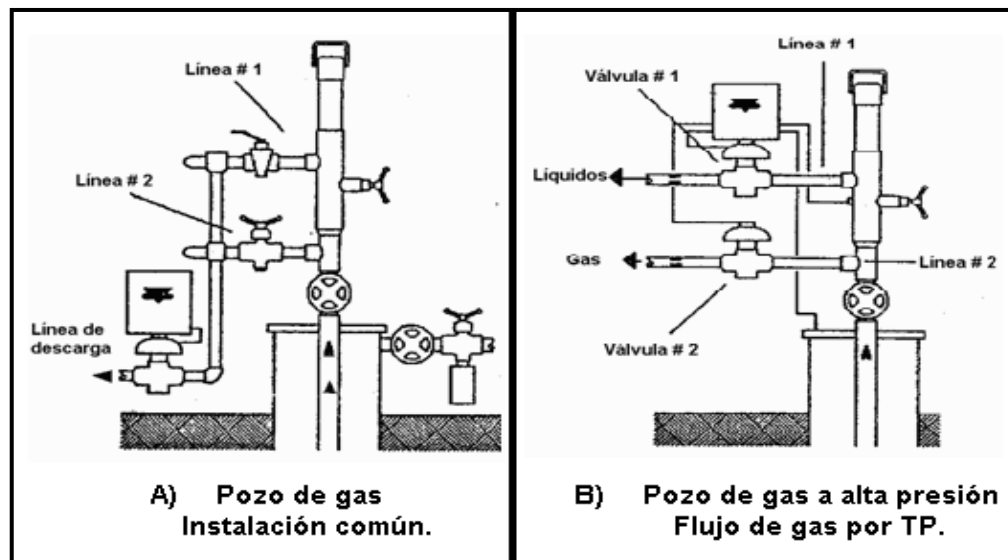


Figura 4.28. Instalaciones de pozos de gas (Tomado de Lizcano, 2002).

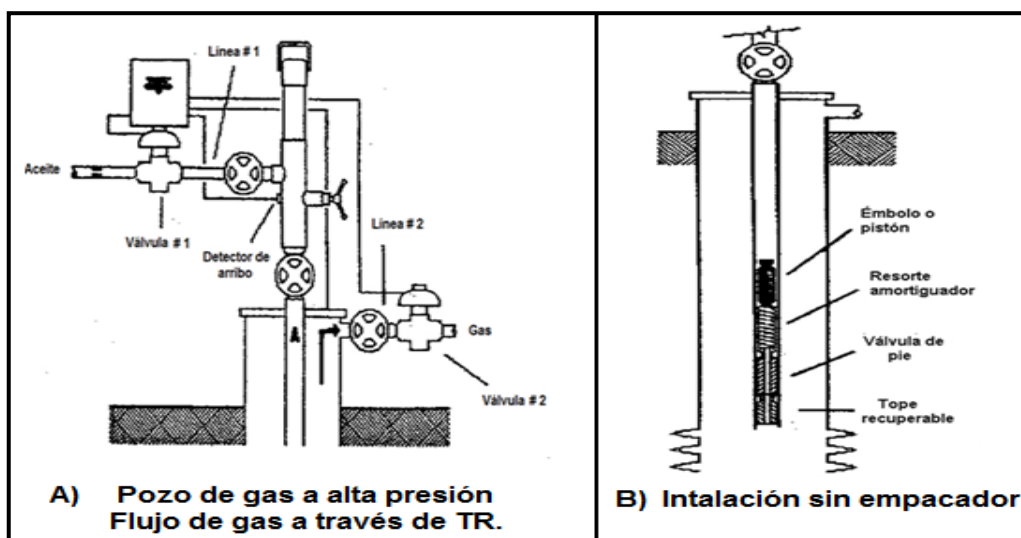


Figura 4.29. Instalaciones de pozos de gas (Tomado de Lizcano, 2002).

4.9.1.6 REQUERIMIENTOS DEL POZO

No obstante al equipo escogido para un pozo, los primeros puntos a considerar para la instalación del émbolo viajero son el tipo de válvula maestra y las condiciones de la tubería de producción.

4.9.1.6.1 VÁLVULA MAESTRA

La válvula maestra en el pozo debe de tener un diámetro de paso igual al diámetro interior de la tubería de producción, ya que de ser menor impedirá el paso del émbolo, y en caso contrario permitirá un paso excesivo de gas alrededor del pistón que impedirá posiblemente que éste arribe hasta el lubricador, siendo ambos casos un problema ya que de ser así será imposible tanto la remoción para su servicio como la activación del sistema de llegada del mismo (Lizcano, 2002).

4.9.1.6.2 TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

La tubería de producción debe estar en buenas condiciones y es recomendable que sea calibrada antes de correr cualquier equipo subsuperficial, ya que las tuberías inclinadas y deformadas así como la presencia de parafinas e incrustaciones calcáreas puedan impedir la operación normal.

4.9.1.6.3 EQUIPO MECÁNICO REQUERIDO

El equipo mecánico necesario para la instalación del émbolo viajero en un pozo de gas puede dividirse en dos partes: el equipo subsuperficial y el equipo superficial.

Dentro del equipo subsuperficial se encuentra una válvula de pie, un juego de topes recuperables, un resorte amortiguador y el pistón viajero, mientras que el equipo superficial cuenta con un lubricador – receptor, una válvula motora y un controlador de ciclos.

4.9.1.6.3.1 JUEGO DE TOPES RECUPERABLES

Cuando la sarta de producción del pozo no está equipada con un niple de asiento, puede utilizarse un tope recuperable para posicionar tanto el resorte amortiguador como la válvula de pie (Lizcano, 2002).

Cabe señalar que si en el momento en que el émbolo llega al fondo de la tubería de producción, el interior de ésta se encuentra sin fluidos, será necesario instalar dos topes recuperables, uno para la válvula de pie y otro para el resorte amortiguador, ya que la experiencia de la gente de campo de PEMEX ha demostrado que cuando el émbolo choca en seco con un juego de resorte amortiguador, válvula de pie y tope recuperable juntos, se tendrán vibraciones que rápidamente provocarán la falla de la válvula mencionada.

4.9.1.6.3.2 VÁLVULA DE PIE.

La válvula de pie se encuentra a continuación del tope recuperable, por debajo del resorte del amortiguador, siendo su función principal permitir el paso de los fluidos en sentido ascendente e impedir el movimiento de los mismos en el descendente, disminuyendo con esto la presión ejercida por los líquidos sobre el yacimiento (Lizcano, 2002).

Las partes principales que componen una válvula de pie son: una coraza exterior, dentro de la cual se encuentra un juego de esfera y asiento reemplazable, además de un conjunto de empacadores que circundan a dicha estructura (figura 2.14).

4.9.1.6.3.3 RESORTE AMORTIGUADOR

El resorte amortiguador es una parte esencial del equipo mecánico requerido para la instalación del émbolo viajero, ya que éste previene un choque excesivo del pistón cuando cae al fondo de la tubería de producción, particularmente si el pozo no presenta líquidos sobre el tope recuperable.

4.9.1.6.3.4 PISTÓN VIAJERO

Las características operativas necesarias en cualquier émbolo instalado en un pozo de gas son: alta resistencia al choque y al desgaste, así como ha pegaduras en la tubería de producción. Por otra parte, dos características más, deseables para la operación del émbolo, se refieren a la habilidad de caer rápidamente a través de gas y líquidos y a la habilidad de proveer un buen sello contra el interior de la tubería de producción durante su viaje ascendente.

Existen dos tipos principales de émbolos, los sólidos y los de válvula de varillas; sin embargo, debido a la baja viscosidad de los condensados presentes, los primeros son los que se utilizan para pozos de gas, por lo que a continuación se discutirán (Lizcano, 2002).

Dentro de los émbolos sólidos se pueden distinguir cuatro tipos: el pistón con sello turbulento, el pistón con hojas de expansión, el pistón tipo brocha y el pistón combinado (sello turbulento – hojas de expansión), estos se describen a continuación:

Pistón con sello turbulento. Consta de una serie de canales cortantes unidos a una barra sólida. El sello se efectúa por el movimiento rápido del gas por estos canales, generando una turbulencia dentro de cada uno de estos, lo cual provoca una caída de presión con el movimiento del pistón. Su aplicación se da principalmente en pozos con problemas de depositación orgánica e inorgánica.

Pistón con hojas de expansión. El diseño de este pistón contempla resortes que sujetan hojas, las cuales sellan con el diámetro interior de la tubería de producción, de tal manera de reducir al mínimo el resbalamiento.

Pistón tipo brocha. Este tipo de pistón utiliza una brocha como elemento sellante, aplicándose principalmente en pozos con producción de arena, debido a que los demás émbolos en presencia de este elemento y por sus características, pueden atascarse cuando la arena queda atorada entre la pared interior de la tubería y la cara exterior del pistón.

Pistón combinado. Es una combinación de los émbolos mencionados en los primeros puntos y su ventaja es que presenta las características de ambos en un solo pistón.

4.9.1.6.3.5 LUBRICADOR – RECEPTOR

El lubricador es otro elemento importante de cualquier instalación del émbolo viajero. Un lubricador – receptor típico contiene un resorte para resistir la fuerza de arribo del émbolo, además de un atenuador de impactos que lleva a cabo el contacto inicial del pistón con el lubricador, siendo su función proteger el resorte y la parte superior del émbolo de los golpes.

El receptor es usado para sostener el émbolo dentro del lubricador y así facilitar su remoción, mientras que la función del detector magnético es indicar al controlador de ciclos cuando el émbolo llega a superficie (Lizcano, 2002).

4.9.1.6.3.6 VÁLVULA MOTORA

La válvula motora tiene la función de abrir o cerrar el pozo de tal manera que éste lleve a cabo los ciclos para el funcionamiento del émbolo viajero. Esta parte importante del equipo mecánico se rige por el controlador de ciclos, y abre o cierra con el gas proveniente del pozo, aunque también lo puede hacer con el suministro de un tanque de gas a presión.

4.9.1.6.3.7 CONTROLADOR DE CICLOS

Este elemento es el que controla el cierre y apertura del pozo a través de la válvula motora. Aunque existen dos tipos principales de controladores de ciclo para las instalaciones del émbolo viajero, el controlador de tiempo es el que se utiliza para pozos de gas, debido a que los controladores de presión (diseñados para maximizar la producción de aceite) provocarán largos periodos de cierre que minimizarán la producción de gas.

Como es de suponerse, los controladores utilizados en pozos de gas son programados para abrir o cerrar la válvula motora después de un cierto tiempo, transcurrido entre el final y el inicio de cada periodo (Lizcano, 2002).

Es importante mencionar que aunque los tiempos de cierre y apertura se optimizan para maximizar la producción de gas, el gasto de gas para el caso de yacimientos de gas asociados a un acuífero no puede sobre pasar al gasto crítico, ya que de suceder así, se provocarán graves daños al yacimiento como es la digitación del agua entre otros.

4.9.1.7 TIPOS DE INSTALACIONES.

Existen diferentes tipos de instalaciones, tanto superficiales como subsuperficiales para el émbolo viajero en pozos de gas, por lo que en esta sección se discutirán los arreglos que pueden presentarse.

4.9.1.7.1 INSTALACIONES SUPERFICIALES.

Los principales arreglos del equipo en superficie utilizado para la instalación del émbolo viajero en pozos de gas son los siguientes:

4.9.1.7.1.1 INSTALACIÓN COMÚN PARA POZOS DE GAS

En este arreglo, tanto los líquidos como el gas fluyen a través de la tubería de producción. El arreglo cuenta con dos salidas para los fluidos, una sobre el receptor y otra por debajo del mismo. Durante el periodo de apertura del pozo (válvula motora abierta) el émbolo viajará junto con el bache de líquidos sobre éste hasta la superficie, por lo que los líquidos serán guiados a la línea de descarga a través de las dos salidas mencionadas; sin embargo, una vez que el émbolo llega al lubricador, éste obstruye la línea 1, por lo que el gas tendrá que fluir sólo por la línea 2. Este par de salidas sirven también para dar una mayor área de flujo para los líquidos, en caso de que el bache sea demasiado grande (Lizcano, 2002).

4.9.1.7.1.2 INSTALACIÓN PARA POZOS DE GAS CON ALTA PRESIÓN (FLUJO DE GAS POR TR)

Este tipo de arreglo presenta una salida para los fluidos provenientes de TP por la TR. La descripción del ciclo durante la apertura del pozo difiere de la anterior, ya que para el inicio de éste, la válvula 1 se abre mientras que la válvula 2 permanece cerrada; de esta manera, el émbolo viajará junto con el bache de líquidos hasta la superficie, por lo que estos se descargarán por la única línea existente en TP.

Una vez que el detector registra el arribo del émbolo, el controlador abrirá la válvula 2 y cerrará la válvula 1, por lo que el gas fluirá por el espacio anular, dando la oportunidad a que éste se pueda incorporar directamente a un gasoducto debido a la alta presión que lleva consigo.

4.9.1.7.1.3 INSTALACIÓN PARA POZOS DE GAS CON ALTA PRESIÓN (FLUJO DE GAS POR TP)

Este tipo de arreglo opera exactamente igual que el anterior, con la única diferencia de que la línea 2 se encuentra por debajo de la línea 1, sobre el lubricador y no en el espacio anular.

4.9.1.7 .2 INSTALACIONES SUBSUPERFICIALES

Los principales tipos de instalaciones subsuperficiales están representadas por dos arreglos que son instalación sin empacador e instalación con empacador.

4.9.1.7.2.1 INSTALACIÓN SIN EMPACADOR

Este arreglo es compatible con los tres arreglos superficiales, siendo su principal característica la ausencia de empacador, que permitirá tener el equipo mecánico necesario del émbolo viajero lo más abajo posible dentro de la tubería de producción, provocando una mayor descarga del bache de líquidos por ciclo. En esta instalación, el gas de empuje entrará por la boca de la tubería de producción.

4.9.1.7.2.2 INSTALACIÓN CON EMPACADOR

Para este tipo de arreglo, es necesario incluir una válvula operante o camisa de circulación que se encuentre debajo del pistón, de tal manera que durante el periodo de cierre del pozo, el gas entre al émbolo y la TP salga por esta válvula hacia el espacio anular para su acumulación. Por otra parte, esta camisa permitirá también la entrada a la TP del gas de empuje durante la apertura del pozo. Al igual que el arreglo anterior, esta instalación también es compatible con los tres arreglos superficiales más comunes (Lizcano, 2002).

4.9.1.8 VENTAJAS

Es evidente que se obtiene mejorías cuando se utiliza el émbolo viajero como las que a continuación se describen:

1.- Control de parafinas: La eliminación de la parafina representa varias ventajas. El incremento en la producción será la diferencia entre un pozo que produce en una tubería limpia y un pozo estrangulado por el efecto de la parafina (Lizcano, 2002). Los costos de la producción diferida, por la limpieza de la parafina y el tiempo empleado en la remoción, serán eliminados.

2.- Descarga de un pozo de gas: El pozo de gas que es prevenido de la carga de líquidos, restablecerá su declinación normal. El incremento en la producción se deberá principalmente a la ausencia de carga de líquidos. Produciendo gas y líquidos con el menor gradiente y menor contrapresión en el fondo, el pozo será capaz de producir a su máxima capacidad.

3.- Pozo de alta relación gas aceite: Un pozo de aceite que esta “cabeceando” e intentando elevar líquidos con gas de formación, produce en forma ineficiente.

Con la instalación de un émbolo, es capaz de controlar y estabilizar los cielos de elevación, eliminando el resbalamiento y retorno de los fluidos al fondo. Esto permite que el pozo opere eficientemente (Lizcano, 2002).

4.-Aspecto económico: En este sistema no hay consumo de energía eléctrica ni consumo de gas. Toda la energía es suministrada por el yacimiento, incluyendo el gas de instrumentación. Además de esto, está el bajo costo de mantenimiento, generalmente lo único que se desgasta es el émbolo. Si se nota desgastado puede cambiarse o repararse a un costo mínimo.

5.- Mantenimiento: El tope y el resorte instalados en el fondo de la sarta, normalmente no están sujetos a mucho desgaste o deterioro, exceptuando algunas condiciones severas como manejo de arena o corrosión (Lizcano, 2002). Estos accesorios no requieren de ningún mantenimiento. El equipo superficial, incluyendo el lubricador y el receptor, prácticamente no necesitan mantenimiento y podrían durar muchos años.

4.9.1.9 LIMITACIONES

Algunas consideraciones que se deben tomar en cuenta, es la condición de la tubería y el diámetro en la cabeza del pozo. La tubería debe ser del mismo diámetro del colgador hasta el fondo de la sarta. La cabeza del pozo, incluyendo las válvulas maestras y tuberías de flujo, deben ser del mismo diámetro de la tubería y en el caso de las válvulas múltiples, eliminarlas para reducir al mínimo la

altura del árbol de válvulas, con el fin de facilitar la remoción del embolo para su mantenimiento o reparación.

Se deberá tener precaución al considerar pozos que producen arena. Esta arena puede proceder de la formación o agentes sustentantes empleados en los fracturamientos (Lizcano, 2002). Existen algunas circunstancias donde los émbolos han operado con la presencia de arena pero durante su funcionamiento se corre el riesgo de que la herramienta se pegue o se dañen las instalaciones de producción.

4.9.2. TUBERÍA FLEXIBLE

La producción asociada con yacimientos de gas normalmente incluye tanto agua de formación y/o condensado. La presencia de estos líquidos en la corriente de flujo tiene un impacto significativo sobre las características de flujo del pozo y deben ser acarreados a la superficie por la fase gaseosa para prevenir la acumulación de líquidos dentro del pozo.

La acumulación de agua y/o condensados en un pozo productor de gas y líquidos, se dará cuando la velocidad de gas presente en el pozo sea menor a la mínima requerida; de esta manera, se deberá procurar que la velocidad de flujo sea suficientemente alta con el propósito de evitar la presencia de tal problema (Lizcano, 2002).

Esta acumulación de líquidos dentro del pozo es conocida también como carga de líquidos. La acumulación de líquidos se presenta cuando no hay suficiente energía en la fase gaseosa de la corriente de flujo para transportar y extraer la totalidad de los líquidos que entran al pozo o que se condensan dentro de él.

Conforme los líquidos se acumulan en el fondo del pozo, el resultado es un incremento en la presión de fondo y una disminución en la producción del pozo. La acumulación de líquidos es un problema en muchos pozos viejos así como en algunos pozos nuevos, particularmente en yacimientos depresionados. Si no se toman medidas para minimizar la carga de líquidos, se limitará severamente la capacidad del pozo y eventualmente se “matara” al pozo.

El uso de la tubería flexible (TF) como una sarta de velocidad ha resultado ser una alternativa viable y económica para continuara e incrementar la producción en pozos que experimentan problemas de carga de líquidos. La TF se instala dentro de la TP o TR existentes, lo que reduce el área de flujo.

Esta reducción en el área de flujo da como resultado un incremento en la velocidad del flujo de gas para una razón de flujo dada. Si el yacimiento puede producir a esta razón y a una presión de fondo fluyendo (P_{wf}) resultante, el incremento en la velocidad del gas dará como resultado un aumento en la capacidad del pozo para descargar los líquidos.

Las instalaciones de sartas de velocidad pueden ser ejecutadas bajo condiciones de pozo fluyendo con lo que se elimina los costos asociados con el control de pozo (Lizcano, 2002).

La tubería flexible es el sistema utilizado para prevenir la acumulación de líquidos, el cual consta de una tubería de diámetro pequeño (comúnmente de 1 pulgada o mayor), que tiene la característica de no ser rígida, y que se introduce por el interior de la tubería de producción hasta la zona de disparos.

4.9.2.1 PRINCIPIO DE OPERACIÓN

La técnica utilizada con este sistema para la descarga de líquidos en pozos de gas opera con el principio de incrementar la velocidad del gas producido para permitir el acarreo de los líquidos a la superficie, esto debido a que se provee una reducción del área de flujo.

De esta forma se puede cambiar la tubería flexible de diámetro adecuado, para provocar que la velocidad del gas del pozo sea siempre mayor a la velocidad mínima requerida, garantizando de esta manera que el pozo esté siempre libre de líquidos; sin embargo aunque esto parece sencillo, conjuntamente con las posibles reducciones del diámetro, se deberá analizar el incremento de las pérdidas de presión por fricción y del resbalamiento, ya que esto, en ciertos casos, pueden ser una limitante (Lizcano, 2002).

Adicionalmente deberá tomarse en cuenta el incremento de la presión de fondo fluyendo (debido a la restricción del área de flujo) la cual puede llegar a reducir la producción a valores por debajo de los económicamente aceptables.

4.9.2.2 INSTALACIÓN TÍPICA DE LA SARTA DE VELOCIDAD

La TF es colgada de la cabeza del pozo utilizando un colgador. Esto da como resultado un efecto mínimo sobre la funcionalidad de la cabeza del pozo. El procedimiento general para colgar la tubería flexible como una sarta de velocidad es el siguiente:

- 1) Instalar el equipo de tubería flexible y controlar el pozo si es necesario.
- 2) Instalar la cabeza de la tubería flexible. Esto puede realizarse en el lugar o puede ser una adición existente en la cabeza de la tubería. La cabeza de la tubería será instalada sobre la válvula maestra inferior.
- 3) Acoplar los preventores con la ventana de la cabeza de la tubería.
- 4) Correr la tubería flexible taponada en el extremo para prevenir un posible contraflujo a través de la misma, los accesorios tales como sellos para instalar el empacador, niples de asiento o mandriles según sea necesario. Utilizar los preventores para el control del pozo.
- 5) Cuando el extremo de la tubería flexible esté a la profundidad deseada, cerrar los preventores y verificar que no existan fugas.
- 6) Medir cuidadosamente la distancia del fondo de la brida inferior de la ventana de acceso a los espárragos de la cabeza de la tubería para asegurarse que, mientras se coloca el colgador, el montaje fije completamente al perfil del colgador.
- 7) Sujetar el colgador y las cuñas de la tuberías flexible y lentamente bajar el montaje a la superficie del preventor de arietes inferior.
- 8) Cerrar el preventor superior, abrir el preventor inferior y dejar que se iguale la presión a través del carrete.
- 9) Bajar el colgador y sentar la tubería con peso en el colgador. Enganchar cuidadosamente las bridas con los espárragos y probar el colgador con presión.

- 10) Cortar la tubería flexible en la ventana.
- 11) Hacer un corte final en la tubería flexible, y biselar para ajustar el adaptador para evitar dañar los sellos del mismo. Instalar el equipo restante y conectar la línea de flujo.
- 12) Presurizar la tubería flexible para cortar el tapón de fondo.
- 13) Poner el pozo en servicio.

Para remover la tubería flexible se requiere controlar el pozo, desganchar el colgador y la tubería con el equipo de tubería flexible (camión).

Antes de extraer la tubería debe controlarse el pozo o taponarse la tubería y desfogar la presión si se tiene depósitos de parafina, el pozo debe ser lubricado antes de sacar la tubería. El aceite caliente puede servir para controlar el pozo (Lizcano, 2002).

El mantenimiento después de que la tubería flexible es instalada podría incluir cortes periódicos de parafina y tratamientos con inhibidores de corrosión, para evitar problemas posteriores.

4.9.2.3 VENTAJAS.

El uso de la tubería flexible para descargar los líquidos de los pozos de gas se ha llevado a cabo desde la mitad de los años 80, resultando en incrementos de aproximadamente el 80% de la producción de gas, con respecto a la producción obtenida antes de instalarla (Lizcano, 2002). Las ventajas principales al utilizar esta técnica son:

- 1) No necesita equipo de perforación o reparación para su instalación.
- 2) Puede ser introducida y recuperada sin necesidad de controlar el pozo.
- 3) Sus costos son competitivos con la tubería convencional de coples.
- 4) Rápida instalación.

La tubería flexible tiene del rango de $\frac{3}{4}$ " a $2\frac{3}{4}$ " de diámetros exteriores. Para cada diámetro diferente de tubería existen también varios espesores de pared disponibles. La sarta de velocidad más común es de 1" de diámetro externo, la cual ha sido corrida satisfactoriamente hasta 20,000 pies de profundidad.

4.9.2.4 LIMITACIONES

La tubería flexible puede presentar problemas por acumulación de parafinas que pueden taponarla (en el caso que se utilice para yacimientos de aceite). La formación de parafina en el fondo del pozo depende de las propiedades del aceite del pozo y del perfil de temperatura.

Un pozo con problemas de taponamiento por parafina antes de instalar la sarta de velocidad es de esperarse que continúe con estos problemas, por lo que se deben tomar medidas para tener este problema bajo control.

Otras desventajas que se presentan en la sarta de velocidad son inherentes al pequeño diámetro de la tubería y no a la tubería flexible como tal. Con un mantenimiento adecuado se pueden minimizar algunos problemas (Lizcano, 2002).

Una desventaja es el incremento en el riesgo de matar al pozo. En una tubería de 1¼" de diámetro, por ejemplo, un barril de agua equivale a 385 psi de presión hidrostática. En una tubería de 2¾", un barril de agua equivale a 112 psi de presión hidrostática.

Debido a que la sarta de velocidad está instalada en pozos con baja presión de fondo, cualquier presión hidrostática adicional puede afectar la condición fluyente del pozo.

4.9.3 INYECCIÓN DE REACTIVOS ESPUMANTES.

La presencia de una fase líquida durante la producción de gas ha sido reconocida como una restricción al flujo en los pozos de gas como ya se ha mencionado.

Un pozo de gas comienza a cargarse con líquidos cuando la velocidad de la fase gaseosa en la tubería llega a ser menor que la velocidad crítica para transportar la fase líquida, tanto agua de la formación o condensado, a la superficie (Lizcano, 2002).

Una vez que la velocidad del gas llega a ser insuficiente para acarrear la fase líquida, los líquidos comenzarán a acumularse en el fondo del pozo imponiendo una contrapresión en la formación, lo cual impedirá la producción de gas y el arrastre de los líquidos. Este proceso de acumulación de líquidos se puede resumir en las siguientes cuatro etapas:

ETAPA 1. Sobre la terminación inicial un pozo de gas normalmente tiene suficiente velocidad del gas para transportar los líquidos a la superficie. En esta etapa, la velocidad del gas es igual o mayor a la velocidad mínima del gas requerida para la remoción continua de los líquidos en el pozo.

Esta es normalmente la etapa de mayor duración debido a la alta presión inicial del yacimiento y al alto gasto inicial del gas. La figura 4.24a muestra las gotas del líquido que están suspendidas en el núcleo de alta velocidad del gas y que están siendo transportadas a la superficie.

ETAPA2. Conforme pasa el tiempo, la presión del yacimiento disminuirá provocando una disminución en el gasto de gas. Debido a que la velocidad del gas es indirectamente proporcional al gasto del gas, la velocidad del gas disminuirá consecuentemente.

Una vez que la velocidad del gas está debajo de la velocidad crítica necesaria para remover continuamente los líquidos, las gotas suspendidas en la fase gaseosa comenzarán a moverse hacia abajo y acumularse en el fondo del pozo.

Esto provocará una restricción en el área efectiva de flujo del gas e impedirá la producción de gas. La figura 4.24b muestra el líquido comenzando a acumularse en el fondo del pozo. El operador encargado del pozo notará una disminución en la producción de gas durante esta etapa.

ETAPA 3. Como se mencionó anteriormente, los líquidos acumulados en el fondo del pozo actúan como un estrangulador de fondo disminuyendo el área efectiva de flujo para la fase gaseosa.

La velocidad del gas es inversamente proporcional al área de flujo, por lo que la velocidad del gas se incrementará.

Esta reducción en el área de flujo ocasiona una caída de presión más grande a través de la columna de líquido acumulada. Esta caída de presión se incrementará hasta que la presión corriente abajo alcance la presión necesaria para arrastrar los líquidos de la tubería.

Normalmente esta etapa es reconocida fácilmente en la superficie al monitorear la presión diferencial en la TP y TR, utilizando un registrador de presión (Lizcano, 2002).

ETAPA 4. Normalmente un pozo estará repitiendo las etapas 2 y 3. Sin embargo, conforme pase el tiempo, el tiempo diferencial entre los baches de líquido producido en la superficie será cada vez más grande.

Esto es debido al incremento en el tiempo para que la presión del yacimiento alcance la presión necesaria para arrastrar el bache de líquido en la tubería.

Finalmente, la contrapresión ejercida sobre la formación por los líquidos acumulados rebasará a la energía disponible en el yacimiento, y entonces, el pozo se llenará y dejará de fluir como se muestra en la figura 4.30d.

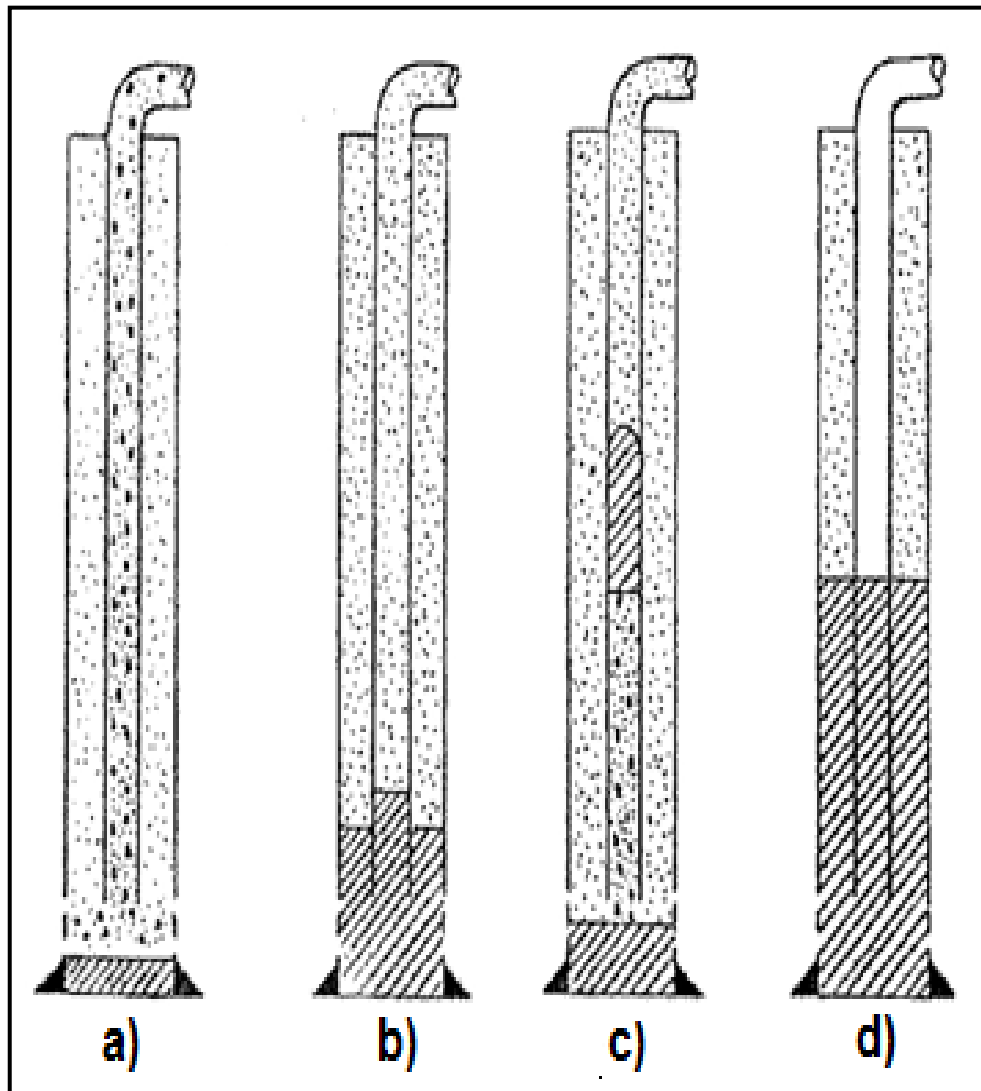


Figura 4.30. Etapas de la descarga de líquidos (Tomado de Lizcano, 2002).

Algunos experimentos realizados muestran que el tipo y la concentración de los surfactantes utilizados para generar la espuma tienen una fuerte influencia sobre la eficiencia de remoción de líquidos.

Si bien las barras espumantes han sido utilizadas por muchos años, casi no hay literatura disponible en el funcionamiento de éstas (Lizcano, 2002). El uso de barras espumantes es una técnica que consiste en agregar productos químicos al pozo (surfactantes) ya sea por el espacio anular o por el interior de la tubería de producción, con el fin de que estos se pongan en contacto con los líquidos acumulados dentro del mismo.

El principio utilizado en este sistema se basa en el hecho de que al reaccionar el surfactante con los líquidos, se provocará una reducción de la tensión superficial de estos últimos, con lo que pasarán a formar parte de un nuevo estado espumoso, el cual sí puede ser descargado en forma continua por el gas proveniente del yacimiento, esto debido a una reducción de pérdidas de presión por elevación. Generalmente dichas barras están envueltas en un tubo de papel o cartón, o bien en una bolsa de polietileno sellada, lo cual permite un tratamiento rápido y a bajo costo.

4.9.4 BARRAS ESPUMANTES

Algunas propiedades físicas de las barras espumantes son las siguientes:

Punto de inflamación	Mayor de 200°F
pH	6.5 - 7.5
Olor	Dulce
Solubilidad(en aceite)	Dispersa
Solubilidad(en agua)	Soluble
Color	Azul, blanco, naranja, café y verde
Medidas	1" X 15 3/4" - 1 5/8" X 18"

Tabla 1. Propiedades físicas de las barras espumantes (Tomado de Lizcano, 2002).

Existen principalmente tres tipos de barras, las cuales son:

1. Barras espumantes que reaccionan en agua.
2. Barras espumantes que reaccionan en agua y condensados.
3. Barras generadoras de gas.

De las barras mencionadas, tanto la primera como la segunda se agregan de acuerdo al tipo de líquidos presente en el pozo, mientras que la tercera se utiliza adicionalmente a las primeras, en caso de que el pozo no aporte la cantidad de gas suficiente para formar la espuma.

Cabe señalar que adicionalmente a los surfactantes, las barras espumantes pueden contener, además inhibidores de corrosión, de parafina, de incrustaciones y otros químicos que de alguna manera ayuden a beneficiar el comportamiento del pozo (Lizcano, 2002). La información útil para operar o solicitar un tratamiento con barras espumantes es la siguiente:

1. Profundidad del pozo.
2. Espesor del intervalo productor.
3. Diámetros de TR y TP.
4. Profundidad del empacador (si lo hay).
5. Temperatura del fondo del pozo.
6. Contenido de sal en el agua (ppm).
7. Presión de fondo (si se conoce).
8. Presión superficial
9. Caída de presión en superficie.
10. Producción original del pozo (aceite, agua, gas).
11. Producción actual del pozo (cantidad de aceite, agua y gas).
12. Tiempo de producción.
13. Conocer o estimar el peso de la columna de líquido en TR o TP.

4.9.4.1 PROCEDIMIENTO PARA LA APLICACIÓN MANUAL DE BARRAS ESPUMANTES A POZOS.

El objetivo de este procedimiento es establecer la secuencia de operaciones para la aplicación en forma correcta y segura de los productos químicos en forma de barras espumantes en pozos para restituir sus condiciones de producción.

4.9.4.2 ACTIVIDADES PRINCIPALES.

Antes de iniciar con estas actividades es necesario verificar que se tenga fácil acceso a las válvulas del árbol, por medio de un andamio o piso de maniobras, si no es así, por ningún motivo se deberá intentar efectuar esta operación (Lizcano, 2002).

1. Verificar que el pozo tenga línea de descarga al quemador y que este anclada.
2. Cerrar la válvula maestra y la lateral del pozo a la línea de descarga, girando el volante en el sentido de las manecillas del reloj.
3. Abrir la válvula lateral al quemador para depresionar la cruceta del árbol y posteriormente abrir totalmente la válvula de sondeo.
4. Introducir una barra, dejándola caer al espacio entre la válvula maestra y la de sondeo.
5. Cerrar la válvula lateral al quemador y la de sondeo, y posteriormente abrir la válvula maestra para permitir el paso de la barra hacia el interior de la tubería de producción.
6. Cerrar la válvula maestra nuevamente y repetir el procedimiento a partir del punto 3, tantas veces como barras se pretenda introducir al pozo.
7. Esperar a que las barras introducidas reaccionen con los líquidos del pozo y posteriormente abrir la válvula lateral la línea de descarga. No se deberá inducir el pozo a la atmósfera una vez que han sido introducidas las barras espumantes.

Al inicio de las operaciones, si al abrir el pozo a la atmósfera, éste se abate totalmente, se pueden introducir en un solo ciclo las barras que se desee y se continuará el procedimiento normal.

4.9.4.3 CAMPO DE USO DE LAS BARRAS ESPUMANTES.

Los pozos de gas que son fluyentes necesitan ayuda conforme su tiempo de vida avanza y el líquido se presente en ellos. Se puede mejorar el flujo utilizando barras espumantes de condensado para aligerar la columna del líquido, ya sea condensado o agua si está presente. Un tratamiento normalmente involucrará únicamente de 1 a 3 barras diarias. El tratamiento debe empezarse antes de que el nivel del fluido llegue demasiado alto (Lizcano, 2002).

4.9.4.4 BARRAS ESPUMANTES QUE REACCIONAN EN AGUA

Las barras espumantes han sido utilizadas en la industria petrolera por cerca de cuarenta años. Conforme los pozos de gas (y pozos de aceite) declinan, comienzan a tener problema con la entrada de agua en el fondo del pozo.

Esto comienza por crear un verdadero problema en la producción cuando la columna de agua supera unos cientos de pies de altura, la presión generada en el fondo es igual a la altura de la columna de agua por la densidad del fluido.

Tan pronto la altura de la columna de líquido crea la suficiente presión e iguala a la presión de la formación, la producción de gas se reducirá a cero.

Un operador que esté atento notará un decremento del volumen de gas producido en la superficie, lo cual es un indicador de que el agua probablemente este aumentando en el pozo y por lo tanto se deberán utilizar las barras espumantes para controlar esta situación.

Es mucho más fácil remover una pequeña cantidad de agua del pozo que esperar hasta que el pozo éste casi muerto o muerto antes de empezar a utilizar un tratamiento de barras espumantes (Lizcano, 2002).

El mejoramiento en el volumen de gas producido con la utilización de barras espumantes es tan considerable que se recupera la inversión al comenzar un programa de uso regular. Hay pocos gastos (desembolsos) en la industria petrolera que dan un reembolso tan rápido.

La altura de la columna de agua en la tubería raramente es un valor conocido; sin embargo, un cálculo de la reducción de presión de la superficie al fondo del pozo puede darnos una estimación de la columna de agua en el pozo.

4.9.4.5 BARRAS ESPUMANTES QUE REACCIONAN EN AGUA Y CONDENSADO.

Estas barras son dispersas en condensado y solubles en agua que contienen surfactantes que producen espuma en columnas de agua y condensado. Son utilizadas para incrementar la producción de gas al remover el condensado y el agua del pozo.

En pozos que tienen una temperatura de fondo menor a 130 °F es necesaria la presencia de agua para mejorar la acción espumante. Estas barras se recomiendan utilizar cuando más del 75% de la columna de líquido es condensado si la columna de líquido contiene más del 25% de agua, se recomienda utilizar una combinación de barras que reaccionan solamente en agua y barras que reaccionan en agua y condensado (Lizcano, 2002).

Una vez que el condensado se remueve de los pozos con el uso de las barras, se debe de comenzar un programa regular utilizando un número pequeño de barras (comúnmente 1 a 2) para desalojar el agua conforme ésta entra al pozo (antes de que la contrapresión sea muy grande) (Lizcano, 2002).

Al hacer esto a tiempo, se tiene disponible una mayor presión del yacimiento para ayudar en el arrastre de la espuma y formar parte del tratamiento.

El número de barras a utilizar esta en función del volumen del líquido acumulado sobre el intervalo productor. Algunas pruebas indican que los mejores resultados fueron obtenidos un tratamiento inicial de 0.5 a 1% en peso de las barras al líquido. Esto es, se requiere de 1.75 a 3.50 lbs de surfactante por cada barril de fluido a remover (Lizcano, 2002).

La barra se disolverá normalmente de 30 a 80 minutos dependiendo de la temperatura, el contenido de sal y el movimiento relativo de los fluidos. Las pruebas de laboratorio indican que la relación de disolución en diesel en movimiento es de 80 minutos a 100 °F, 24 minutos a 120°F, 7 minutos a 140°F y 2 minutos a 180°F.

La velocidad de descenso es de aproximadamente 100 pie/minuto (a través de agua dulce), aunque el movimiento del gas dentro de la tubería puede cambiar esta característica.

4.9.4.6 BARRAS GENERADORAS DE GAS

Las barras generadoras de gas son barras sólidas solubles en agua diseñadas para generar gas y proveer energía de agitación por medio del agente espumante en pozos de gas totalmente muertos debido a la acumulación de agua (Lizcano, 2002).

Las barras generadoras de gas contienen un surfactante espumante y u agente generador de gas. El gas generado al contacto de las barras con el agua es gas acetileno. El gas acetileno es similar al gas natural, es inflamable y en altas concentraciones es venenoso.

Si bien se producirá una pequeña cantidad de espuma al emplear estas barras, es recomendable un tratamiento previo con barras generadoras de espuma para obtener más espuma y reducir la contrapresión hidrostática sobre la formación permitiendo al gas natural atravesar la formación y arrancar el pozo. Las barras generadoras de gas son únicas en su género debido a que producen gas y algo de espuma conforme la barra se disuelve (Lizcano, 2002).

La barra no depende de la producción de gas natural para agitar el agente espumante y producir espuma, pero es necesario que la barra generadora de gas se disuelva en agua para producir gas. Si el pozo está produciendo un volumen pequeño de gas, se recomienda utilizar las barras generadoras de espuma.

El número de barras a utilizar está basado en el volumen de agua acumulado sobre el intervalo productor. Las pruebas de campo indican que los mejores resultados han sido obtenidos utilizando un tratamiento inicial de 0.5 a 1% en peso de las barras generadoras de gas al líquido acumulado. Un tratamiento de 0.5 a 1% en peso requerirá de 1.75 a 3.50 lbs de barra por cada barril de agua a agitarse. Esto es, de 2 a 4 barras (1 ¼" x 18") por un barril de agua.