



# INTRODUCCIÓN AL COMPLETAMIENTO DE POZOS

FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA

1

UNIDAD

2015

TATIANA PÉREZ - MAYCOL SUÁREZ



## CONTENIDO

	pág.
1. INGENIERÍA DE COMPLETAMIENTO Y SERVICIO A POZOS .....	4
1.1 COMPLETAMIENTO O TERMINACIÓN DE POZOS .....	4
1.2 REACONDICIONAMIENTO O WORKOVER .....	6
2. COMPONENTES DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO .....	9
2.1 YACIMIENTO.....	10
2.2 EL POZO.....	14
2.3 SUPERFICIE .....	16
3. FACTORES QUE AFECTAN EL DISEÑO DEL COMPLETAMIENTO DE POZOS .....	17
3.1 FACTORES RELACIONADOS A LOS PROPÓSITOS DEL POZO .....	17
3.2 FACTORES RELACIONADOS AL MEDIO AMBIENTE.....	19
3.3 FACTORES RELACIONADOS A LA PERFORACIÓN .....	19
3.4 PARÁMETROS RELACIONADOS AL YACIMIENTO .....	22
3.5 FACTORES RELACIONADOS A LA PRODUCCIÓN .....	26
4. CAPACIDAD DE FLUJO DEL POZO.....	28
4.1 POZOS DE ACEITE .....	28
4.2 POZOS DE GAS.....	30
5. CONFIGURACIONES DE COMPLETAMIENTO .....	32
5.1 COMPLETAMIENTO A HUECO ABIERTO O A HOYO DESNUDO.....	32

5.2 COMPLETAMIENTO CONVENCIONAL CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO .....	39
5.3 COMPLETAMIENTO CON UN FORRO CEMENTADO Y CAÑONEADO .....	40
5.4 COMPLETAMIENTO SENCILLO Y MÚLTIPLE .....	42
5.5 ARREGLOS DE TUBERÍA – REVESTIMIENTO, APLICADOS EN DIVERSOS COMPLETAMIENTOS .....	44
BIBLIOGRAFÍA .....	49

## **1. INGENIERÍA DE COMPLETAMIENTO Y SERVICIO A POZOS**

Después de realizar cuidadosamente el estudio o evaluación de las formaciones y considerar las pruebas hechas en estas, la compañía operadora decide si se debe sellar y abandonar el pozo bien sea porque está seco o porque no es capaz de producir petróleo o gas en cantidades significativas, o determinan si se debe instalar la tubería de producción y terminarlo.

### **1.1 COMPLETAMIENTO O TERMINACIÓN DE POZOS**

Se puede decir que es la única comunicación en superficie con el yacimiento y se define como las operaciones realizadas en un pozo con el fin de ponerlo a producir para obtener la mayor cantidad del hidrocarburo original en sitio o para usarlo como pozo de inyección, utilizando para ello las técnicas más adecuadas al menor costo posible, lo que conlleva a pensar que de un buen completamiento se puede esperar una buena producción de hidrocarburos.

Al finalizar la etapa de perforación, es decir, luego de que el pozo ha sido perforado hasta su profundidad total (TD), evaluado, revestido y cementado, se da inicio a las operaciones de completamiento, las cuales abarcan el diseño, selección e instalación de tuberías, herramientas y equipos en un pozo, y termina cuando este ha sido puesto en condiciones óptimas de extraer, bombear y controlar la producción de aceite o gas de una manera segura y eficiente o para ser usado como pozo de inyección.

Dentro de las operaciones más comunes del completamiento se encuentran la corrida de registros de hueco revestido, instalación y cementación del casing de producción o liner, el cañoneo de la o las zonas productoras, el empaquetamiento con grava, la instalación del tubing o tubería de producción, asentamiento de empaques, instalación de válvulas reguladoras, instalación del sistema de



levantamiento artificial según el caso, pruebas de producción, entre otras; se aclara que no siempre se realizan todas las operaciones antes mencionadas ya que existen diversas formas de completar un pozo.

Como se mencionó al inicio, el completamiento tiene como principal objetivo dejar el pozo en condiciones de obtener la máxima producción al menor costo posible, por lo tanto, se debe tener cuidado tanto con las propiedades del fluido de trabajo con el fin de ocasionar el menor daño posible a la formación, como también estudiar cuidadosamente los factores que afectan la selección del tipo de completamiento, por lo que se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones<sup>1</sup>:

- Producción de uno o más yacimientos.
- Tipo y volumen del fluido que va a ser producido.
- Tamaño del revestimiento de producción.
- Tamaño y longitud de la tubería de producción.
- Consolidación de la formación.
- Profundidad del pozo.
- Tipo de empaadura.
- Estimulación requerida.
- Características y propiedades del yacimiento: consolidación, presión, temperatura, etc.
- Técnicas de cañoneo.
- Requerimientos de levantamiento artificial.
- Presencia de contaminación: H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, etc.
- Normas de seguridad y regulaciones.
- Aspectos económicos.

---

<sup>1</sup> CIED, Centro Internacional de Educación y Desarrollo. COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO DE POZOS. Venezuela: CIED, 1996. p.19-20.

Las técnicas de completación de pozos han experimentado cambios debido al auge de la tecnología en el campo de la ingeniería donde se han visto mejoras en cuanto a tuberías de producción más resistentes a los efectos corrosivos, nuevos cañones de perforación, nuevos fluidos de completamiento, etc.

## **1.2 REACONDICIONAMIENTO O WORKOVER**

El workover, conocido también como rehabilitación, reacondicionamiento o reparación de pozos, es todo procedimiento o trabajo de mantenimiento realizado en un pozo de petróleo o gas después de que se ha completado el pozo y ha comenzado la producción del yacimiento, esto con la finalidad de restaurar o incrementar la producción o inyección.

A partir de que un pozo empieza a producir cambia de estado una o varias veces durante su vida útil, estos cambios requieren de diferentes trabajos de workover. Por ejemplo, un pozo que inicialmente producía por flujo natural dejó de producir por si solo y fue necesario instalar un sistema de levantamiento artificial; al final de su vida productiva se decidió abandonar el estrato productor y recompletar el pozo en un estrato superior para ponerlo a producir de nuevo; tiempo después se determinó convertirlo a inyector; las anteriores reparaciones representan la alternativa de alargar la vida del pozo y permiten mantener un control sobre los diferentes problemas de producción, por lo que se deben llevar a cabo estudios contundentes para identificarlos y analizar el tipo de reparación (workover) a realizar, esto con el fin de obtener una óptima rentabilidad.

Es de vital importancia conocer “las características de la zona productora, tales como su presión, el grado de consolidación y su sensibilidad al daño, este último

factor es frecuentemente despreciado, lo que causa el fracaso de muchos servicios.”<sup>2</sup>

Algunas de las razones por las cuales es necesario intervenir con un trabajo de workover o reacondicionamiento son:

- *Reparar daños mecánicos:* las fallas mecánicas se pueden presentar de diversas maneras, por ejemplo desde una falla de tubería de producción o un empaque, una camisa corrediza, el equipo para levantar gas, válvulas de seguridad recuperables con tubería o wireline, hasta cabezas de pozo que han fallado o que se encuentran fallando.
- *Estimular completamientos existentes:* generalmente se logra estimular el yacimiento introduciendo un ácido suave a través de los cañones hacia un reservorio existente, con el fin de lograr disolver los sólidos solubles y así poder restablecer la producción, este procedimiento se puede llevar a cabo con una unidad de coiled tubing, una de snubbing o con una de tubería de producción pequeña.
- *Completamiento de yacimientos múltiples:* un completamiento doble permite producir de manera simultánea de dos zonas.
- *Recompletamiento de una zona existente:* cuando la zona de interés inferior se agota, se suele aislar con un tapón de cemento antes de abrir la camisa adyacente a la zona que se quiere poner a producir a continuación, se corta y se retira la tubería de producción por encima de la zona que se agotó. Se

---

<sup>2</sup> DELGADO RAMÍREZ, Juan A. Especificaciones técnicas, manual – guía de empaques en operaciones de completamiento y reacondicionamiento de pozos. Trabajo de grado de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico - químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos. 2005. p.11.

cañonea la zona, después de colocar y probar el tapón de cemento se abre la camisa y se pone a producir.

- *Reparación de trabajos de cementación que fallaron:* generalmente se evidencian problemas con los trabajos de cementación por presión en el revestimiento intermedio y por presencia de trozos de cemento en el cuerpo del estrangulador, esto también puede estar acompañado de una reducción en la producción diaria a medida que las líneas de superficie se taponan de cemento.<sup>3</sup>
- *Otras razones por las que se lleva a cabo el reacondicionamiento son:* controlar la producción de agua y gas, prevenir conificación de agua, incrementar la producción, aislar y reparar zonas con cementación remedial, controlar problemas de producción de arena, profundizar, desviar o perforar direccionalmente, convertir un pozo de productor a inyector, cambiar tubería de producción, limpiar el pozo de tapones de arena, parafina, desechos metálicos y otros, realizar operaciones de estimulación de pozos (acidificación, fracturamiento), entre otras.

Estas actividades se realizan generalmente para mantener o mejorar la productividad del pozo, “aunque en algunas aplicaciones con línea de acero y tubería flexible se efectúan para evaluar o monitorear el rendimiento del pozo o el yacimiento. En las actividades de servicio al pozo, se utilizan, de forma cotidiana, líneas de acero, tubería flexible, equipos de reparación de pozos y de entubación bajo presión o unidades de varilla”.<sup>4</sup>

---

<sup>3</sup> Ibid., p. 12-14.

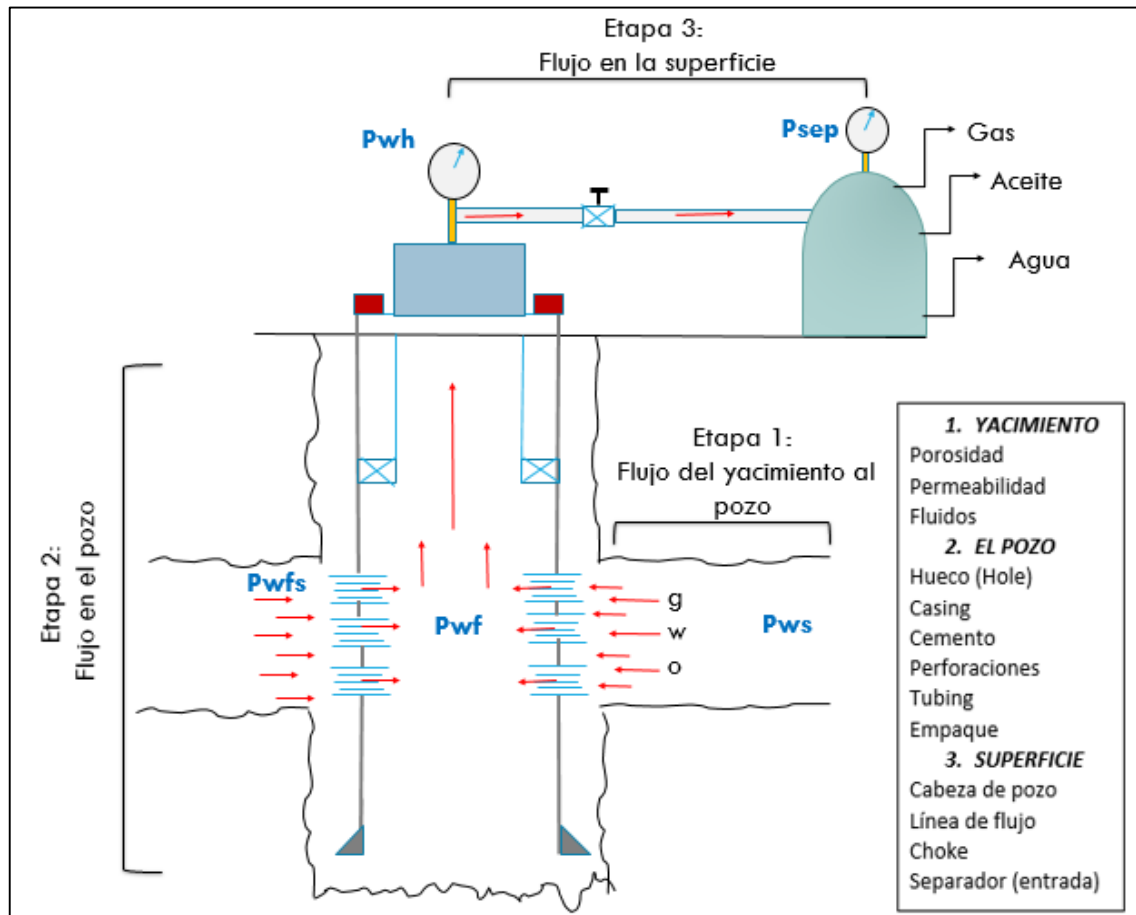
<sup>4</sup> SCHLUMBERGER, Servicio de Pozo. [En línea]. [Consultado el 11 de febrero de 2015]. Disponible en la web en: <[http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/w/well\\_servicing.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/w/well_servicing.aspx)>



## 2. COMPONENTES DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

El proceso de producción en un pozo de petróleo o gas comienza desde el radio externo de drenaje en el yacimiento hasta el separador de producción en la estación de flujo. En la Figura 1 se muestran las tres etapas de flujo en que se puede dividir el sistema completo de producción de un pozo, la etapa de flujo del yacimiento al pozo a través del intervalo ya terminado, el flujo de los fluidos del fondo del pozo a la superficie y finalmente el flujo de la cabeza del pozo al separador a través de la línea de flujo superficial.

Figura 1. Sistema de producción de un pozo



Fuente: basado en los apuntes de clase de Métodos de Producción con el Ing. Fernando Calvete, (2013).

En este proceso existe una presión de partida de los fluidos, que es la presión estática del yacimiento,  $P_{ws}$ , una presión de fondo fluyendo antes de entrar el fluido al intervalo cañoneado,  $P_{wfs}$ , una presión de fondo fluyendo en el pozo,  $P_{wf}$ , una presión en la cabeza del pozo,  $P_{wh}$  y una presión final o de entrega, que es la presión del separador en la estación de flujo,  $P_{sep}$ .

El movimiento de los fluidos comienza en el yacimiento a una distancia “re” del pozo donde la presión es  $P_{ws}$ , viaja a través del medio poroso hasta llegar a la cara del pozo o radio del hoyo,  $r_w$ , donde la presión es  $P_{wfs}$ . En este módulo el fluido pierde energía en la medida que el medio sea de baja capacidad de flujo ( $K_o \cdot h$ ), presente restricciones en las cercanías del hoyo (daño,  $S$ ) y el fluido ofrezca resistencia al flujo ( $\mu$ ). Mientras más grande sea el hoyo mayor será el área de comunicación entre el yacimiento y el pozo, aumentando así el índice de productividad del pozo. Al atravesar la completación los fluidos entran al fondo de este con una presión  $P_{wf}$ , en el interior del pozo los fluidos ascienden a través de la tubería de producción venciendo la fuerza de gravedad y la fricción en las paredes internas de la tubería, en el cabezal la presión resultante se identifica como  $P_{wh}$ .<sup>5</sup>

Los componentes del sistema de producción de petróleo se presentan a continuación:

## 2.1 YACIMIENTO

Se entiende por yacimiento una unidad geológica de volumen limitado, poroso y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso. Para tener un yacimiento de hidrocarburos básicamente se debe contar con una fuente, un camino migratorio, una trampa, porosidad/almacenaje y permeabilidad. Los ingenieros de yacimientos necesitan contar con conocimientos geológicos durante el desarrollo de

---

<sup>5</sup> CAMARGO, Edgar, *et al.* Un modelo de producción de pozos por levantamiento artificial utilizando análisis nodal. . En: Revista Ciencia e Ingeniería. Vol.30, No.1, 2009. p.25. ISSN: 1316-7081

su vida profesional, en virtud a que todo yacimiento que se estudie tiene antecedentes de tipo geológico. Normalmente, un yacimiento es definido mediante la perforación, de modo que se dispone de algunos datos en puntos discretos dentro del sistema. Dicha información es contenida en análisis de ripios, perfiles de pozo, análisis de corazones, análisis de rayos X y tomografía, muestras de paredes, pruebas de presión y pruebas de producción, entre otros. Lo que indica que una buena descripción del yacimiento depende de la habilidad para interpretar la información recolectada.<sup>6</sup>

Hoy en día técnicas modernas tal como la sísmica 3D, nuevos registros y mediciones de pruebas de pozo permiten dar una descripción más precisa del pozo y la configuración del yacimiento. Describir apropiadamente el yacimiento incluye tener en cuenta el grado de heterogeneidad, discontinuidades y anisotropías, la trayectoria del pozo, el azimut, entre otras propiedades que tienen un gran efecto en la producción del mismo. Conocer la historia geológica que ha precedido la acumulación del hidrocarburo que presenta el yacimiento es esencial, como también saber que no solo un anticlinal, una falla o un canal de arena son únicamente el depósito de los hidrocarburos sino que también controlan el futuro desempeño del pozo. Por lo que no hay duda que los mejores ingenieros de petróleo son los que entienden los procesos geológicos de la migración, depósito y acumulación de los fluidos.<sup>7</sup>

- *Porosidad ( $\phi$ )*: la porosidad se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca, y es usualmente expresada en porcentaje, matemáticamente se define así:

$$\phi = \frac{V_p}{V_t}$$

---

<sup>6</sup> ESCOBAR, Freddy. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Neiva-Huila: Editorial Universidad Surcolombiana. p. 12.

<sup>7</sup> ECONOMIDES, J. Michael; HILL A. Daniel y EHLIG-ECONOMIDES Christine. Petroleum Production Systems. New Jersey: Editorial Prentice Hall PTR, 1994. p.2. ISBN: 0-13-658683-X.

$V_p$  = volumen poroso,  $V_t$  = volumen total

Esta propiedad es un indicador directo de la cantidad de fluido que contiene la roca, además es la que da a esta la habilidad característica de absorber y contener los fluidos acumulados en ella como el aceite y el gas. Los factores primarios que controlan la porosidad son: tamaño de grano, selección, textura (forma del grano, redondez y empaque), tipo y modo de cementación de los granos, y la cantidad y ubicación de arcillas u otros minerales asociados con la arena. La estratificación e intrusión de las arcillas, carbonatos, u otros materiales en los intersticios de un depósito de arena contribuyen a presenciar una baja porosidad y permeabilidad.<sup>8</sup>

La porosidad del yacimiento puede ser medida con una variedad de técnicas de laboratorio usando los núcleos tomados del yacimiento o con mediciones de campo incluyendo los registros y pruebas de pozo, esta es una de las primeras propiedades obtenidas en cualquier esquema de exploración, obtener un valor deseable es esencial para la continuación de cualquier actividad futura en la explotación del yacimiento.<sup>9</sup>

Durante el proceso de sedimentación algunos de los poros que se desarrollaron inicialmente pudieron sufrir aislamiento debido a varios procesos diagenéticos o catagénicos, tales como cementación y compactación. Por ende, existirán poros interconectados y otros aislados, lo que conlleva a clasificar la porosidad en absoluta y efectiva. La primera es aquella que considera el volumen poroso de la roca este o no interconectado, por ejemplo una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y no tener conductividad de fluidos debido a la carencia de interconexión poral. La segunda es la relación del volumen poroso interconectado con el volumen bruto de la roca. Esta es una indicación de la

---

<sup>8</sup> ALLEN, Thomas y ROBERTS, Alan. Production Operations. Oklahoma: 1982. p.10. ISBN:0-930972-03-1

<sup>9</sup> ECONOMIDES. Op, cit., p.3.



habilidad de la roca para conducir fluidos, sin embargo esta porosidad no mide la capacidad de flujo de una roca.<sup>10</sup>

- *Permeabilidad (k)*: “la permeabilidad es una medida de la facilidad con que el fluido pasa a través de una roca porosa, bajo condiciones de flujo no turbulento y está en función del grado de interconexión entre los poros. Henry Darcy realizó los trabajos iniciales sobre la permeabilidad, cuando investigó el flujo de agua a través de filtros de arena y por esta razón la unidad de permeabilidad en la industria petrolera se conoce como darcy. La unidad práctica es el milidarcy (md) que es un milésimo de darcy y es la que se usa comúnmente en la industria. La permeabilidad de las arenas productivas varía de 1 a 1000 md (0.001 a 1 darcy). Algunas veces es mayor.

Esta propiedad puede variar ampliamente en lugares diferentes de la roca del mismo yacimiento y probablemente hay pocos lugares donde se pueda medir con suficiente exactitud la permeabilidad de las muestras individuales. En términos generales se puede decir que cuando los valores son menores de 50 md, los pozos que drenan el yacimiento son relativamente malos productores, en cuanto a la producción diaria por pie de productividad neta (a menos que se haga un tratamiento de estimulación a la formación, como es la fracturación o la acidificación). Cuando los valores están entre 50 y 250 md, los pozos productores serán de medios a buenos; cuando las permeabilidades en los pozos son mayores de 250 md, estos serán buenos. Sin embargo, estas generalizaciones no permiten hacer concesión alguna a los problemas individuales de cada pozo, como lo es una alta fracción de agua, elevadas relaciones gas/aceite y problemas de arenamientos”.<sup>11</sup>

---

<sup>10</sup> ESCOBAR. Op. cit., p.48.

<sup>11</sup> Nind, T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. Ontario, Canadá: Editorial Limusa, 1987. p.19-21. ISBN: 0-07-046576-2.

- *Fluidos*: el aceite y el gas nunca se encuentran disponibles solos saturando el espacio poroso, el agua siempre está presente. Ciertamente hay rocas que están mojadas por aceite, lo cual implica que las moléculas de aceite se adhieran a la superficie de la roca, aunque con mayor frecuencia las rocas son mojadas por agua. Las fuerzas electrostáticas y la tensión superficial actúan para crear estas mojabilidades las cuales pueden cambiar, por lo general con consecuencias perjudiciales, como resultado de la inyección de fluidos, perforación, estimulación, presencia de productos químicos de acción superficial u otras actividades. Si el agua está presente pero esta no fluye, la correspondiente saturación de agua es conocida como connata o intersticial.

Los hidrocarburos, son mezclas de muchos componentes que están divididos dentro del aceite y el gas, esta mezcla depende de su composición y de las condiciones de presión y temperatura, pueden aparecer como aceite o gas, o una mezcla de los dos. Frecuentemente el uso de los términos de aceite y gas es confuso, el aceite o gas producido se refiere a aquellas partes de la mezcla total que estarían en estado líquido y gaseoso, respectivamente, después de la separación superficial. Por lo general la presión y temperatura correspondiente están a condiciones estándar, que es usualmente pero no siempre, 14.7 psi y 60°F.<sup>12</sup>

## 2.2 EI POZO

Está compuesto por las siguientes partes:

- *Hueco (hole)*: La zona circundante al pozo es importante. Primero, toda actividad intrusiva tal como perforación, cementación y completamiento del pozo alteran la condición del yacimiento. La estimulación de la matriz es un intento para recuperar o incluso mejorar la permeabilidad cercana al pozo, el daño también es asociado incluso con la estimulación siendo el efecto neto de lo que se espera

---

<sup>12</sup> ECONOMIDES. Op. cit., p.4-5.

sea un beneficio. Muchos pozos son cementados y revestidos, ya que dentro de los objetivos de la cementación esta soportar el casing y para formaciones profundas la razón más importante es aislar las zonas de la contaminación, ya que los fluidos producidos de otras formaciones pueden ser una invasión fácil en un completamiento a hueco abierto.<sup>13</sup>

- *Casing o revestimiento*: es una sección armada de tubería de acero y configurada para adecuarse a un pozo específico, estas secciones de tubería se conectan y se bajan en un pozo para luego cementarse en su lugar. La tubería de revestimiento se coloca para proteger o aislar las formaciones adyacentes al pozo.
- *Cemento*: las operaciones de cementación pueden llevarse a cabo para sellar el espacio anular después de bajar una sarta de revestimiento, para sellar una zona de pérdida de circulación, para colocar un tapón en un pozo existente desde el cual se puedan efectuar desviaciones con herramientas direccionales o taponar un pozo para que pueda ser abandonado.
- *Cañoneos*: los disparos son la distribución radial de cargas explosivas sucesivas alrededor del eje del cañón, se hacen con el fin de perforar la tubería de revestimiento, el cemento y la formación para alcanzar la zona de interés y permitir el flujo de los fluidos a producir.
- *Tubing*: se entiende como aquella serie de tubos sin soldadura que bajan al pozo enroscándose uno al otro hasta llegar a la profundidad deseada, conduciendo a superficie el fluido producido por la formación.

---

<sup>13</sup> ECONOMIDES. Op. cit., p.8.

- *Empaque*: es el que asegura el sellado entre el tubing y el casing para prevenir el movimiento del fluido al anular.

## 2.3 SUPERFICIE

Se pueden encontrar componentes como:

- *Cabeza de pozo*: es un punto del sistema en el que se produce el cambio de dirección de flujo vertical a horizontal y de donde se toma el dato de la presión de surgencia para conocer la energía de producción del pozo.
- *Línea de flujo*: este componente es el que comunica la cabeza de pozo con el separador y donde el fluido presenta un comportamiento que obedece a las condiciones adoptadas para el sistema de producción de petróleo.
- *Choke*: es el que controla la producción del pozo con el cual se puede aumentar o disminuir el caudal de producción.
- *Entrada al separador*: cuando el fluido entra al separador, empieza una etapa de separación y tratamiento para que sea posible llevarlos a los terminales de embarque con las especificaciones requeridas por el cliente o ser llevados a las refinerías.



### 3. FACTORES QUE AFECTAN EL DISEÑO DEL COMPLETAMIENTO DE POZOS

El completamiento ideal de un pozo es aquel que represente la más baja inversión, esto considerando los costos de operación y aquel que satisfaga o cumpla con las funciones que este debe cumplir la mayor parte de su vida. Para diseñar bien el completamiento de un pozo es razonable hacer una estimación de las características de la producción durante la vida útil del pozo. Tanto las consideraciones del yacimiento como las mecánicas deben ser evaluadas.

Existen muchos factores que afectan el completamiento de un pozo, se examinarán los principales agrupados en seis categorías que son: 1) Propósito del pozo, 2) Medio ambiente, 3) Perforación, 4) Yacimiento, 5) Producción y 6) Técnicas de completamiento.<sup>14</sup>

#### 3.1 FACTORES RELACIONADOS A LOS PROPÓSITOS DEL POZO

El propósito de la perforación puede variar dependiendo del pozo, con una distinción básicamente entre un pozo de exploración, un pozo de apreciación o confirmación y un pozo de desarrollo.

- *Pozos de exploración:* el objetivo principal de este tipo de pozos es determinar la naturaleza y características del fluido en el yacimiento, ya sea agua, aceite o gas, así mismo obtener datos preliminares como presión inicial, temperatura, permeabilidad aproximada, productividad de la zona de interés y otros datos como el comportamiento de la presión, muestras de fluidos lo que implica bajar al pozo con herramientas de medición mediante Wireline u otros; subsecuentemente el pozo es suspendido o abandonado. Cabe señalar que las complicaciones surgen en la elaboración del programa de pruebas y abandono del pozo debido a que los datos requeridos son generalmente muy incompletos

---

<sup>14</sup> PERRIN, Denis. Well Completion and Servicing. Paris: Editorial Technip, 1999. p.1-12. ISBN: 2710807653

y frecuentemente disponibles solo hasta último minuto; la información recolectada ayuda a completar la data de geología, geofísica y demás; basado en esto se pueden tomar decisiones como desarrollar o no el yacimiento o perforar uno a más pozos a futuro para obtener información adicional.

- *Pozos de apreciación o confirmación:* el propósito de estos es completar y mejorar la data obtenida de los pozos de exploración; las pruebas son realizadas por un periodo de tiempo más largo que los pozos de exploración ya que es necesario determinar las características del yacimiento, particularmente la permeabilidad, la existencia de heterogeneidad, discontinuidad o fallas, límites del yacimiento y un posible empuje por agua; todos los datos obtenidos son usados para realizar las primeras correlaciones entre pozos dando una visión de campo en lugar de un solo pozo. Luego de esto se trabaja en el desarrollo de esquemas con su correspondiente pronóstico de producción y tomar la decisión si se desarrolla el campo.
- *Pozos de desarrollo:* el propósito principal de estos pozos es poner el campo en funcionamiento, es importante probar este tipo de pozos evaluando la condición del pozo y chequeando que tan efectivo ha sido el completamiento, y de ser necesario obtener más información acerca del yacimiento.

Hay diferentes tipos de pozos de desarrollo, los hay de producción quienes son los más numerosos y su objetivo es optimizar la relación productividad-precio, los hay de inyección que hay en menor cantidad, pero son frecuentemente cruciales en la producción del yacimiento; en particular, algunos pozos de inyección son usados para mantener la presión del yacimiento y otros para deshacerse de fluido no deseado y por último los hay de observación que generalmente hay pocos o ninguno en un campo; se completan para monitorear la variación de los parámetros del yacimiento como interferencia entre fluidos, presión, entre otros. Algunas veces los pozos que fueron perforados y hallados

inapropiados para producción o inyección pueden ser usados para observación. El mismo pozo puede ser usado de diferentes formas, es decir, primeramente como pozo de producción y luego de un periodo de cierre puede ser convertido a inyector.

### **3.2 FACTORES RELACIONADOS AL MEDIO AMBIENTE**

Pueden haber limitaciones sobre las operaciones debido al país o el sitio donde el pozo está ubicado, ya sea en tierra o costa afuera; las limitaciones pueden involucrar dificultades para la obtención de suministros, el espacio disponible, la disponibilidad de los servicios públicos, las reglas de seguridad que se deben aplicar, ciertas aplicaciones que pueden o no realizarse, así como las condiciones meteorológicas y oceanográficas pertinentes que también deben tenerse en cuenta.

### **3.3 FACTORES RELACIONADOS A LA PERFORACIÓN**

Dentro de estos se encuentran:

- *Tipo de torre de perforación usada:* Aunque los pozos son algunas veces completados con una torre específica que reemplaza la de perforación, la misma es usada frecuentemente para perforación y completamiento. Se deben tener en cuenta: las características de la torre, el tipo de equipo disponible en esta y unidades adicionales como la de cementación que pueden estar disponibles; de hecho, es mejor elegir la torre de perforación desde el principio con las debidas consideraciones dadas para satisfacer los requerimientos del completamiento.
- *Perfil del pozo:* la desviación del pozo está relacionada a un grupo de pozos productores en superficie ya sean en tierra o costa afuera, o es debido a consideraciones de ingeniería de yacimientos (perforación horizontal, etc.). La desviación puede limitar o incluso descartar la elección de algunos equipos o técnicas usadas para trabajar en el pozo.

- *Programa de perforación y revestimiento:* para el desarrollo de un pozo, lo más importante es tener un hueco con un diámetro suficiente para acomodar el equipo que será instalado; cuando el diámetro perforado de la zona productora es incrementado mucho más allá que lo que es requerido para el equipo de producción, este no aumenta mucho la capacidad de flujo del pozo.

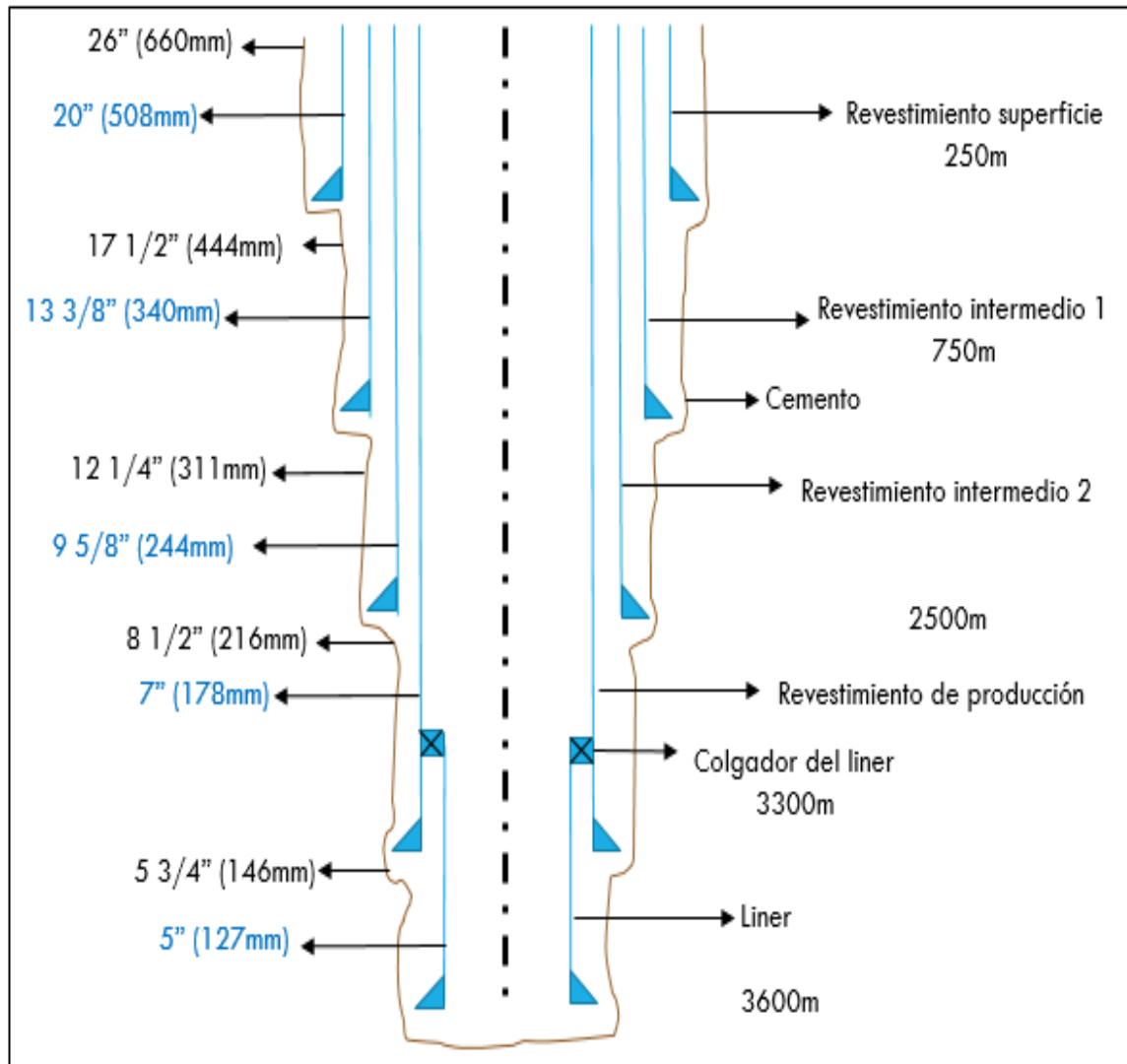
Por tanto, lo que realmente interesa es el diámetro interno que al final es el espacio disponible de uso una vez las fases de perforación y revestimiento han sido terminadas como se muestra en la Figura 2, esta configuración es a modo de explicación ya que el diámetro depende únicamente del programa diseñado inicialmente; como resultado, este programa debe ser optimizado teniendo en cuenta tanto las necesidades de perforación como las de producción sin perder de vista la capacidad de flujo vs el criterio de inversión.

- *Perforación en zonas productoras y fluido de perforación:* Desde el momento que la broca de perforación alcanza la parte superior del yacimiento y durante toda la operación posterior se verán alteradas las condiciones del yacimiento; debido a esto pueden surgir problemas al poner a fluir el pozo. La zona productora puede estar dañada por los fluidos usados durante la perforación y cementación, lo que puede reducir significativamente la productividad. Dependiendo del caso, la productividad puede ser restaurada relativamente fácil en carbonatos, pero puede ser difícil o imposible para formaciones de areniscas, en esos casos se requieren tratamientos costosos.

El daño de formación no puede ser visto simplemente de una manera de remediación sino también en términos de prevención, especialmente cuando la formación está taponada es muy costoso o imposible solucionar. Como resultado, la elección de un fluido para perforar la zona productora es algo crítico.

Durante la perforación pueden influenciar otros factores en el inicio de la producción, dejando problemas como estabilidad de pozo, fracturas accidentales como por ejemplo las ocurridas en el control de una patada, que pueden causar producción de fluidos no deseados.

Figura 2. Diámetros disponibles de acuerdo al programa de perforación y revestimiento.



Fuente: Modificado de Well Completion and Servicing. PERRIN, Dennis. p.5.

- *Cementación del revestimiento de producción:* Un buen sello proporcionado por la cubierta de cemento entre la formación y el revestimiento de producción es un parámetro muy importante, principalmente por el rendimiento del yacimiento. Es necesario examinar la forma en que es llevado a cabo la cementación mediante una prueba.

### 3.4 PARÁMETROS RELACIONADOS AL YACIMIENTO

A continuación se presentan algunos de estos:

- *Presión del yacimiento y sus cambios:* el parámetro más importante para empezar es la presión inicial del yacimiento que es la clave en la capacidad de flujo natural del pozo; la presión del yacimiento es o se vuelve insuficiente para compensar la caída de presión debido a la producción, es entonces necesario instalar un sistema de levantamiento artificial adecuado tal que sea capaz de bombear los fluidos o volverlos más livianos por inyección de gas en la parte inferior de la tubería de producción (gas lift). Una estimación adecuada de los requerimientos futuros en esta área puede ser hecha al tiempo del completamiento inicial cuando el equipo es elegido; un procedimiento de este tipo puede hacer más adelante un workover más fácil o innecesario.

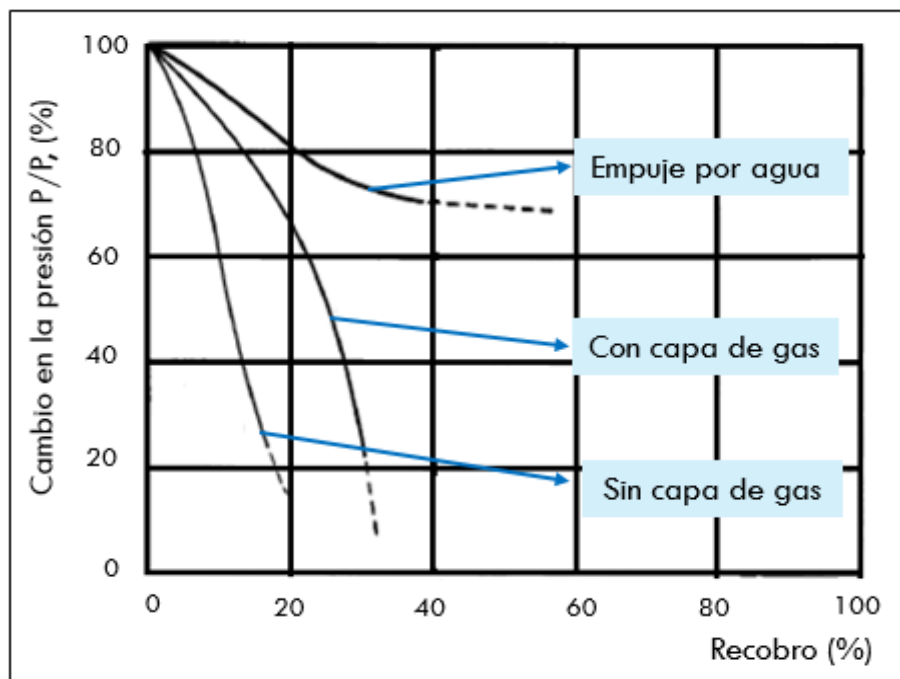
El cambio en la presión del yacimiento esta físicamente relacionada a la producción acumulada y al mecanismo de empuje involucrado como se muestra en la Figura 3.

Los pozos de inyección pueden suplir la función del mecanismo de empuje natural tal como expansión de una fase, gas en solución, capa de gas o empuje por agua. El fluido inyectado mantiene la presión y adicionalmente va enjuagando el aceite. Aunque las dos funciones no puedan ser dissociadas en la práctica, una de ellas en particular puede justificar este tipo de pozo. En su



mayoría el agua es inyectada, pero el gas también puede que algunas veces tenga que ser inyectado. No confundir los pozos de inyección donde el agua es inyectada en el yacimiento para mejorar el mecanismo de empuje con pozos inyectoros diseñados para deshacernos de los fluidos no deseados que han sido producidos en superficie, consecuentemente llamados pozos de desecho o de reinyección.

Figura 3. Cambio en la presión del yacimiento vs Producción acumulada.



Fuente: Modificado de Well Completion and Servicing. PERRIN, Dennis. p.7.

- *Interfases entre fluidos y sus cambios:* la existencia de interfases entre los fluidos, en particular cuando no están controlados, causa una disminución en la productividad del fluido de interés al mismo tiempo que incrementa los fluidos no deseados. Adicionalmente, desde que el fluido indeseado entra en el pozo, debe ser llevado hasta superficie antes de poder eliminarlo, perjudicando no solo la productividad sino también jugando un papel decisivo en el decrecimiento de la presión del pozo.

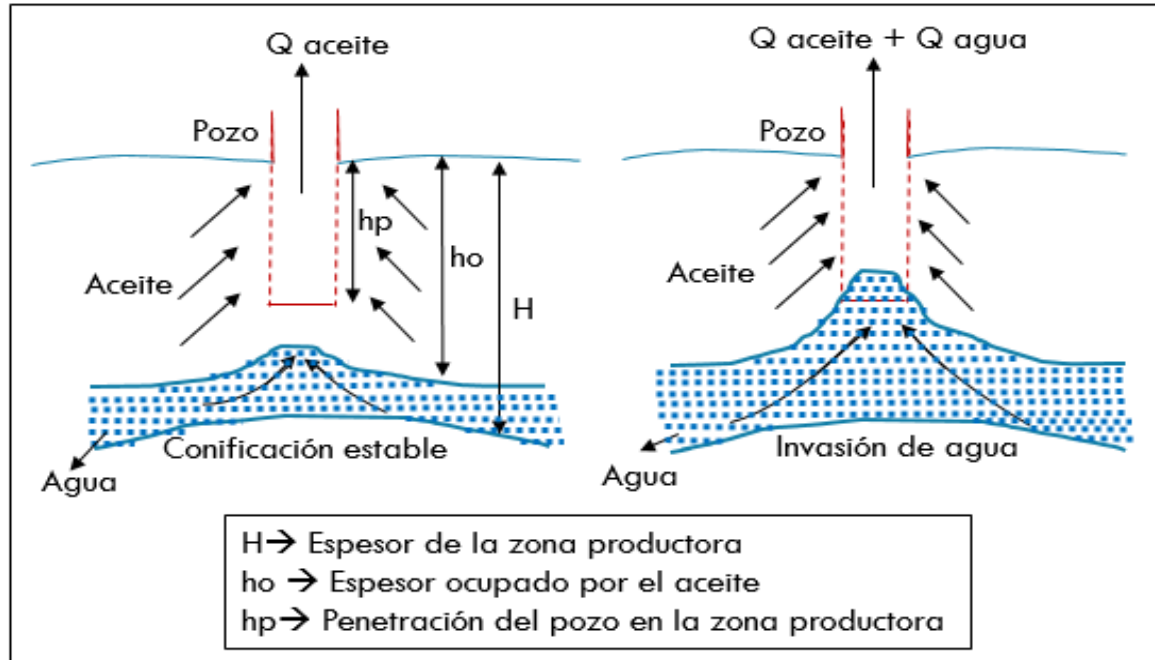
Este problema de interfases es particularmente más crítico cuando la viscosidad del fluido de interés es más o menos la misma o mucho más grande que el fluido indeseado. Las interfases varían con el tiempo, por ejemplo, localmente alrededor del pozo por un fenómeno de succión causando una conificación que está relacionada con la tasa de abandono como lo muestra la Figura 4. Pueden también variar a través del yacimiento dependiendo de la cantidad de fluido que ya ha sido retirado, permitiendo que se expanda una capa de gas, un acuífero, etc.

- *Número de niveles a producir:* cuando hay varias formaciones para desarrollar, puede ser deseable perforar un pozo que pueda producir varias de ellas en lugar de una sola, ya sea el caso que se permita la producción mezclada o no. Un adecuado programa de completamiento puede ser examinado basado en que es permitido por las regulaciones locales sin dejar de lado las consideraciones de perforación o yacimiento. Sin embargo, incluso si la inversión inicial es a menudo más baja, no hay milagros desde un punto de vista técnico. Atención especial debe prestarse al riesgo adicional que se toma. En particular, los trabajos de workover pueden ser más frecuentes debido a que el equipo es más complejo y más difícil debido a que las formaciones son frecuentemente depletadas a distintas tasas.
- *Características de la roca y tipo de fluido:* las características de la roca y los tipos de fluidos del yacimiento influirán directamente en el completamiento, especialmente las que están relacionadas a la capacidad de flujo del pozo, el tipo de tratamientos de la formación que tienen que ser considerados y los problemas de producción que tienen que ser abordados.

A continuación se mencionan algunos de los parámetros a tener en cuenta: la naturaleza y composición de la roca, el grado de consolidación del yacimiento, la extensión del daño a la formación, la temperatura, la viscosidad del fluido, las

propiedades corrosivas o tóxicas del fluido, la tendencia del fluido a formar emulsiones o formar depósitos, entre otros.

Figura 4. Conificación.



Fuente: Modificado de Well Completion and Servicing. PERRIN, Dennis. p.8.

- *Perfil de producción y número de pozos requeridos*: la elección del perfil de producción y la determinación del número de pozos requeridos son el resultado de un número de factores. La decisión es principalmente basada en los siguientes puntos: el tamaño del yacimiento, la existencia de barreras de permeabilidad, el radio de drenaje del pozo, los mecanismos de empuje, la capacidad de flujo individual que está relacionada a las características del yacimiento y del aceite y/o gas, a problemas de interface del fluido, a los métodos de levantamiento artificial, a las regulaciones locales relacionadas a la tasa de drenaje, a la máxima tasa de flujo por pozo o producción de yacimiento multicapa, restricciones de ubicación en superficie, factores económicos tales como costos de desarrollo, gastos operativos, precio de venta del aceite y/o gas, impuestos, etc.

### 3.5 FACTORES RELACIONADOS A LA PRODUCCIÓN

Dentro de estos se encuentran los siguientes:

- *Flujo natural o levantamiento artificial:* la conveniencia de levantamiento artificial en el futuro debe ser bien examinada desde el principio, debido a eso, es necesario hacerse un intento para determinar el proceso que puede ser usado efectivamente. El objetivo es reservar el espacio requerido tanto para el pozo como para superficie y si es posible, pre-equipar el pozo para que el workover no sea necesario.

Esto es especialmente importante para un desarrollo costa afuera. Básicamente la capacidad de flujo de un pozo depende del cambio natural en la presión de fondo versus la producción acumulada, sin embargo también depende de: la tasa de flujo requerida, si existe un tipo de levantamiento artificial, el cambio de la composición de los fluidos producidos en el tiempo, las características de la zona productora particularmente en la vecindad del pozo, el diámetro de la tubería de producción y la línea de flujo y la presión requerida para los procesos en superficie.

- *Condiciones de operación:* adicionalmente a la presión de separación también debe tenerse en cuenta el espacio disponible, problemas operacionales relacionados al tipo de fluido, temperatura, operaciones a llevar a cabo en el pozo.
- *Operaciones de medición previstas, mantenimiento o workover:* durante la vida del pozo deben hacerse mediciones para asegurar la producción y monitorear la forma en la que el yacimiento se está comportando. Las operaciones de mantenimiento y reparación también es posible realizarlas mediante el sistema de completamiento que ha sido elegido e instalado. Finalmente, algunos de los

sistemas de completamiento tienden a ser modificados para que coincidan con ciertos parámetros. Los cambios también pueden ser realizados a medida que los pozos lo requieran. El tipo de completamiento elegido debe permitir que las operaciones puedan ser llevadas directamente o realizar trabajos de workover según sea necesario con el riesgo y costos reducidos al mínimo.<sup>15</sup>

---

<sup>15</sup> Ibid., p.1-12.

## 4. CAPACIDAD DE FLUJO DEL POZO

La capacidad de flujo de un pozo es un parámetro influyente y determinante ya que se relaciona directamente con la parte económica, por tal razón es indispensable dedicarle un tiempo considerable a su evaluación, más aun teniendo en cuenta que la capacidad de flujo evoluciona con el tiempo y desafortunadamente tiende a disminuir.

La tasa de flujo del pozo depende de la diferencia de presión que existe entre la presión del yacimiento ( $P_R$ ) y la contrapresión ejercida por el fondo del pozo ( $P_{wf}$ ), y de los parámetros que involucran el tipo de yacimiento y los fluidos presentes en él.<sup>16</sup>

### 4.1 POZOS DE ACEITE

Se asume que no hay gas libre, que el flujo puede ser considerado del tipo cilíndrico radial en estado estable y que la velocidad del fluido no es tan grande en la vecindad del wellbore, la más adelante se puede expresar de la siguiente manera:

$$Q = J \cdot (P_R - P_{wf})$$

Ecuación 1. Ecuación de flujo.

Donde el índice de productividad ( $J$ ) depende principalmente de la viscosidad del fluido, la permeabilidad de la formación, las alteraciones en la vecindad del wellbore y el espesor del yacimiento; de hecho, el índice de productividad actual ( $J$ ) puede ser comparado con el índice de productividad teórico ( $J_T$ ) de un pozo vertical perforado bajo condiciones ideales, es decir, sin haber alterado las características del yacimiento y sin taponamientos en la cara del pozo (Ecuación 2).<sup>17</sup>

---

<sup>16</sup> Ibid., p.13.

<sup>17</sup> Universidad Industrial de Santander. Apuntes de clase “Métodos de Producción: 2013”. Docente: Ingeniero Fernando Enrique Calvete González. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

$$J_T = \frac{2 \pi k h}{\mu \ln \frac{r}{r_w}}$$

Ecuación 2. Índice de productividad teórico.

Donde:

$h$ : espesor del yacimiento, ft.

$K$ : permeabilidad del yacimiento, md.

$\mu$ : viscosidad del fluido, cP.

$r$ : radio de drenaje del pozo, ft.

$r_w$ : radio del pozo, ft.

Para añadir el efecto de las alteraciones ocurridas en las zonas cercanas al wellbore debido a los trabajos de perforación y cementación donde se ve afectada la permeabilidad, se incorpora el factor daño o skin usado con el símbolo “S” introducido en la ecuación del índice de productividad (Ecuación 3) de la siguiente manera:

$$J = \frac{2 \pi k h}{\mu \cdot \left( \ln \frac{r}{r_w} + S \right)}$$

Ecuación 3. Índice de productividad incluyendo el factor daño.

La eficiencia de flujo (EF) se define como la relación entre la tasa de flujo real y la tasa de flujo teórica que los pozos “ideales” tendrían en las mismas condiciones de presión de fondo de pozo y se calcula mediante la Ecuación 4:

$$EF = \frac{Q}{Q_T} = \frac{J}{J_T} = \frac{\ln \frac{r}{r_w}}{\ln \frac{r}{r_w} + S}$$

Ecuación 4. Eficiencia de flujo.

En la práctica el  $\ln(r/r_w)$  a menudo obtiene valores entre 7 y 8, por lo tanto de forma simplificada:

$$EF = \frac{J}{J_T} = \frac{7}{7+S} \text{ ó } \frac{8}{8+S}$$

Un factor de daño de 7 a 8 nos indicaría que la capacidad de flujo ha sido reducida a la mitad, un daño del doble, es decir de 14 a 16 nos indicaría una reducción a una tercera parte de lo esperado; por otro lado, un daño negativo, es decir, aquel que es posible obtener luego de un trabajo de estimulación con valores de -3,5 a -4 indicarían que la capacidad de flujo ha aumentado al doble.

El factor daño es a menudo considerado como el efecto de taponamiento en la vecindad del wellbore, y se puede presentar debido a diversos factores:

$S_{fp}$ : debido al taponamiento de la formación.

$S_p$ : debido a los agujeros cañoneados.

$S_t$ : debido al efecto de turbulencia que se genera en la vecindad del wellbore donde varía la tasa de flujo.

$S_{pp}$ : debido al efecto de penetración parcial cuando la formación no ha sido cañoneada en todo su espesor.

$S_d$ : debido al efecto de desviación, que por lo general es despreciable a menos que el pozo sea desviado u horizontal, cabe señalar que  $S_d$  es cero o negativo mejorando el flujo.

## 4.2 POZOS DE GAS

En el caso de los pozos de gas, la creación de las ecuaciones para modelar el flujo es más complejo, las siguientes ecuaciones empíricas son las más usadas:

$$Q_g = C \cdot (P_R^2 - P_{wf}^2)^n$$

Ecuación 5. Ecuación de flujo de gas- Método Simplificado.



Donde  $Q_g$  es la tasa de flujo de gas en condiciones estándar, el término C depende principalmente de la viscosidad del fluido, la permeabilidad media y el espesor del yacimiento, por último el término n hace referencia al régimen de flujo, donde un valor de 1 indica régimen laminar y un valor de 0.5 indica régimen totalmente turbulento.

Otro método de solución, para cuando existen bajas presiones ( $P < 2000_{\text{psi}}$ ) y el pozo de gas se puede considerar como cilíndrico radial en estado estable, es posible establecer un método de solución cuadrático bajo la siguiente ecuación:

$$[P_R^2 - P_{wf}^2] = (a \cdot Q_g) + (b \cdot Q_g^2)$$

Ecuación 6. Ecuación de flujo de gas, Solución Cuadrática para bajas presiones.

En esta ecuación el término 'a' hace referencia al comportamiento laminar y depende principalmente de la viscosidad del fluido, la permeabilidad media y el espesor del yacimiento, y el término 'b' hace referencia al comportamiento turbulento, pues mientras más alta sea la velocidad de flujo, mayor relevancia tomará este término.<sup>18,19</sup>

Nota: en la asignatura Métodos de Producción se profundizará sobre este tema.

---

<sup>18</sup> Ibid.

<sup>19</sup> PERRIN. Op. cit., p.15.

## 5. CONFIGURACIONES DE COMPLETAMIENTO

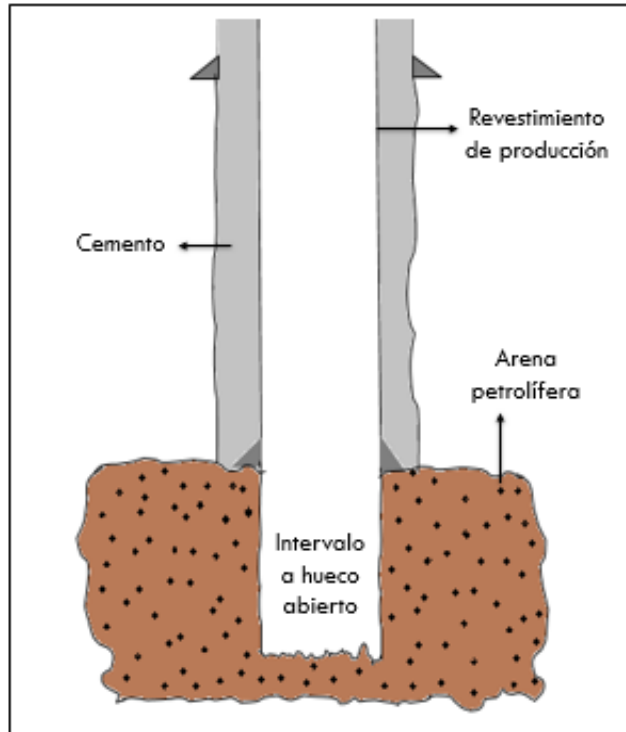
Para los completamientos de pozos se conjugan dos configuraciones: la primera es la forma del revestimiento del hoyo y la segunda es la disposición del equipo de producción, dependiendo del número de zonas productoras. Los completamientos pueden ser clasificados tomando como base los tipos de revestimiento del pozo, esto se refiere a la forma de proteger el hoyo con la tubería de revestimiento, de acuerdo con la profundidad y tipos de formaciones productoras, otra base a tener en cuenta es la configuración del equipo de producción donde también se debe apreciar el tipo y número de zonas productoras, profundidad y potencial de producción de las mismas, para así diseñar el equipo de producción con varias tuberías en conjunción con los empaques necesarios para aislar las zonas productoras. De acuerdo con lo anterior las configuraciones fundamentales y las configuraciones especiales para completar un pozo son:

### 5.1 COMPLETAMIENTO A HUECO ABIERTO O A HOYO DESNUDO

La Figura 5 muestra un ejemplo del completamiento a hueco abierto. En este se asienta y se cementa el revestimiento por encima de la zona productora, luego se continúa con la perforación del resto de la zona de interés usando un fluido (lodo) que no la daña, esta se deja sin revestimiento. Este tipo de completamiento se efectúa en yacimientos donde no se espera una producción tanto de agua como de gas.

En caso de formaciones no consolidadas o con cierta producción de arena, se amplía el hueco frente a la zona productora y se efectúa empaque con grava, por ello este tipo de completamiento tiene mayor aplicación en formaciones de caliza, debido a su naturaleza consolidada.

Figura 5. Completamiento a hueco abierto



Fuente: Modificado de CIED, Centro Internacional de Educación y Desarrollo. Completación y reacondicionamiento de pozos. p.21

Algunas ventajas y desventajas del completamiento a hueco abierto son:

### **Ventajas**

- El peso del lodo y su composición química pueden ser controlados para minimizar el daño de la formación dentro de la zona de interés.
- La eliminación del costo del cañoneo.
- La interpretación de los registros no es crítica.
- Todo el diámetro del hoyo está disponible para el flujo.
- El asentamiento del revestimiento en el tope de la zona productora permite la utilización de técnicas especiales de perforación, que minimizan el daño a la formación.
- El hoyo se puede profundizar fácilmente.

- Reduce el costo del revestimiento

### **Desventajas**

- La dificultad de controlar la producción excesiva de gas o de agua.
- La sección de hoyo desnudo puede requerir trabajos continuos de limpieza, si la formación no es compacta.
- No puede ser estimulado selectivamente<sup>20</sup>.

Existen varios tipos de completamiento a hueco abierto, los cuales dependen de si se coloca o no un forro ranurado en la zona de interés, entre estos tenemos:

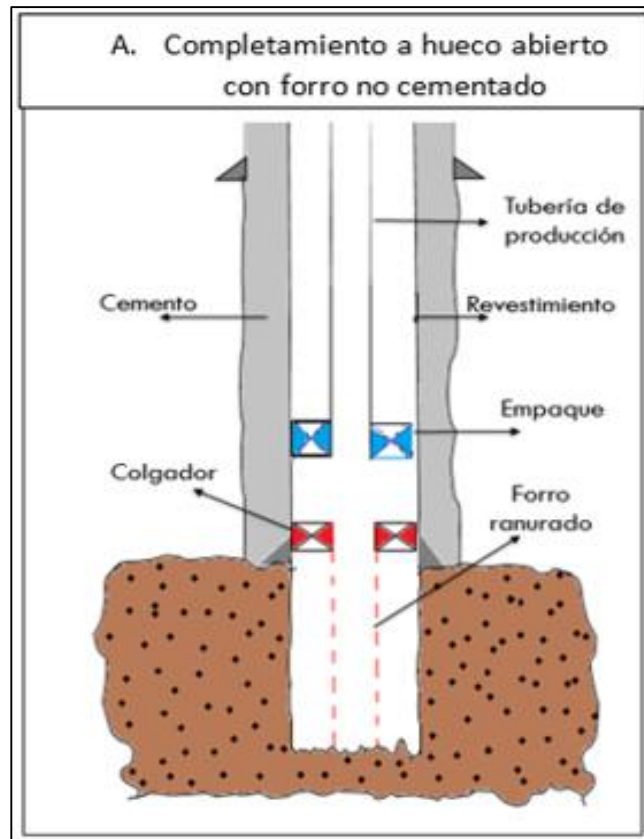
- *Completamiento a hueco abierto con forro o tubería ranurada:* este tipo de completamiento se usa mucho en formaciones no compactadas debido a problemas de producción de algunos fragmentos de rocas y de la formación, donde se produce crudos pesados. Este consiste en asentar el revestimiento por encima de la zona interés y se coloca un forro en dicha zona con el fin de controlar los derrumbes. Dentro de este tipo de completamiento se encuentra la siguiente clasificación:

- 1) *Completamiento a hueco abierto con forro no cementado:* Este completamiento consiste en colocar un forro con o sin malla a lo largo de la sección de la zona de interés, este forro puede ser empacado con grava para impedir el arrastre de la arena de la formación con la producción. La Figura 6 muestra un ejemplo de este completamiento. Entre los requerimientos necesarios para llevarlo a cabo es necesario que la formación no sea consolidada, la formación sea de grandes espesores (100 a 400 pies), la formación sea homogénea a lo largo del intervalo de completación, entre otros. Algunas ventajas y desventajas de este tipo de completamiento son:

---

<sup>20</sup> CIED. Op. cit., p.21-22.

Figura 6. Ejemplo del completamiento a hueco abierto con forro no cementado



Fuente: Modificado de la presentación “Tipos de completamiento” - Universidad de América.

### **Ventajas**

- Se reduce al mínimo el daño a la formación.
- No existen costos por cañoneo.
- La interpretación de los registros no es crítica.
- Se adapta fácilmente a técnicas especiales para el control de arena.
- El pozo puede ser fácilmente profundizable.

### **Desventajas**

- Dificulta las futuras reparaciones.
- No se puede estimular selectivamente.
- La producción de agua y gas es difícil de controlar.

- Existe un diámetro reducido frente a la zona o intervalo de producción.
- 2) *Completamiento a hueco abierto con forro cementado*: En este caso se instala un forro a lo largo de la sección de la zona de interés, el forro se cementa y se cañonea selectivamente la zona productora. La Figura 7 muestra un ejemplo de este completamiento y algunas ventajas y desventajas de este son:

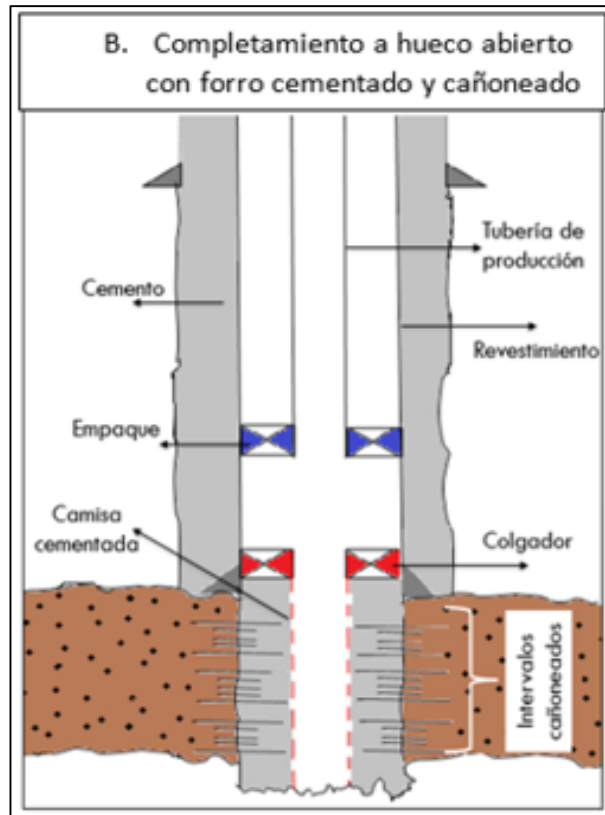
### **Ventajas**

- La producción de agua y gas es fácil de controlar.
- La formación puede ser estimulada selectivamente.
- El pozo puede ser fácilmente profundizable.
- El forro se adapta fácilmente a cualquier técnica especial para el control de arena.

### **Desventajas**

- La interpretación de registros o perfiles de producción es crítica.
- Requiere buenos trabajos de cementación.
- Presenta algunos costos adicionales como la cementación, cañoneo, taladro, etc.
- El diámetro del pozo a través del intervalo de producción es muy restringido.
- Es más susceptible al daño a la formación.

Figura 7. Ejemplo de un Completamiento a hueco abierto con forro cementado y cañoneado

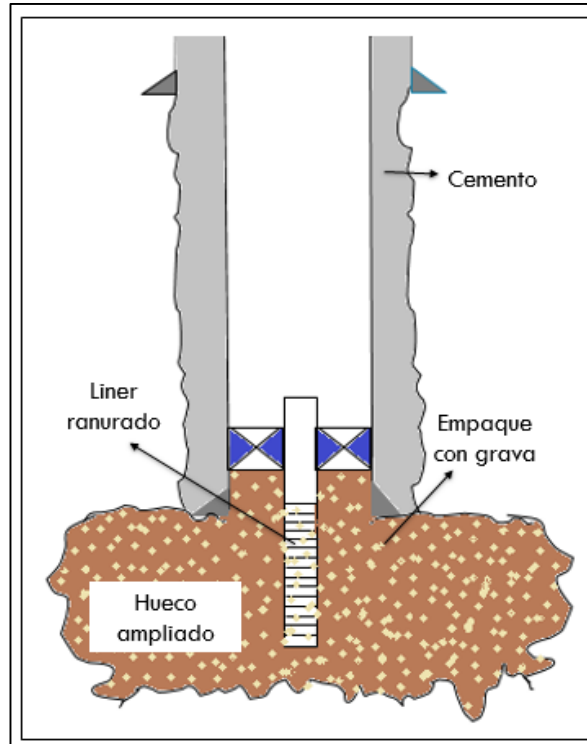


Fuente: Modificado de la presentación "Tipos de completamiento" - Universidad de América.

- 3) *Completamiento a hueco abierto empacado con grava*: los empaques con grava en hueco abierto permiten evitar todas las dificultades y preocupaciones asociadas con el empaque de las perforaciones en hoyos revestidos, este completamiento se utiliza por lo general en pozos con arenas no consolidadas como un método de control de arena, para producir sin problemas los fluidos del yacimiento. Cabe destacar que la grava que se utiliza se selecciona de acuerdo a un análisis granulométrico efectuado a la arena de la formación. Debido a que estos empaques no tienen túneles de perforación, los fluidos de perforación pueden converger hacia y a través del empaque con grava radialmente 360°, eliminando la fuerte caída de presión relacionada con el flujo lineal a través de los túneles de perforación. La menor caída de presión que ocurre a través del

empaque en un hoyo abierto garantiza prácticamente una mayor productividad, en comparación con el empaque en hoyo revestido para la misma formación y/o condiciones. La Figura 8 muestra un ejemplo de este completamiento y a continuación se muestra algunas ventajas y desventajas.<sup>21</sup>

Figura 8. Completamiento a hueco abierto empacado con grava



Fuente: Modificado de la presentación "Tipos de completamiento" - Universidad de América.

### Ventajas

- Bajas caídas de presión en la cara de la arena y alta productividad.
- Alta eficiencia.
- No hay gastos asociados con tubería de revestimiento o cañoneo.
- Menos restricciones debido a la falta de túneles de perforación.

<sup>21</sup> UNIVERSIDAD DE AMÉRICA. Producción 1. Tipos de Completamiento. [En línea]. Bogotá. [Consultado el 23 de febrero de 2015]. Disponible en la web en: <<http://es.slideshare.net/gabosocorro/produccion-1-completamiento-clase-2?related=2>>



### **Desventajas**

- Es difícil excluir fluidos no deseables como agua y gas.
- No es fácil realizar esta técnica en formaciones no consolidadas.
- Requiere fluidos especiales para perforar la sección de hoyo abierto.
- Las rejillas pueden ser difíciles de remover para futuros recompletamientos.
- La habilidad para controlar la colocación de tratamientos de estimulación es difícil.

## **5.2 COMPLETAMIENTO CONVENCIONAL CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO**

En este caso la zona de interés es revestida y cementada, posteriormente esta zona es perforada de manera selectiva mediante una operación de cañoneo como se muestra en la Figura 9. Este tipo de operación se describe más adelante. Algunas ventajas y desventajas para este completamiento son:

### **Ventajas**

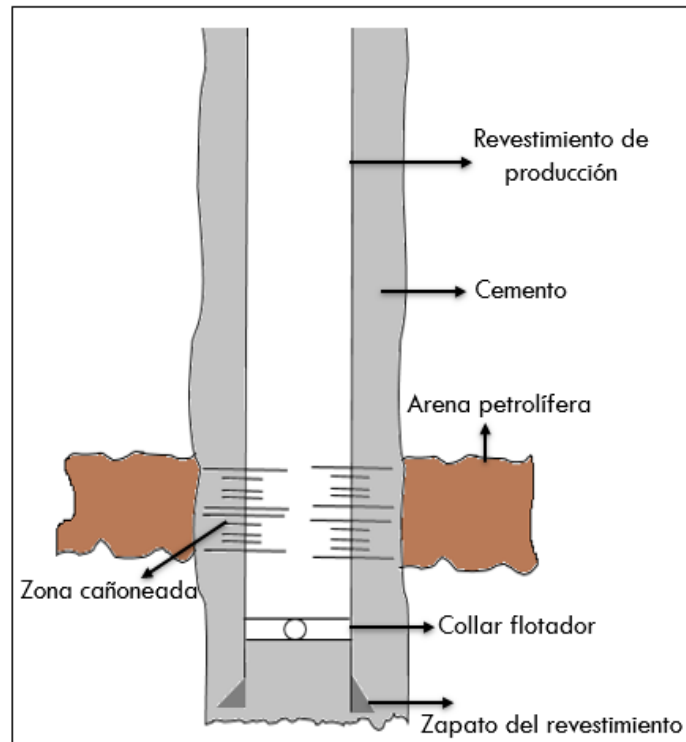
- La facilidad de controlar la producción de gas o agua durante la vida productiva del pozo.
- La posibilidad de profundizar el pozo.
- La posibilidad de controlar la producción de arena utilizando camisas ranuradas y empaques con grava.
- La disponibilidad de registros que ayudan a decidir acerca de asentar el revestimiento.
- La adaptabilidad a las configuraciones de completamientos múltiples.

### **Desventajas**

- El costo de perforación de arenas de gran espesor puede ser apreciablemente mayor que cuando se usa un completamiento a hueco abierto.
- La interpretación de los registros de formación es crítica.
- El daño a la zona productora puede ser mayor.

- La necesidad de una buena cementación en los intervalos de producción.
- El diámetro efectivo del pozo y la productividad pueden disminuir.

Figura 9. Completamiento con revestimiento cementado y luego cañoneado



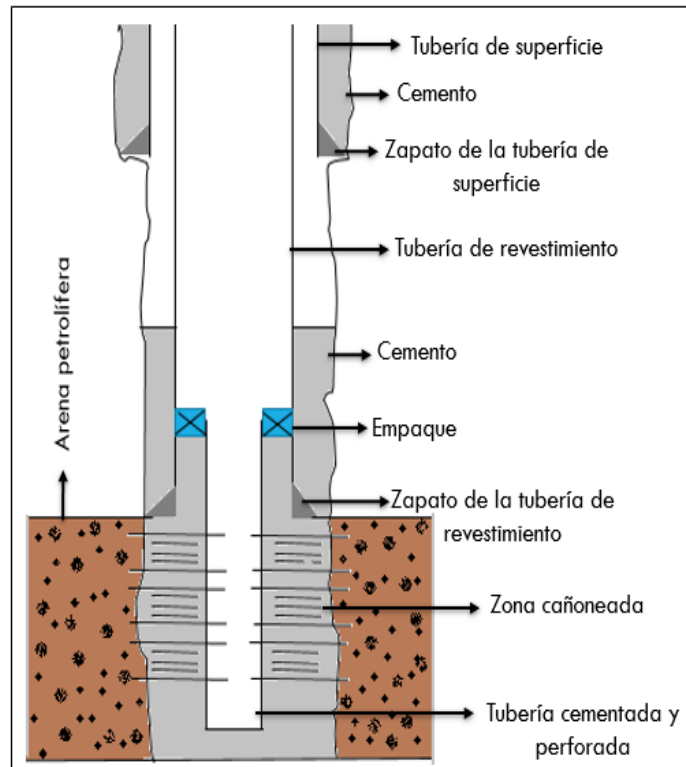
Fuente: Modificado de CIED, Centro Internacional de Educación y Desarrollo. Completación y reacondicionamiento de pozos. p.23

### 5.3 COMPLETAMIENTO CON UN FORRO CEMENTADO Y CAÑONEADO

Este tipo de completamiento se muestra en la Figura 10 y representa un caso especial del caso anterior, el cual se emplea muy frecuentemente en pozos profundos. Prácticamente equivale a completar la parte baja del pozo con un revestimiento de menor diámetro, donde ambos revestimientos son cementados. En este completamiento se pueden presentar algunas ventajas y desventajas las cuales son:<sup>22</sup>

<sup>22</sup> CIED. Op. cit., p.23-26.

Figura 10. Forro cementado y cañoneado



Fuente: Modificado de CIED. Completación y reacondicionamiento de pozos. p.25

### Ventajas

- La minimización del daño a la formación mientras se perfora la zona productora.
- La interpretación de los registros no es crítica.
- La adaptabilidad a técnicas especiales de control de arena.

### Desventajas

- El revestimiento de producción es asentado antes de perforarse o cañonearse la zona productora.
- La reducción del diámetro a través de la zona productora.
- La dificultad para profundizar el pozo.

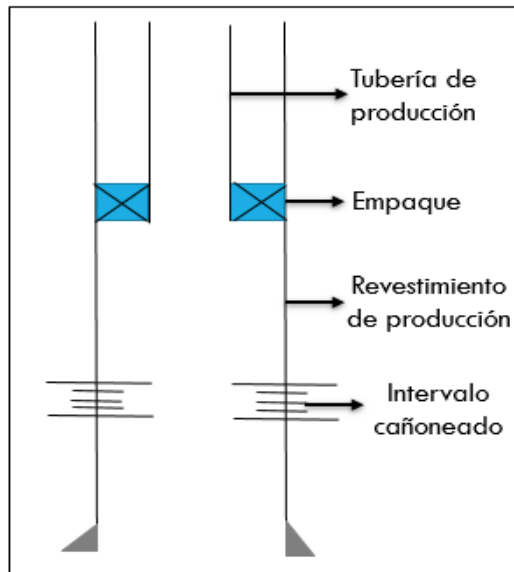
De acuerdo con el número de zonas productoras, los completamientos pueden ser sencillos y múltiples, estas se definen a continuación:

## 5.4 COMPLETAMIENTO SENCILLO Y MÚLTIPLE

Es aquel que tiene como objetivo fundamental producir de un solo yacimiento o una sola formación, presentando como ventajas un ahorro en gastos de tubería, un mayor control al cementar el revestimiento superior primero y el resto de ventajas y desventajas son similares a las descritas en el completamiento a hueco revestido. Existen cuatro combinaciones del completamiento sencillo, entre ellas la sencilla simple, la sencilla selectiva, la múltiple simple y la múltiple selectiva, los cuales se describen a continuación:

- *Completamiento sencillo simple*: es aquel que tiene como objetivo fundamental producir una sola formación, un ejemplo de este tipo de completamiento se muestra en la Figura 11. Este se subdivide en dos tipos los cuales son:

Figura 11. Completamiento sencillo simple



Fuente: SEGOVIA, Frank. Manual teórico-práctico de ingeniería de completación y rehabilitación de pozos. p. 69.

- 1) *Completamiento sencillo sin empaque*: es aquella donde no se coloca ningún tipo de empaque con el fin de permitir el flujo en la tubería de producción y el

revestimiento, este tipo de completamiento se aplica para pozos que cuenten con una alta productividad bien sea de crudo o gas.

2) *Completamiento sencillo con empaque*: es aquel donde se coloca un empaque para impedir el flujo a través del espacio anular.

- *Completamiento sencillo selectivo*: se denominan así a los completamientos con una sola sarta de producción y con más de dos empaques.
- *Completamiento múltiple*: es aquel que tiene como objetivo poner a producir dos o más yacimientos en el mismo pozo sin que se mezclen los fluidos de las diferentes formaciones. Un ejemplo de este tipo se muestra en la Figura 12 y además presenta algunas ventajas y desventajas las cuales son:

### **Ventajas**

- Se obtienen tasas de producción más altas y menores tiempos de retorno.
- Separa zonas que poseen distintos índices de productividad, con el fin de evitar que la zona de alta productividad inyecte petróleo en la zona de baja productividad.

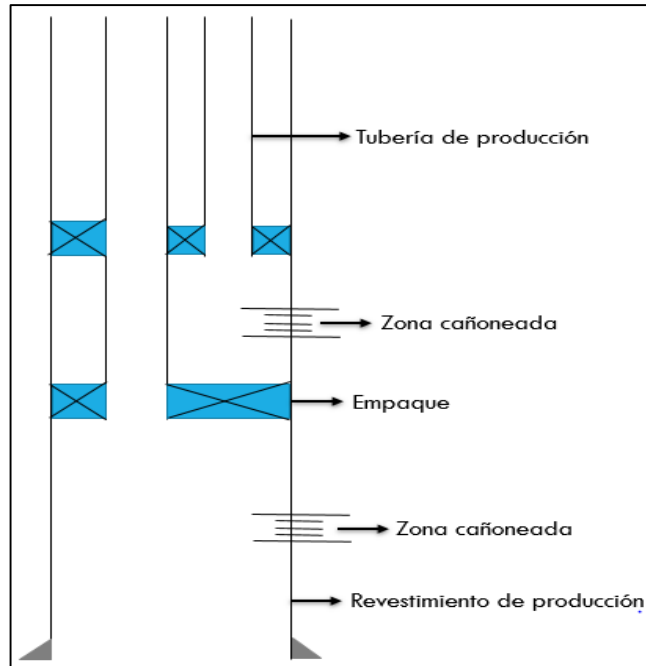
### **Desventajas**

- Inversión inicial alta para la tubería de producción, empaques, guaya, etc.
- Posibilidades de fugas a través de la tubería de producción, empaques y sellos de los mimos.
- Probabilidades muy altas de que se originen fallas de equipos y pescas durante y después del completamiento lo que eleva los costos.<sup>23</sup>

---

<sup>23</sup> SEGOVIA, Frank José. Manual teórico – práctico de ingeniería de completación y rehabilitación de pozos. Trabajo de grado de Ingeniero de Petróleos. Caracas. Universidad Central de Venezuela. Escuela de Petróleo. 2005. p.69-71.

Figura 12. Completamiento múltiple simple



Fuente: SEGOVIA, Frank José. Manual teórico – práctico de ingeniería de completación y rehabilitación de pozos. p.71.

## 5.5 ARREGLOS DE TUBERÍA – REVESTIMIENTO, APLICADOS EN DIVERSOS COMPLETAMIENTOS

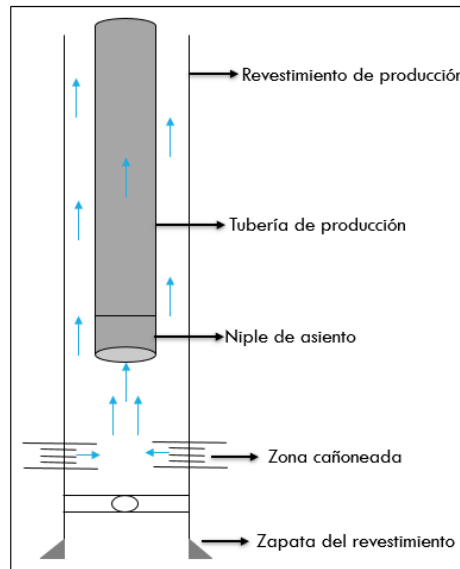
Existen varios arreglos que se aplican en las diversos completamientos de un pozo, por ejemplo los pozos pueden ser completados con una o varias sartas. Los completamientos pueden subdividirse de acuerdo con su aplicación en: flujo natural, levantamiento por gas y bombeo mecánico. Algunas de estas se explican a continuación<sup>24</sup>:

- *Completamientos sencillos de una sola sarta y de flujo natural:* en este tipo de completamientos se ubican los casos presentados a continuación.

<sup>24</sup> CIED. Op. cit., p.29-36.

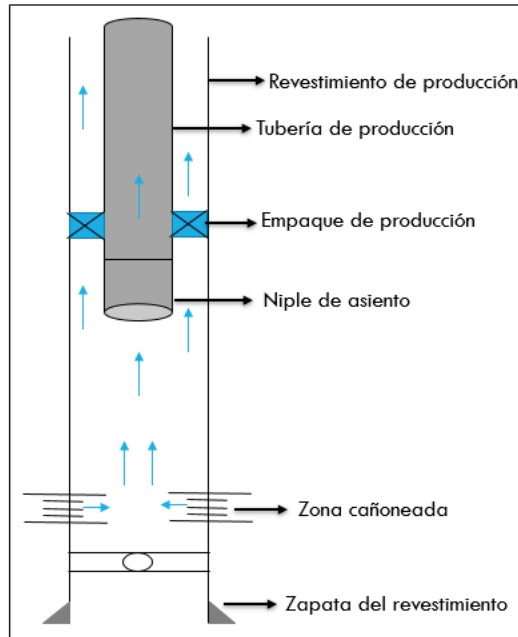
- 1) *Completamiento sencillo, de una sola sarta y sin empaque:* este se usa para obtener la máxima producción de un pozo, ya que permite producir simultáneamente tanto por el espacio anular como por la tubería de producción, el control de este se hace por la tubería. Un esquema de este tipo de completamiento se muestra en la Figura 13.
- 2) *Completamiento sencillo, de una sola sarta y con empaque:* el equipo que se usa para llevar a cabo este tipo de completación consta de un empaque recuperable, un niple de asiento, una camisa de circulación. El empaque recuperable hace más flexible los procedimientos para su asentamiento y su despegue, para seleccionar el tipo de empaque intervienen factores como: la profundidad del pozo, los diámetros de la tubería y del revestimiento, las presiones diferenciales y la temperatura de fondo. La función de la camisa es permitir la comunicación entre el espacio anular y la tubería y por último el niple de asiento es el que permite la colocación de un tapón para probar la tubería o circular el pozo. Un ejemplo de este tipo de completamiento se muestra en la Figura 14.

Figura 13. Completamiento sencillo de una sola sarta y sin empaque



Fuente: Modificado de CIED. Completación y reacondicionamiento de pozos. p.30.

Figura 14. Completamiento sencillo de una sola sarta con un empaque



Fuente: Modificado de CIED. Completación y reacondicionamiento de pozos. p.30.

3) *Completamientos múltiples con una o varias sarta y de flujo natural:* en este tipo de completamiento se encuentran los siguientes casos:

- Completamiento de doble zona, con una sola sarta y un empaque.
- Completamiento de doble zona, con una sola sarta y dos empaques.
- Completamientos con más de dos zonas y una sarta.
- Completamiento de dos zonas, con dos sarta y dos empaques.
- Completamiento de tres zonas con dos sarta y tres empaques.
- Completamiento de cuatro zonas con dos sarta y cuatro empaques.

A continuación se explican algunos de estos casos:

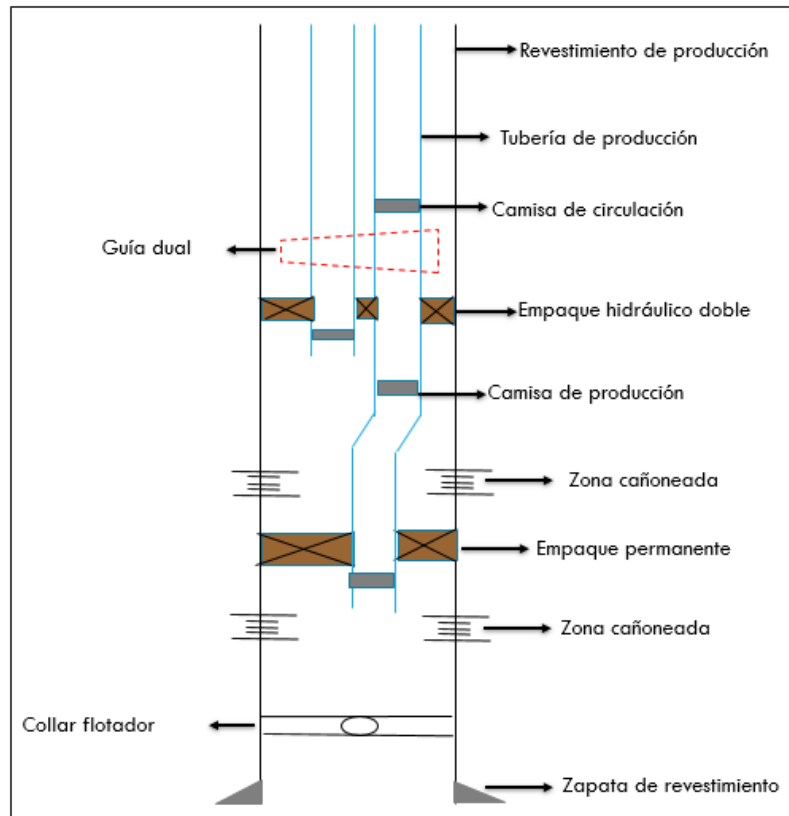
- *Completamiento de dos zonas, con dos sarta, dos empaques y flujo natural:* en este caso se utilizan dos tuberías de producción y dos empaques: una sencilla, que es de tipo permanente y otra que es dual hidráulica, la cual puede ser convencional o de asentamiento selectivo. Cualquiera de las zonas puede ser



adaptada para producir por levantamiento artificial, este diseño se puede complementar con métodos para control de arena. La Figura 15 muestra un esquema de este tipo de completamiento.

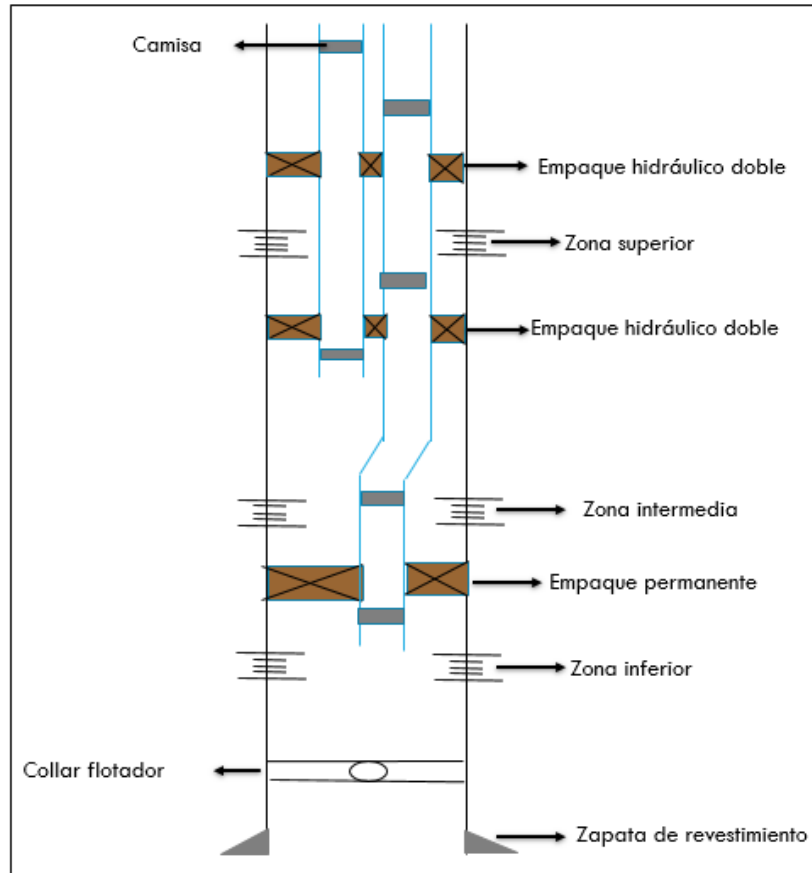
- *Completamiento de tres zonas con dos sartas, tres empaques y flujo natural:* en este tipo la zona inferior se puede poner a producir simultáneamente con la zona intermedia o con la zona superior, esto quiere decir que se pueden poner a producir las zonas de una manera selectiva. Entre las razones por las cuales se usa este tipo de completamiento se encuentran: la tasa de producción alta en cada una de las zonas y la producción simultánea de dos yacimientos. La Figura 16 muestra un esquema de este tipo de completamiento.

Figura 15. Completamiento de doble zona con dos sartas y dos empaques



Fuente: Modificado de CIED. Completación y reacondicionamiento de pozos. p.33.

Figura 16. Completamiento selectivo en una zona triple y usando doble sarta



Fuente: Modificado de CIED. Completación y reacondicionamiento de pozos. p.34.

## BIBLIOGRAFÍA

ALLEN, Thomas y ROBERTS, Alan. Production Operations. Oklahoma: 1982. p.10.  
ISBN:0-930972-03-1

CAMARGO, Edgar, *et al.* Un modelo de producción de pozos por levantamiento artificial utilizando análisis nodal. . En: Revista Ciencia e Ingeniería. Vol.30, No.1, 2009. p. 23-28. ISSN: 1316-7081

CIED, Centro Internacional de Educación y Desarrollo. COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO DE POZOS. Venezuela: CIED, 1996. 446p.

DELGADO RAMÍREZ, Juan A. Especificaciones técnicas, manual – guía de empaques en operaciones de completamiento y reacondicionamiento de pozos. Trabajo de grado de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico - químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos. 2005. 158p.

ECONOMIDES, J. Michael; HILL A. Daniel y EHLIG-ECONOMIDES Christine. Petroleum Production Systems. New Jersey: Editorial Prentice Hall PTR, 1994. 730p. ISBN: 0-13-658683-X.

ESCOBAR, Freddy. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Neiva-Huila: Editorial Universidad Surcolombiana. 330p.

NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. Ontario, Canadá: Editorial Limusa, 1987. 473 p. ISBN: 0-07-046576-2.

PÉREZ MORENO, Shirly Tatiana y SUÁREZ ARDILA, Maycol Brayan. IMPLEMENTACIÓN DE UNA HERRAMIENTA VIRTUAL COMO APOYO A LOS PROCESOS DE ENSEÑANZA Y APRENDIZAJE EN LA ASIGNATURA COMPLETAMIENTO DE POZOS. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico - químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos. 2015.

PERRIN, Denis. Well Completion and Servicing. Paris: Editorial Technip, 1999. 325 p. ISBN: 2710807653

SEGOVIA, Frank José. Manual teórico – práctico de ingeniería de completación y rehabilitación de pozos. Trabajo de grado de Ingeniero de Petróleos. Caracas. Universidad Central de Venezuela. Escuela de Petróleo. 2005. 303p.

SCHLUMBERGER. Servicio de Pozo. [En línea]. [Consultado el 11 de febrero de 2015]. Disponible en la web en: <[http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/w/well\\_servicing.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/w/well_servicing.aspx)>

UNIVERSIDAD DE AMÉRICA. Producción 1. Tipos de Completamiento. [En línea]. Bogotá. [Consultado el 23 de febrero de 2015]. Disponible en la web en: <<http://es.slideshare.net/gabosocorro/produccion-1-completamiento-clase-2?related=2>>

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Apuntes de clase “Métodos de Producción: 2013”. Docente: Ingeniero Fernando Enrique Calvete González. Escuela de Ingeniería de Petróleos.