



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**La Importancia de la Terminación  
en la Productividad del Pozo**

**TESIS**

Que para obtener el título de  
**Ingeniero Petrolero**

**P R E S E N T A**

Hugo Enrique Ibarra González

**DIRECTOR DE TESIS**

Ing. Leonardo Cruz Espinoza



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., Abril 2016

# Índice

INTRODUCCIÓN .....	6
<b>CAPÍTULO 1 .....</b>	<b>8</b>
<b>TIPOS DE TERMINACIÓN DE POZOS: CONVENCIONAL Y NO CONVENCIONAL .....</b>	<b>8</b>
<b>1.1 Terminación de pozos convencionales .....</b>	<b>8</b>
1.1.2 Terminación en agujero descubierto .....	8
1.1.3 Terminación con agujero revestido.....	10
1.1.4 Terminación con tubería ranurada no cementada .....	12
1.1.5 Terminación sin tubería de producción (tubingless).....	14
1.1.6 Terminación Inteligente .....	16
<b>1.2 Terminación en yacimientos no convencionales.....</b>	<b>17</b>
<b>1.3 Terminaciones por Regiones en México .....</b>	<b>21</b>
1.3.1 Región de Burgos.....	21
1.3.2 Región Norte.....	24
1.3.3 Provincia Petrolera de Veracruz .....	26
1.3.4 Región Sur.....	28
1.3.6 Región Marina Noreste .....	33
1.3.7 Región Marina Suroeste .....	35
<b>CAPÍTULO 2 .....</b>	<b>38</b>
<b>DAÑO A LA FORMACIÓN .....</b>	<b>38</b>
<b>2.1 Definición .....</b>	<b>38</b>
<b>2.2 Mecanismos de Formación de Daño .....</b>	<b>41</b>
2.2.1 Reducción de la Permeabilidad Absoluta de la Formación. ....	41
2.2.2 Reducción de la permeabilidad relativa. ....	41
2.2.3 Alteración de la mojabilidad de la roca .....	42
2.2.4 Alteración de la Viscosidad de los Fluidos.....	43
<b>2.3 Tipos de daño.....</b>	<b>44</b>
2.3.1 Daño por invasión de fluidos.....	44
2.3.2 Daño por bloqueo por agua. ....	46
2.3.3 Daño por bloqueo de aceite.....	47
2.3.4 Daño por bloqueo de emulsiones .....	47
2.3.5 Daño por cambios de mojabilidad.....	48

2.3.6 Daño por invasión de sólidos. ....	48
2.3.7 Daño asociado a la producción.....	50
<b>2.4 Operaciones en el pozo que causan daño. ....</b>	<b>51</b>
2.4.1 Perforación.....	51
2.4.2 Cementación.....	52
2.4.3 Terminación y Reparación.....	52
2.4.4 Producción.....	53
2.4.5 Tratamientos de estimulación.....	53
2.4.6 Inyección de agua.....	54
2.4.7 Inyección de gas.....	54
<b>2.5 Daño en pozos horizontales.....</b>	<b>55</b>
<b>2.6 Remediación del Daño a la Formación.....</b>	<b>56</b>
2.6.1 Tipos de estimulación.....	56
<b>CAPÍTULO 3.....</b>	<b>63</b>
<b>LA ECUACIÓN DE DARCY PARA FLUJO RADIAL Y SU RELACIÓN CON LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS EN EL MEDIO POROSO.....</b>	<b>63</b>
3.1 Ley de Darcy.....	63
3.2 Validez de la Ley de Darcy.....	64
3.3 La constante en la ley de Darcy. La permeabilidad en el medio poroso.....	72
3.4 Unidades de permeabilidad y nomenclatura.....	76
3.5 El principio del método de medición y del cálculo de la permeabilidad del medio poroso.....	77
3.6 Ecuación de Darcy para flujo radial en el yacimiento.....	79
3.7 Resumen de las Fuerzas que intervienen en el Flujo de Fluidos en Medios Porosos.....	85
3.7.1 Fuerza de presión $F_p$ .....	85
3.7.2 Fuerza de segregación gravitacional, $F_{sg}$ .....	86
3.7.3 Fuerza de viscosidad, $F_\mu$ .....	87
3.7.4 Fuerza de capilaridad, $F_c$ .....	88
3.7.5 Ecuación de Darcy.....	88
3.7.6 Ecuaciones de flujo de un fluido homogéneo en régimen permanente.....	90
<b>CAPÍTULO 4.....</b>	<b>91</b>
<b>OPTIMIZACIÓN DE LAS CAÍDAS DE PRESIÓN DESDE EL YACIMIENTO HASTA LA SUPERFICIE (TP).....</b>	<b>91</b>
4.1 Sistema Integral de Producción.....	91

<b>4.2 Elementos que conforman el Sistema Integral de Producción</b> .....	92
4.2.1 Yacimiento .....	93
4.2.2 Pozo- aparato de producción.....	93
4.2.3 Tubería de descarga .....	93
4.2.4 Estrangulador .....	94
4.2.5 Separadores.....	94
4.2.6 Tanque de almacenamiento.....	94
<b>4.3 Optimización de las caídas de presión: Análisis Nodal como herramienta</b> .....	95
<b>4.4 Aplicación del análisis nodal</b> .....	96
<b>4.5. Nodo solución</b> .....	97
4.5.1 Fondo del pozo como nodo solución .....	98
4.5.2 Cabeza del pozo como nodo solución .....	100
4.5.3 El separador como nodo solución .....	102
<b>4.6 Caídas de presión en pozos horizontales</b> .....	103
4.6.1 Métodos analíticos.....	104
<b>4.7 Índice de Productividad</b> .....	107
4.7.1 Índice de productividad para pozos horizontales .....	110
<b>4.8 Eficiencia de flujo</b> .....	111
<b>4.9 Comportamiento de pozos de aceite saturado</b> .....	112
4.9.1 Curvas de IPR.....	113
<b>4.10 Diseño del Aparajo de Producción (Diámetro TP)</b> .....	117
4.10.1 Determinación del diámetro del aparato de producción.....	118
4.10.2 Determinación de los posibles diámetros.....	119
4.10.3 Gastos máximos para cada tubería .....	119
4.10.4 Determinación del diámetro para el máximo gasto.....	120
4.10.5 Gasto óptimo .....	121
<b>4.11 Construcción de la Curva de Demanda de energía</b> .....	124
4.11.1 Rangos característicos de la curva de demanda .....	125
4.11.2 Rango de tasas según tamaño de tubería de producción .....	125
<b>4.12 Patrones de flujo</b> .....	126
4.12.1 Flujo burbuja .....	126
4.12.2 Flujo tapón o bache.....	127

4.12.3 Flujo transición .....	128
4.12.4 Flujo anular (niebla).....	129
<b>4.13 Flujo multifásico en tuberías verticales .....</b>	<b>130</b>
4.13.1 Correlación de Poettman & Carpenter.....	132
4.13.2 Correlación de Hagedorn & Brown .....	132
4.13.3 Correlación de Duns & Ros.....	133
4.13.4 Correlación de Orkiszewski. ....	134
4.13.5 Correlación de Azis, Govier & Fogarasi .....	135
4.13.6 Correlación de Beggs & Brill .....	135
<b>CAPÍTULO 5 .....</b>	<b>136</b>
<b>APLICACIÓN EN POZOSFLUYENTES Y DE SISTEMA ARTIFICIAL.....</b>	<b>136</b>
<b>5.1 Pozo fluyente .....</b>	<b>136</b>
<b>5.2 Pozo con sistema artificial.....</b>	<b>136</b>
<b>5.3 Sistema artificial de producción (SAP).....</b>	<b>137</b>
5.3.1 Bombeo neumático. ....	137
5.3.2 Bombeo electrocentrífugo. ....	138
5.3.3 Bombeo mecánico.....	139
5.3.4 Bombeo de cavidades progresivas.....	140
5.3.5 Bombeo hidráulico. ....	141
<b>5.4 Ejemplo de Aplicación .....</b>	<b>144</b>
5.4.1Terminación con Aparejo Electrocentrífugo .....	144
5.4.2 Terminación con Bombeo de Cavidades Progresivas.....	150
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>162</b>

# INTRODUCCIÓN

Hoy más que nunca en el medio petrolero se busca obtener la mayor y la más eficiente producción de hidrocarburos que sea posible, debido al fluctuante mercado en que nos encontramos. Es por ello que además de la inclusión de nuevas tecnologías es necesario regresar a los principios básicos que nos permitan ir generando un marco sustentable para el éxito económico a pesar del ambiente volátil que aqueja este negocio.

Basados en esto, en este trabajo se destaca la importancia de la terminación de pozos y su relevancia para la industria, así como su seguimiento a lo largo de la vida del pozo, concluyendo con la implementación de un sistema artificial de producción.

Las terminaciones de pozos en la ingeniería petrolera es probablemente el punto de unión de todas las disciplinas técnicas en esta industria, retroalimentada por las ciencias de la tierra y de perforación, debe estar equilibrada con las predicciones de la ingeniería de yacimientos y los requisitos del área de producción para así elegir la más apropiada según sea el caso.

Todo esto debe estar diseñado de tal forma que se tenga contemplada la integridad del pozo, la vida de este, que puede variar desde unos cuantos años en aguas profundas hasta varias decenas de años para el caso de pozo de tight gas.

Dichos requisitos de diseño van desde el manejo de presiones y las fluctuaciones en la temperatura que son llevadas al extremo en los yacimientos no convencionales que se han vuelto tan en boga en el mundo y en nuestro país.

Posterior a haber elegido la terminación adecuada según las características propias de cada yacimiento es importante abordar el tema del daño partiendo de la premisa de evitar generarlo en medida de que sea posible ya que toda remoción de este se ve traducida en costos extra e inclusive en la generación de más daño a la formación productora.

Siguiendo por este proceso el paso obligado a tratar es el flujo de fluidos a través del medio poroso, que nos lleva como consecuencia básica y lógica el estudio de la ecuación de Darcy desde su origen donde se define la característica del medio poroso que determina el movimiento de los fluidos, así como las fuerzas que intervienen en el movimiento de estos.

Posterior a ello el transporte de los hidrocarburos hasta la superficie sigue siendo el objetivo final de todo pozo, por eso es necesario analizar como optimizar las caídas de presión a lo largo del sistema integral de producción ya que si bien siempre es necesario que exista una caída de presión para generar producción, estas deben ser tales que no restrinjan el flujo o desperdicien la energía propia del yacimiento que bien puede ser utilizada para incrementar la producción.

Por dicha razón la herramienta conocida como análisis nodal se convierte en una ayuda imperativa para aprovechar de manera óptima la energía, al elegir el aparejo más adecuado para una mayor producción de hidrocarburos a una menor caída de presión posible.

De igual forma como resultado del análisis nodal llega un momento en la vida del yacimiento y pozo donde este no es capaz de fluir de manera autónoma por lo que se toma la decisión posterior a un estudio detallado de las características de los fluidos y facilidades de insumos donde se implementa el sistema artificial de producción que más se ajuste a dichas características para intentar incrementar al máximo posible la producción.

Con la ejecución de esta serie de pasos se pretende demostrar que son varias las etapas que se realizan de manera habitual en todos los pozos las cuales en el momento de su ejecución se ven de manera individual y no de manera integral como dicta la practica internacional y que con la realización de estas de manera integral con la debida sensibilidad, la productividad del pozo aumenta de manera considerable.

# CAPÍTULO 1

## TIPOS DE TERMINACIÓN DE POZOS: CONVENCIONAL Y NO CONVENCIONAL

### 1.1 Terminación de pozos convencionales

La terminación de un pozo es esencial para la productividad del mismo, ya que es la que comunica el yacimiento con el pozo, por lo tanto es muy importante seleccionar la terminación que nos de la mayor productividad debido a las diferentes características del yacimiento, y evitar el daño al pozo y al yacimiento. Hay diversos tipos de terminación y cada una satisface diferentes necesidades, por este motivo se da la siguiente clasificación, atendiendo a las condiciones del agujero:

- Terminación en agujero descubierto
- Terminación con agujero revestido
- Terminación con tubería ranurada no cementada
- Terminación sin tubería de producción (tubingless)
- Terminación Inteligente

#### 1.1.2 Terminación en agujero descubierto

En esta terminación la zona productora es perforada después de cementar la última tubería de revestimiento o liner en la cima del intervalo productor, por lo tanto la producción sale directamente del yacimiento al pozo lo que causa ciertas ventajas y desventajas al seleccionar este tipo de terminación:

Ventajas:

- Esta terminación es operacionalmente simple y de bajo costo
- El flujo hacia el pozo es a través de los 360°
- Buen acceso en formaciones naturalmente fracturadas

### Desventajas:

- El enjarre puede afectar la productividad, a menos que se lave la zona
- La producción tiene que pasar por cualquier zona dañada
- No hay protección contra el colapso del pozo
- No se pueden aislar zonas
- Esta terminación es para formaciones no deleznales (principalmente calizas y dolomías)
- Problemas con los contactos gas-aceite y/o agua-aceite

La terminación de pozos en agujero descubierto se usa en una sola zona productora que además esté bien consolidada o con un método de control de arena, como lo es el empacamiento de grava y donde no haya problemas de contacto gas-aceite y/o agua-aceite. Por lo general se utiliza en formaciones de baja presión donde el intervalo de aceite es considerablemente grande.

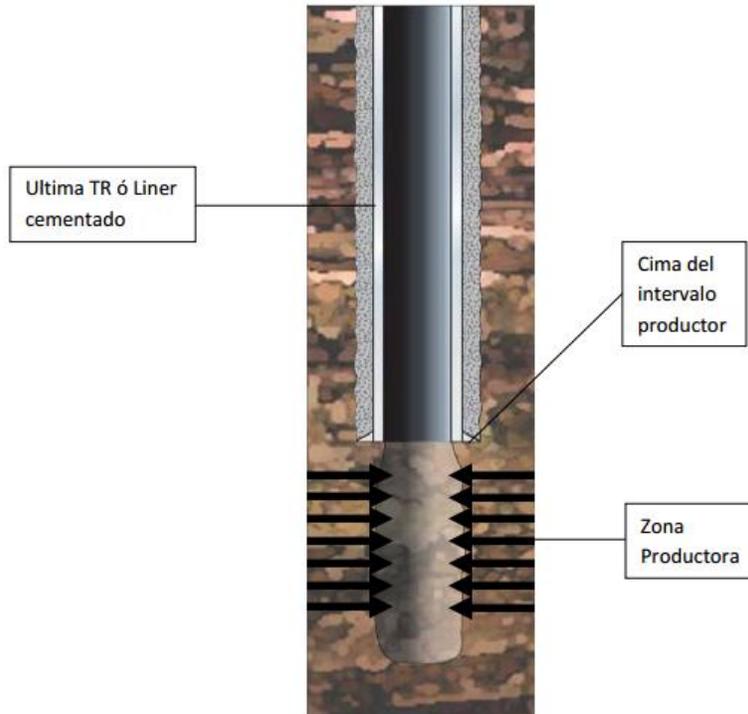


Figura 1.1. Terminación en agujero descubierto, destacando la cementación de la TR en la cima de la formación productora.

### 1.1.3 Terminación con agujero revestido

Después que la zona productora es perforada, una tubería de revestimiento o liner es introducida y cementada. Posteriormente se introducen pistolas las cuales son las que hacen el conducto por medio de los disparos entre el yacimiento y el pozo. Estos disparos deben de atravesar la tubería de revestimiento, el cemento y preferentemente la zona invadida del fluido de perforación, así se evitará que el flujo de hidrocarburos pase por una zona dañada que perjudicará su productividad.

Ventajas:

- No se necesita limpiar el enjarre
- Los disparos atraviesan la zona invadida
- Se pueden aislar zonas
- Se pueden producir varios intervalos de interés
- Buena integridad del pozo si es cementado adecuadamente
- Protección contra el colapso
- Se puede utilizar para cualquier formación
- Control de pozos con problemas en contacto gas-aceite y/o agua-aceite
- Provee cierto control de arenamiento en el pozo

Desventajas:

- Mayor costo y operacionalmente más flexible
- Mayor tiempo para poner en producción el pozo
- Es menor el flujo del yacimiento al pozo
- Se genera un daño adicional por los disparos

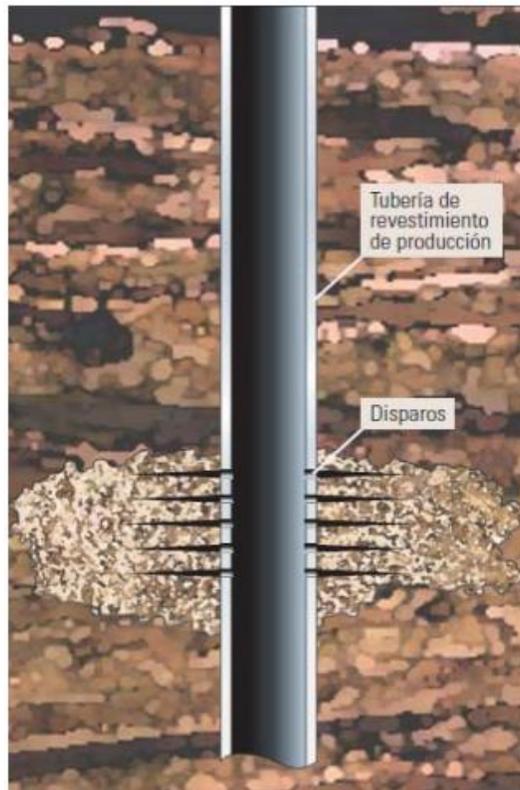


Figura 1.2. Terminación con agujero revestido, destacando la TR de explotación cementada hasta unos metros debajo de la base del intervalo productor del yacimiento.

Esta terminación nos brinda una mejor selectividad entre intervalos y fluidos producidos, la única condición es lograr una buena cementación entre el yacimiento y la tubería de revestimiento, ya que si esta, es inadecuada pone en peligro la integridad del pozo o durante la vida del pozo.

Actualmente este tipo de terminación es el mejor y más usado, ya que ofrece mayores posibilidades para efectuar reparaciones posteriores. Se utiliza también en problemas de contacto gas-aceite y/o cuando hay diferentes intervalos productores además de que se pueden probar las zonas de interés.

#### 1.1.4 Terminación con tubería ranurada no cementada

Después de haber perforado el intervalo productor, se introduce una tubería ranurada o liner ranurado que se ancla por medio de un empacador cerca de la zapata de la tubería de revestimiento que por lo general se encuentra en la cima del intervalo productor. Esta tubería no es cementada, esto quiere decir, que no se necesitan pistolas para disparar la zona productora.

Ventajas:

- Costo menor a la terminación con agujero revestido
- El pozo queda en contacto directo con el yacimiento
- El flujo es radial hacia el pozo a través de los 360°
- Buen acceso a las fracturas
- Las ranuras proveen cierto control de arenamiento en el pozo
- El liner provee protección contra el colapso del pozo
- La zapata de la tubería de revestimiento puede colocarse en la cima del intervalo productor
- Se puede proveer aislamiento de zonas instalando empacadores entre el liner y la formación

Desventajas:

- El enjarre puede afectar la productividad a menos que se lave la zona
- La producción tiene que pasar por cualquier zona dañada
- Incrementa la dificultad en la estimulación y el fracturamiento del pozo por no tener control de la inyección de los fluidos en las paredes del pozo.

Este tipo de terminación nos permite aislar zonas del intervalo productor, instalando empacadores entre el liner ranurado y la formación así podemos evitar problemas con los contactos o conificación de agua y/o gas. Además de ser una terminación menos

costosa que la terminación con agujero revestido también nos ahorra tiempo en poner en producción el pozo. Aquí se deberá tener cuidado de que la formación no sea naturalmente fracturada, ya que de nada servirá el poner los empacadores mencionados (ECP), “external casing packers”.

Las desventajas mencionadas anteriormente se pueden eliminar, (el enjarre puede eliminarse lavando bien la zona y el daño por fluidos de perforación se puede eliminar por procesos de estimulación) la principal debilidad de esta terminación es el fracturamiento y la estimulación del pozo, ya que no se tiene un buen control en los volúmenes e inyección de los fluidos para dichos tratamientos.

Esta terminación en conjunto con los empacadores hinchables nos proporcionan un método efectivo y rápido de producción, una de las ventajas es la reducción del daño a la formación, principalmente durante la cementación de la TR si fuera el caso. Esto se traducirá en un aumento en el índice de productividad, ya que por medio del uso de los empacadores hinchables se elimina la cementación, y con la tubería ranurada se evitan los disparos hacia la formación.

Estos empacadores hinchables trabajan por medio de la absorción de hidrocarburos y/o agua, mediante un proceso termodinámico en donde se presenta una atracción entre moléculas, lo cual causa que la estructura molecular cambie, ocasionando que el aceite o agua forme parte de ella y expanda su volumen.

La función principal de estos empacadores junto con esta terminación, es proporcionar aislamiento entre zonas, donde se puede evitar zonas fracturadas en las cuales se pueda producir agua, o simplemente aislar contactos agua-aceite y/o gas-aceite, realizando una explotación selectiva.

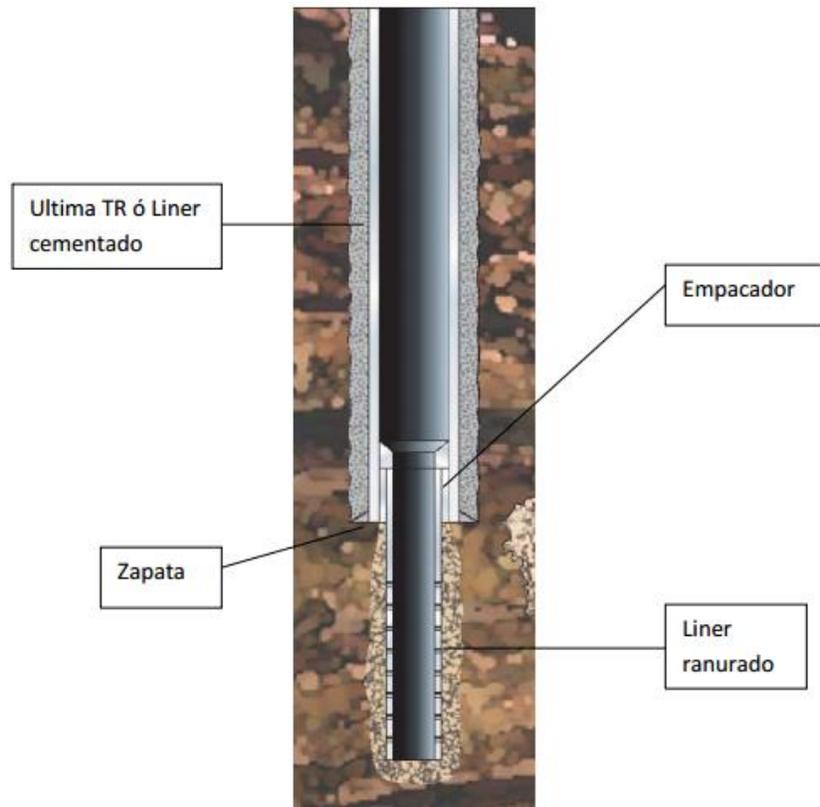


Figura 1.3. Terminación con Tubería Ranurada no Cementada, cubriendo en su totalidad el intervalo productor, tomando ventaja de tener todo el intervalo abierto a producción.

### 1.1.5 Terminación sin tubería de producción (tubingless)

Este tipo de terminación se puede realizar como cualquiera de las terminaciones antes mencionadas. Pero a diferencia de las demás esta terminación se realiza como su nombre lo indica sin tubería de producción, es decir que la producción de hidrocarburos es por la tubería de revestimiento.

Ventajas:

- Costo inicial mucho menor que la terminación con agujero descubierto
- Tiempo menor para poner en producción el pozo

- Ahorro de tiempo en la perforación del pozo

#### Desventajas

- Posible corrosión por fluidos producidos en la TR
- Poco eficiente para controlar el pozo en caso de algún descontrol, necesidad de utilizar tubería flexible.
- Dificultad para hacer reparaciones al pozo
- Dificultad para instalar algún sistema artificial de producción, por los diámetros tan reducidos que se utilizan como tubingless.

La terminación sin tubería de producción solo se usa en ciertas condiciones, ya que la producción fluye por la tubería de revestimiento y si el hidrocarburo presenta algún componente que favorece a la corrosión o simplemente arena en el flujo podría presentar abrasión lo que debilitaría la tubería y podría ocasionar fugas hacia otras formaciones lo cual disminuiría la producción e inclusive podría ocasionar la pérdida del pozo. Generalmente este tipo de terminaciones se utiliza en yacimientos donde la vida del mismo es relativamente corta, el hidrocarburo es limpio y no se requerirán sistemas artificiales.

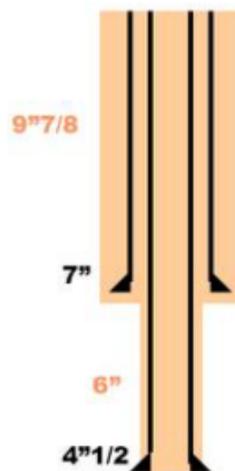


Figura 1.4. Terminación sin Tubería de Producción (Tubingless), donde la última tubería introducida tiene dos funciones: revestidor y producción.

### 1.1.6 Terminación Inteligente

La terminación inteligente es un sistema que se encuentra automatizado lo que permite la obtención, transmisión y análisis de los datos del yacimiento, con ello se toman decisiones para optimizar la producción, ciclos de inyección y control del pozo. La principal ventaja obtenida de este tipo de terminación es la capacidad de activar remotamente el funcionamiento de los intervalos de manera independiente, mediante líneas hidráulicas o eléctricas. La terminación inteligente permite a su vez, un monitoreo continuo del yacimiento y evaluación de los intervalos individualmente.

Las terminaciones inteligentes fueron desarrolladas para incrementar la productividad de los pozos y reducir el número de pozos necesarios para el desarrollo de un yacimiento petrolero, así como las intervenciones al pozo. La implementación de sensores de fondo permite al ingeniero la obtención de información y controlar la inyección de fluidos. Su aplicación se inclina a la explotación de campos con intervalos múltiples ya que permite la producción simultánea de diversos intervalos

#### Ventajas

- Permite una producción simultanea
- Menores tiempos de operación
- Monitoreo continuo
- Automatización del Pozo
- Incremento del factor de recuperación
- Se reduce al mínimo el número de intervenciones mayores al pozo

#### Desventajas

- Mayores Costos de Equipos
- Mayor Inversión inicial
- Operación complicada
- Demasiados accesorios móviles forman parte de la terminación

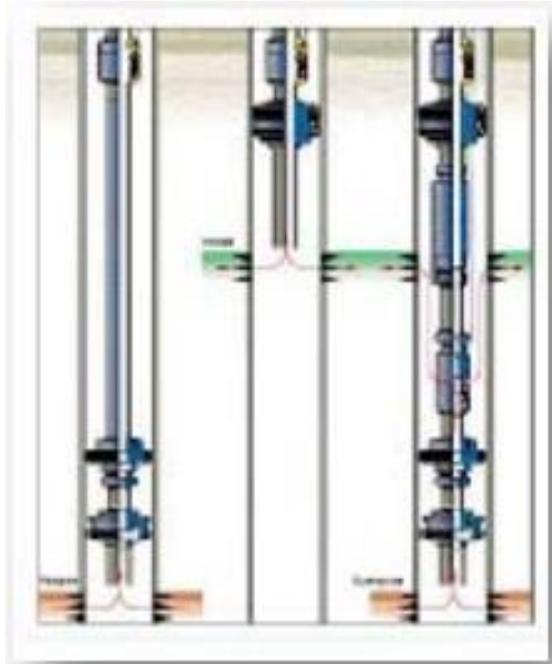


Figura 1.5. Terminación inteligente, destacando en esta, los accesorios introducidos en el aparejo de producción que permiten activar actuadores desde la superficie donde se pueden cerrar o abrir intervalos, sin necesidad de intervención externa de quipos, ya sea tubería flexible, línea de acero, etc.

## 1.2 Terminación en yacimientos no convencionales

Debido a las características petrofísicas de baja permeabilidad de estos yacimientos no convencionales, el análisis y diseño de la terminación y estimulación de los pozos comprenden una parte muy importante. Las propiedades de las rocas y la distribución de las fracturas naturales (de existir) dentro de los yacimientos de shale tienen gran implicación en su estimulación y recuperación, y ha de ubicarse su dirección para interceptarlas con los pozos.

Para su explotación y debido a sus muy bajas permeabilidades, menos de 0.1 md es necesaria la creación de fracturas mediante el proceso de fracturamiento hidráulico, en el

cual se bombean agua, arena y otros elementos para generar un conjunto de fracturas múltiples y mantenerlas abiertas.

Se necesitan fluidos especiales que ayudan al diseño y longitud de la red de fracturas, aditivos especiales y enormes volúmenes de agua se bombean a la formación desde pozos horizontales que se perforan para alcanzar las óptimas longitudes horizontales.

En la estimulación del pozo mediante un fracturamiento hidráulico, se emplean fluidos que son inyectados a presiones mayores que la presión de fractura de la formación que se quiera explotar a través del pozo. Por lo cual se resalta la seguridad del pozo a través de la instalación de tuberías de revestimiento adicionales para proteger a los acuíferos de alguna contaminación que se pueda generar de una fuga a través de la tubería. La profundidad media de los acuíferos es menor a 500 metros, mientras que la de los pozos de shale oscila entre los 1,500 m y los 3,000 m.

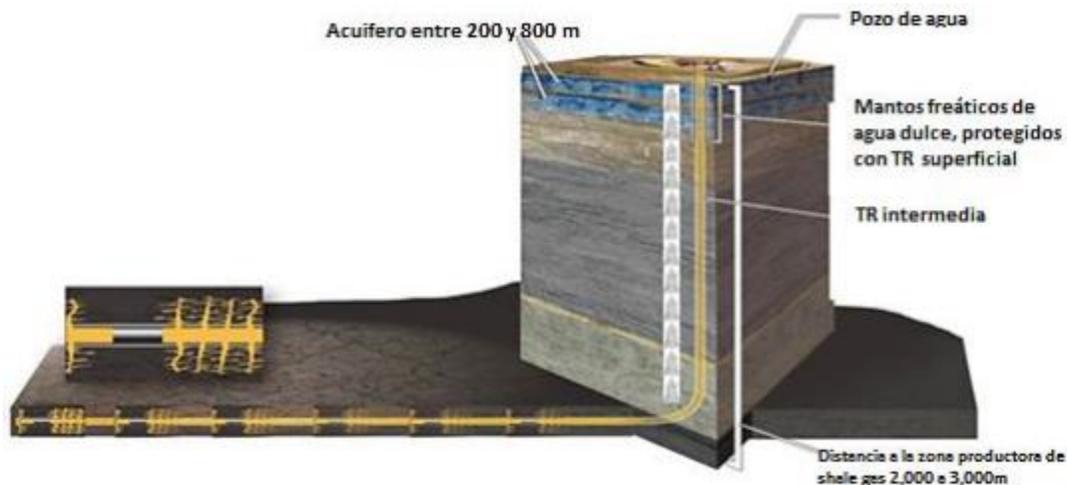


Figura 1.6. Mostrando una terminación de un pozo horizontal con fracturamiento múltiple.

También se realizan pruebas de integridad de presión de pozo antes de efectuar las operaciones de estimulación por fractura, mediante pruebas hidráulicas y registros de cementación de pozos para comprobar la integridad mecánica antes de realizar el fracturamiento esto con el fin de prevenir migraciones. Las pruebas en la integridad de la tubería de revestimiento, pueden detectar a tiempo anomalías disminuyendo el potencial

de accidentes y el riesgo al medio ambiente. Una vez aislado el pozo y sellado herméticamente, sin comunicación con las formaciones y el manto freático a 1,000 – 1,400 metros de la zona de producción del shale gas/oil, es posible realizar el trabajo de fracturamiento hidráulico sin ocasionar daños en el subsuelo. Es aquí cuando se procede a la inyección de los elementos para hacer el fracturamiento hidráulico múltiple.

El proceso para continuar con la terminación del pozo, una vez cementada la TR de explotación, es el siguiente:

1. El equipo de perforación se desmantela y retira de la localización.
2. Una vez que se han analizado totalmente los registros procedentes, de las muestras extraídas del propio pozo, se define un programa de estimulación hidráulica y se instala el equipo necesario.
3. La estimulación hidráulica tiene el objetivo de generar fracturas dentro de la formación rocosa constituida principalmente por lutitas. Estas fracturas se mantienen abiertas mediante un agente apuntalante a fin de proporcionar vías para que los hidrocarburos fluyan hacia el pozo y crear la capacidad de flujo y el cambio de la geometría de flujo y el aumento de la productividad del pozo.
4. Después de una prueba de corta duración se limpia el pozo con la atención que puede implicar la quema controlada de parte del gas natural presente en el pozo, el equipo se retira para ser puesto a producir, ya que el pozo está limpio.

En general las terminaciones en una formación no convencional de lutitas pueden ser en agujero descubierto o agujero entubado y cementado. Dichas terminación deberán ser seleccionadas en función de las características de materia orgánica, madurez y fragilidad de la lutita y del área en específico; de su sensibilidad respecto a la profundidad; de la complejidad de los requerimientos de la operación; de la capacidad de descarga de fluido del pozo; de si es necesario un sistema artificial de producción; y la más importante, de la compatibilidad de los fluidos a inyectar con los de la formación en la operación de fracturamiento múltiple.

Operaciones clave en el Fracturamiento Hidráulico	Tapón y disparo	Camisas deslizables	Hydrjet-Tapones de arena
Intervalos	30	30	30
Tiempo de perforación/etapas y/o tiempo de movimiento de BHA (hrs)	4	0.1	0.5
Total de perforaciones/tiempo de movimiento (hrs)	40	3	15
Número de intervalos/etapas	3	1	1
Gasto de tratamiento (bls/min)	60	60	20
Volumen total de fluido (gal)	1,500,000	1,500,000	1,500,000
Volumen total de apuntalante (lbm)	1,500,000	1,500,000	1,500,000
Tiempo total de bombeo (hrs)	10	10	31
Potencia hidráulica (HP)	30,000	30,000	15,000
Tiempo total del método de fractura (hrs)	50	14	45
Tiempo de limpieza final del fondo del pozo (hrs)	70	0	0

Tabla 1.1. Operaciones que forman parte de un fracturamiento múltiple donde se destacan los principales pasos operativos que llevan a la conclusión de los trabajos de un fracturamiento múltiple.

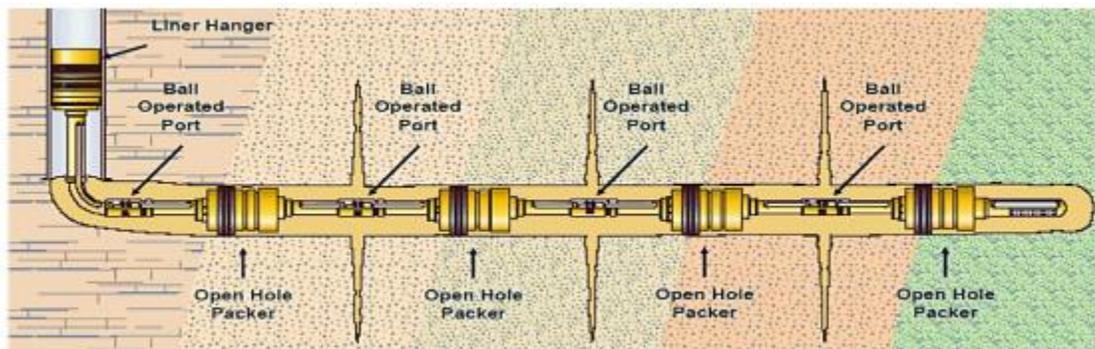


Figura 1.7. Ejemplo de una terminación en yacimientos no convencionales (shale oil), utilizando empacadores para agujero descubierto en cada etapa fracturada, esto en la sección horizontal del pozo.

## 1.3 Terminaciones por Regiones en México

A continuación se muestra ejemplos de terminaciones tipo que se realizan en los diferentes campos petroleros de México, y por ende en las diferentes regiones de México, las cuales por sus características de producción de fluidos y localización geográfica se pueden dividir en:

- Burgos
- Poza Rica-Tampico
- Veracruz
- Agua Dulce-Sur
- RMNE y RMSO
- No Convencionales (Chicontepec-Shale gas)

### 1.3.1 Región de Burgos

Ubicación



Figura 1.8. Ubicación de la Cuenca de Burgos, localizada al NE del país, destacando como una región de producción de gas no asociado, principalmente, en los estados de Tamaulipas, Nuevo León y Coahuila.

- Principales campos de la Cuenca de Burgos

Misión, Cañón, Reynosa, Treviño, Brasil, 18 marzo, Fortuna, Primavera, Benavides, San Bernardo, Peña Blanca, Arcabuz, Culebra, Santa Rosalía, Arcos, Oasis, Corindón, Pandura, etc.

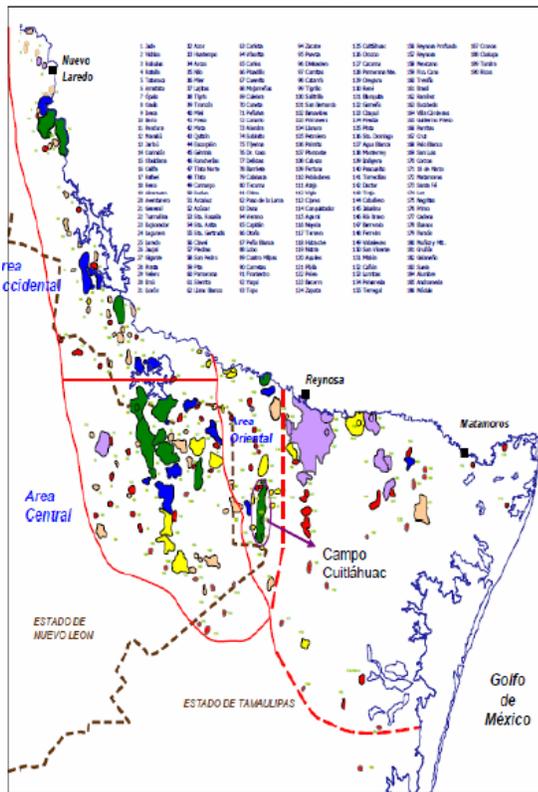


Figura 1.9. Campos dentro de la Cuenca de Burgos, destacando tres franjas principales como productoras de gas no asociado: Paleoceno, Eoceno y Oligoceno.

## Terminación tubingless en el campo Culebra dentro de la Cuenca de Burgos

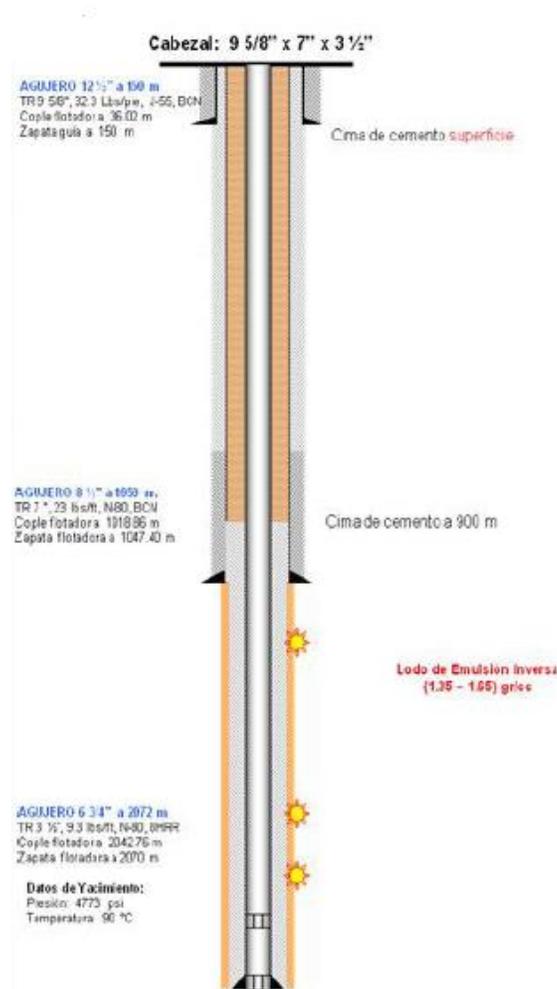


Figura 1.10. Terminación Tubingless en un pozo dentro de la Cuenca de Burgos, destacando la terminación del pozo con TP de 3 1/2" cementada a 2070 m en el campo Culebra.

La Cuenca de Burgos es productora en México de gas no asociado, del Paleoceno, Eoceno y Oligoceno, dependiendo de la ubicación geográfica de sus campos, en general se puede decir que las formaciones se comportan como un tigh gas donde prevalece la baja permeabilidad de sus yacimientos, por lo que es necesario aparte de una geometría tubingless de sus pozos, realizar un fracturamiento hidráulico convencional por medio de

inyección de fluidos base agua y apuntalante, con lo cual es la forma de poder obtener producción comercial de gas no asociado de estos campos-pozos.

### 1.3.2 Región Norte



Figura 1.11. Ubicación de la Región Norte, se puede decir que es la región petrolera de México con mayor extensión territorial, siendo su límite inferior al Sur de la República Mexicana, cercano a los límites con el Activo Cinco Presidentes de la Región Sur y la Cuenca de Burgos también forma parte de la Región Norte.

Destacan en esta región como campos productores de aceite que forman parte del Activo denominado Poza Rica Altamira, estando localizados sus yacimientos en la cuenca geológica, denominada Tampico Misantla. Los yacimientos de este Activo son productores principalmente de aceite, y la principal formación es de características de carbonatos, ya sea el Cretácico y el Jurásico.

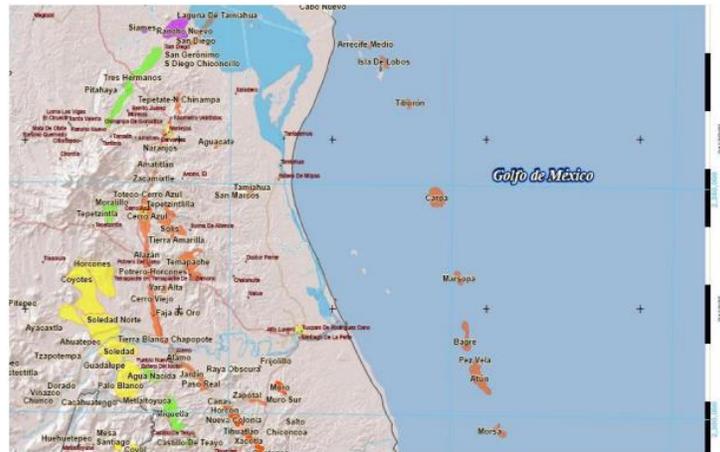


Figura 1.12. Campos del Activo Poza Rica Altamira, destacando en color rojo la famosa Faja de Oro terrestre y marina que produce de formaciones carbonatadas de ambiente de depósito Arrecifal, mención importante para los campos que producen de la formaciones Cretácico Tamabra y Jurásico Superior San Andrés.

### Terminación Campo Faja de Oro

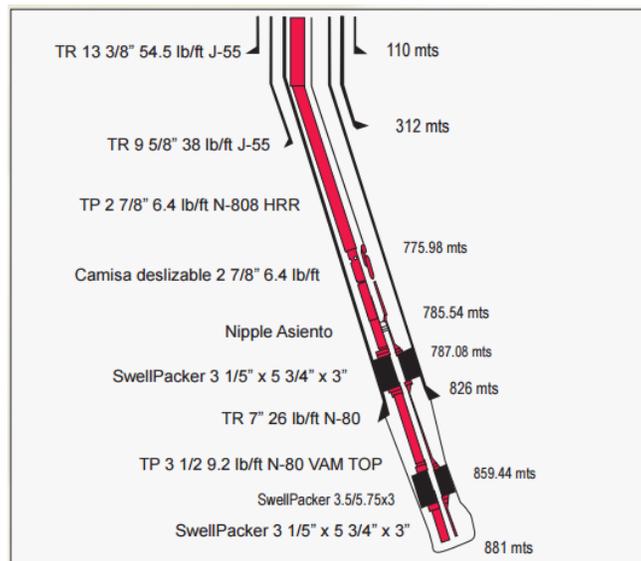


Figura 1.13. Terminación con Agujero Descubierto Pozo Temapache 205, productor de la formación el Abra de ambiente de depósito Arrecifal y con un gran empuje hidráulico que mantiene la presión original del yacimiento.

Este pozo se terminó en agujero descubierto, cementando la TR de 7" a 826 m, que sería la entrada o cima de la formación productora el Abra, el aparejo de producción se compone TP 2 7/8", camisa deslizable, niple de asiento, empacador inflable en la base de la TR 7", extensión de TP 3 1/2" dentro del agujero descubierto de 826 a 881 m con empacador inflable a 859.4 m.

Por lo general las terminaciones que se efectúan en estos campos del Activo Poza Rica Altamira son con agujero entubado, cementado y disparos, pero se puede resumir como una terminación sencilla con empacador, destaca aparte la terminación en la formación Cretácico el Abra, donde generalmente los pozos son terminados o fueron terminados en agujero descubierto.

### 1.3.3 Provincia Petrolera de Veracruz

#### Ubicación



Figura 1.14. Ubicación de la Cuenca de Veracruz, en el oriente de México, quedando comprendida principalmente en el Estado de Veracruz y extendiéndose hacia la actual plataforma continental del Golfo de México, actualmente esta cuenca es reconocida como productora de gas no asociado, con producción de hidrocarburos comerciales

proveniente de formaciones a nivel Terciario principalmente y también, pero en menor importancia a nivel Mesozoico.

Campos del Activo Integral Veracruz, destacan actualmente los campos: Cocuite, Angostura, Mirador, Copite, Matapionche y Mecayucan, estos últimos tres campos productores de aceite en rocas calizas Cretácicas y los últimos descubrimientos en campos terciarios como, Playuela, Lizamba, Vistoso, Apertura, Arquimia y Papan.

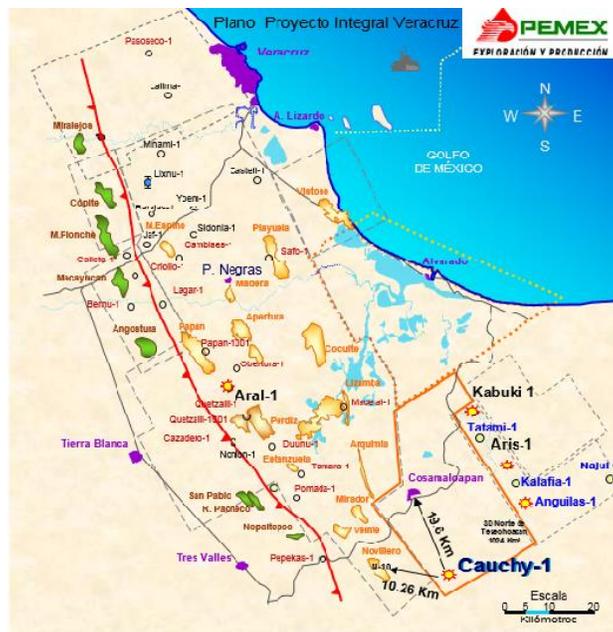


Figura 1.15. Campos Activo Integral Veracruz, en el oriente de la República Mexicana.

El historial de las terminaciones en esta provincia ha sido principalmente una terminación sencilla con empacador y agujero revestido y cementado, en algunos campos a nivel terciario se ha tenido que utilizar cedazo o gravel pack para control de arena. Últimamente se ha realizado terminaciones conocidas como tubingless, estas principales en yacimientos de gas seco.

## Ejemplo de Terminación de pozos reciente-actual en el Activo Integral Veracruz

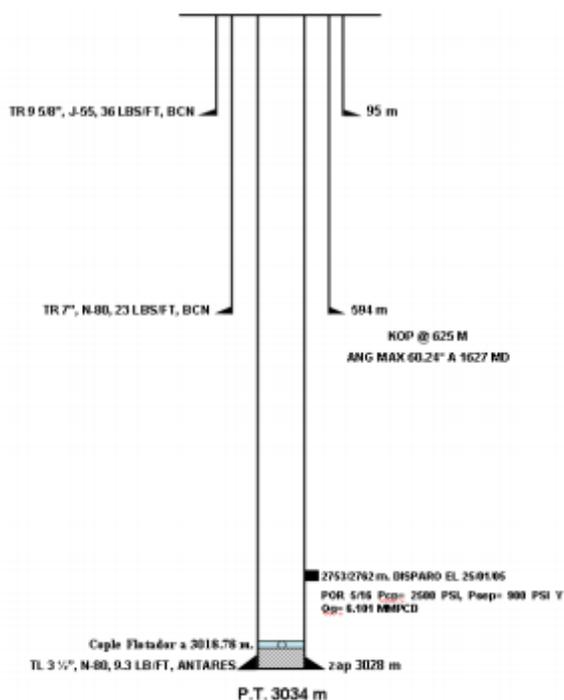


Figura 1.16. Terminación tubingless Pozo Antares 87, con TP 3 1/2" como revestidor y tubería de producción.

Aunque tradicionalmente en el Activo Veracruz se realizaron terminaciones sencillas con empacador y TR de explotación cementada, a últimas fechas se han implementado terminaciones tubingless en campos de gas seco principalmente.

Se presenta como ejemplo la terminación tubingless, con TP 3 1/2" cementada a la profundidad de 3028 m, destacando la sencillez y economía de la técnica de terminación.

### 1.3.4 Región Sur

La Región Sur de Petróleos Mexicanos, actualmente está constituida por cuatro Activos: Bellota-Jujo, Cinco Presidentes, Samaria-Luna y Macuspana-Muspac.

Recientemente ha destacado por su actividad el Activo Cinco Presidente, habiendo tenido incrementos de producción hasta de 70 mil barriles por día de aceite en los

últimos años. Los Activos como Samaria-Luna y Bellota-Jujo, su producción actual proviene de yacimientos de hidrocarburos localizados a nivel Cretácico, destacando principalmente terminaciones sencillas con empacador y TR de explotación o TR corta cementadas.

Los Activos Cinco Presidentes y lo campos de Macuspana producen principalmente de yacimientos del Terciario y los campos de Muspac de yacimientos del Cretácico y Jurásico.

Destaca en la Región Sur, el Complejo Antonio J. Bermúdez, localizado en estado de Tabasco, a 17 km al NW de la ciudad de Villahermosa, Tabasco, este complejo está integrado por los campos: Samaria, Cunduacán, Íride y Oxiacaque, cuya explotación inicio en mayo de 1973 con la terminación del pozo Samaria 101, productor de aceite ligero de 29 grados API.

Las terminaciones tipo en el complejo A.J. Bermúdez se puede afirmar que son del tipo sencilla con empacador y consta de los siguientes accesorios: TP 3 ½" o 4 ½", camisa deslizable, tramos de TP 3 ½" o 4 ½", tope localizador, empacador permanente y extremo del aparejo o tubo cola. La TR de explotación generalmente es una TR corta de 5", ver figura 1.17.

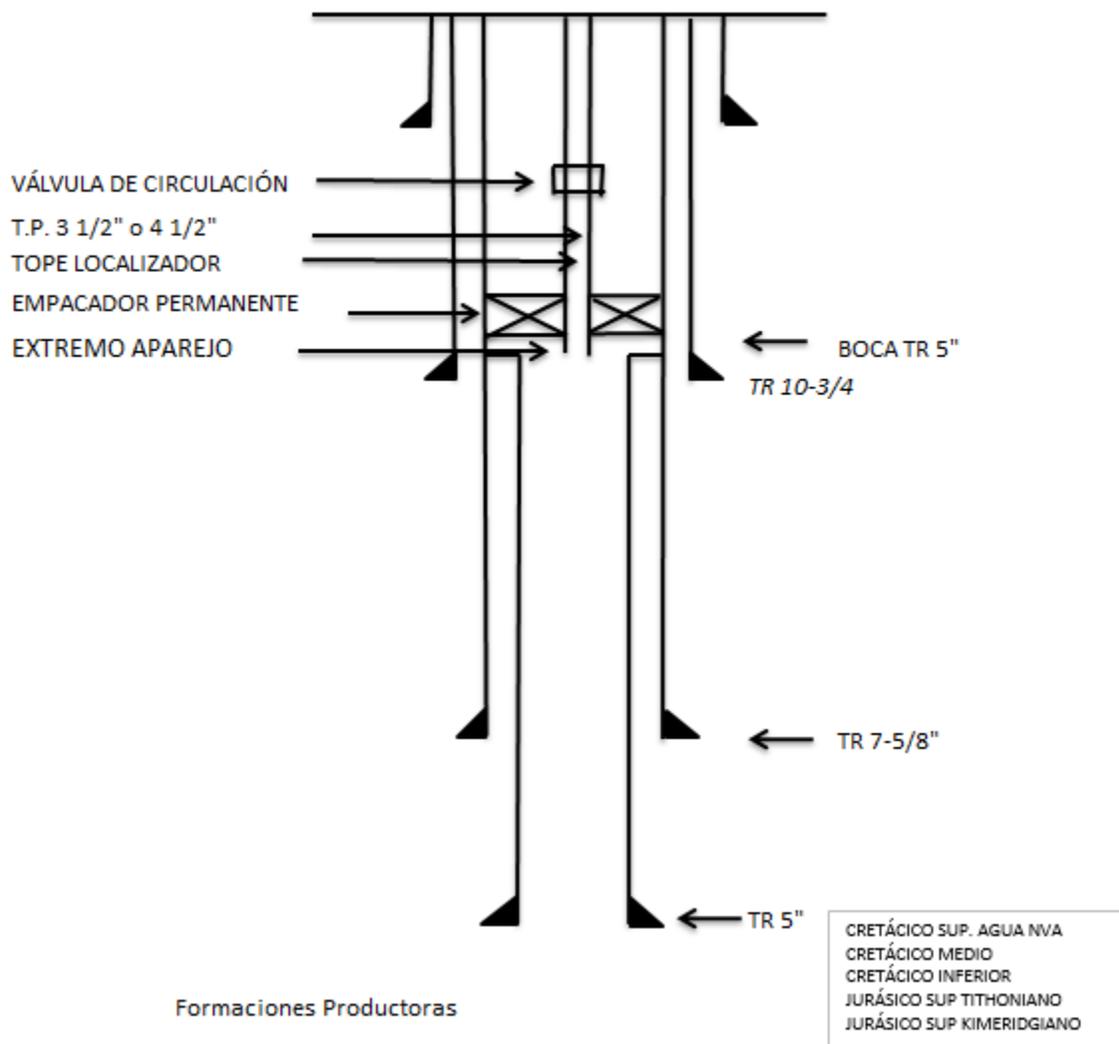


Figura. 1.17. Aparejo de terminación del Complejo A. J. Bermúdez.

## Terminaciones en el Activo Cinco Presidentes

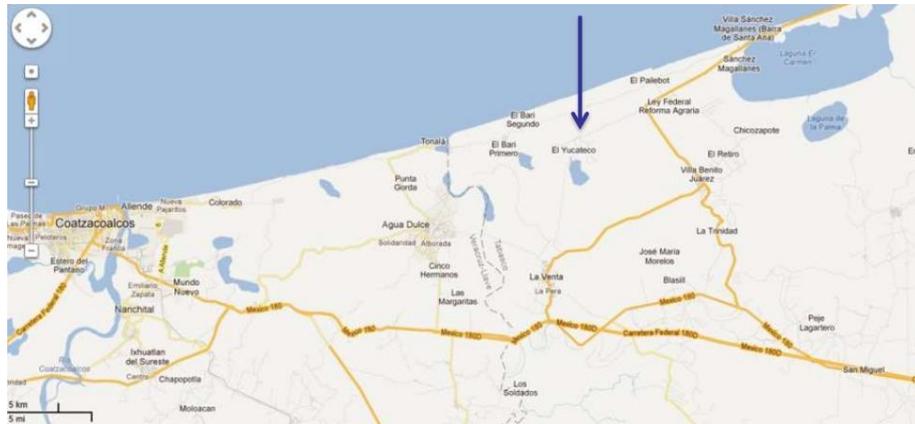


Figura 1.18. Ubicación Activo Integral Cinco Presidentes en el Sureste de México, dentro de la Provincia del Sureste, quedando comprendida principalmente en la Cuenca Salina del Istmo, limita al Sur con la Sierra de Chiapas, al W con la falla del Istmo que la separa de la Cuenca de Veracruz y al Este con la falla de Comalcalco. Su centro administrativo se localiza en la ciudad de Agua Dulce, Veracruz.

Ejemplo de terminación de pozos en el Activo Cinco Presidentes, el campo Rabasa.

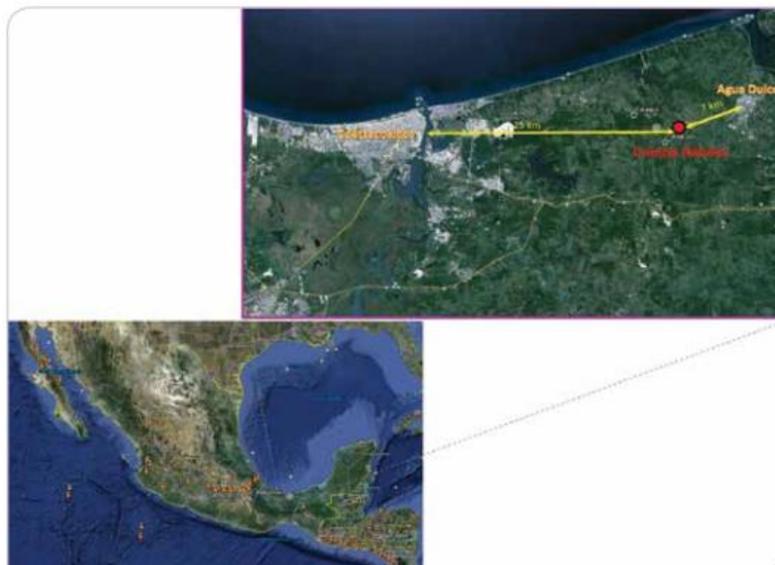


Figura 1.19. Ubicación Campo Rabasa, en el Activo Cinco Presidentes, dentro del municipio de Agua Dulce, Veracruz, a 4 km al SE del pozo Rabasa 1 y 25.4 km al SE de Coatzacoalcos, Veracruz.

La producción en este campo proviene principalmente de yacimientos de hidrocarburos a nivel Terciario, localizados en sedimentos del Mioceno Inferior y del Mioceno Medio. Se obtuvo en el pozo Rabasa 101 una producción inicial de 1867 bpd de aceite de 27 grados API y 1.2 mmpcd de gas natural.

### Terminación Campo Rabasa

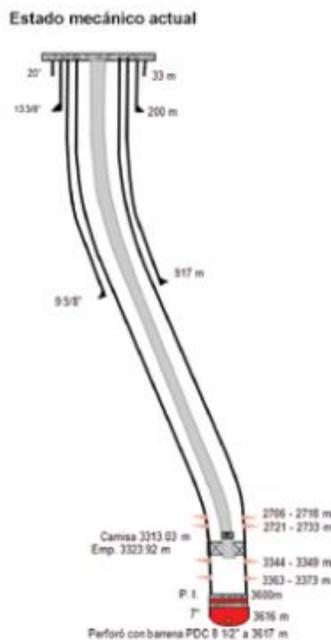


Figura 1.20. Terminación sencilla con empacador, produciendo por T.P. y por T.R. Campo Rabasa 142.

### 1.3.6 Región Marina Noreste

Se encuentra ubicada en el Sureste del país, e incluye parte de la plataforma continental y el talud del Golfo de México. Abarca una superficie de más de 166 mil kilómetros cuadrados y se localiza dentro de aguas territoriales nacionales, frente a las costas de Campeche, Yucatán y Quintana Roo, su ubicación geográfica se muestra en la Figura 1.21.

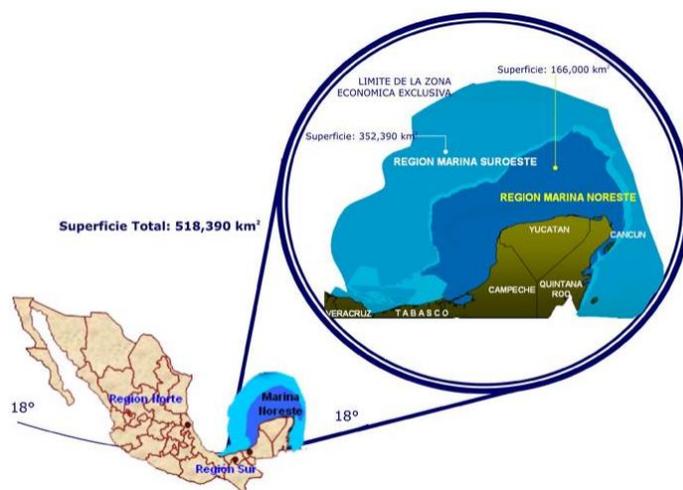


Figura 1.21. Ubicación geográfica de la Región Marina Noreste, la cual comprende las aguas territoriales dentro del Golfo de México, frente a las costas de Campeche, Yucatán y Quintana Roo.

La región está organizada con dos activos de producción, denominados: Cantarell y Ku Maloob Zaap. La RMNE es productora principalmente de aceite pesado de 22 grados API principalmente, destacando los campos del Complejo Cantarell y Ku Maloob Zaap.

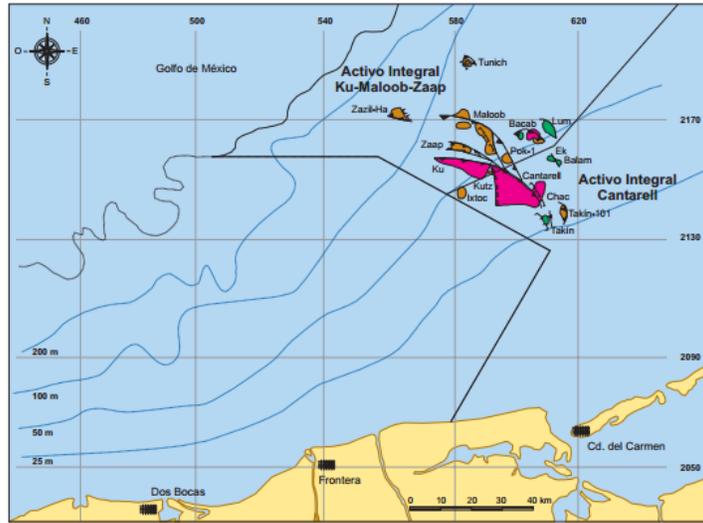


Figura 1.22. Activos Región Marina Noreste, localizados en el Golfo de México, hacia la porción occidental de la Península de Yucatán y frente a los estados de Campeche y Tabasco, aproximadamente a 80 km de la costa.

### Terminación Región Marina Noreste

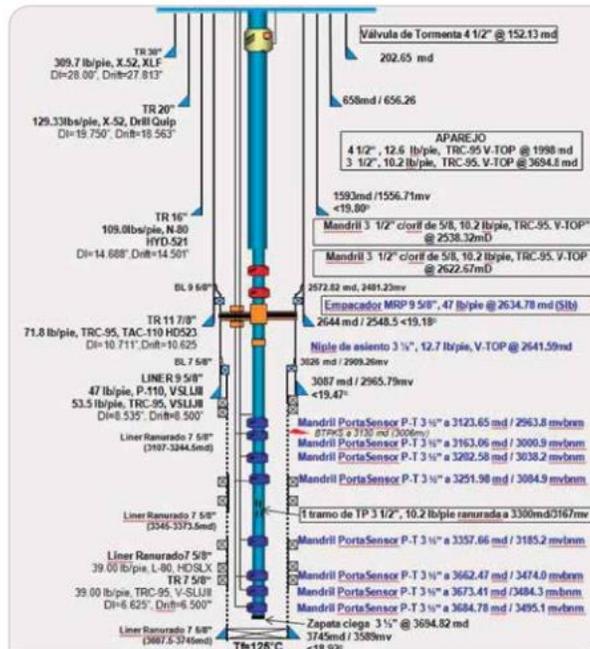


Figura 1.23 Terminación Tipo Cola Extendida Pozo Zaap-50

En la Figura 1.23 podemos se observa una terminación del Tipo Cola Extendida correspondiente al Pozo Zaap 50 que consta de un empacador, Liner ranurado de 7 5/8” desde los 3087 md hasta los 3745 md de igual forma contiene un tramo de T.P. de 3 1/2” a una profundidad de 3300 md.

### 1.3.7 Región Marina Suroeste

Esta región se encuentra en el sureste del país, dentro de la plataforma y talud continental del Golfo de México, abarca una superficie de 352,390 kilómetros cuadrados y está limitada por los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche en la parte Sur, por la RMNE en la dirección este, al norte por las líneas limítrofes de aguas territoriales y al oeste por el proyecto de aguas profundas Golfo de México A de la Región Norte, la figura 1.24 muestra la ubicación de la RMSO.



Figura 1.24. Ubicación Región Marina Suroeste

## Campos Región Marina Suroeste

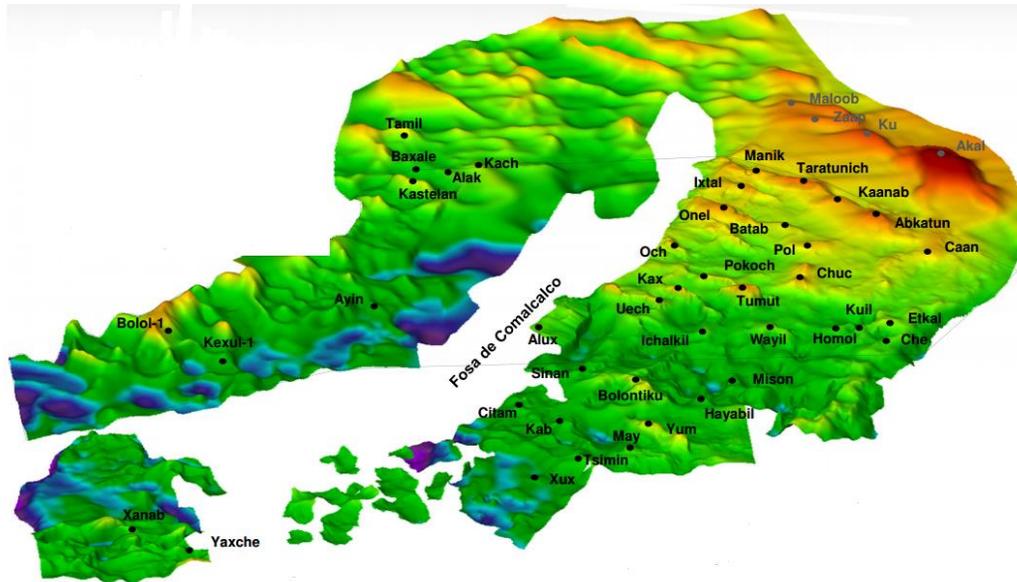


Figura 1.25. Presenta la localización de los campos descubiertos y productores de la RMSO.

La figura 1.25 muestra los campos de la RMSO, los cuales producen principalmente aceite de muy buena calidad, aceites ligeros, destacan los campos Abkatun, Pol, Chuc al NE de la región y SW los campos Och, Uech y Kax.

Ejemplo de terminación de pozos en la RMSO, mostrando un pozo del campo Kab, el cual por sus características de la formación fue terminado con tubería ranurada de 5”.

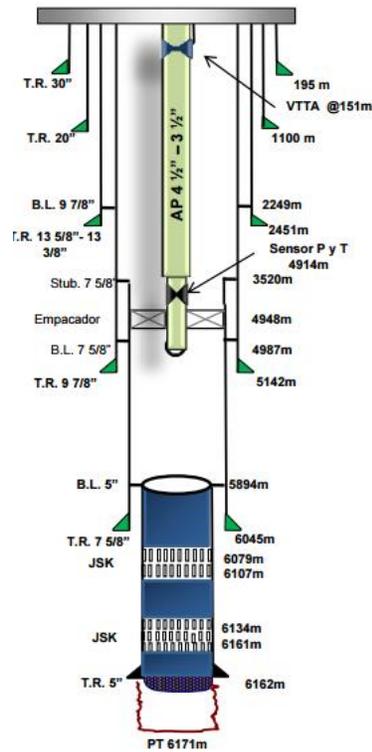


Figura 1.26. Terminación con tubería ranurada de 5" mediante una TR corta en la zona productora y terminación sencilla con empacador, estando anclado este a 4984 m y TP combinada 4 1/2" y 3 1/2".

## **CAPÍTULO 2**

### **DAÑO A LA FORMACIÓN**

#### **2.1 Definición**

Es la pérdida de productividad o inyectabilidad parcial o total y natural o inducida de un pozo resultado de un contacto de la roca con fluidos o materiales extraños o de un obturamiento de los canales permeables asociados con el proceso natural de producción.

Es importante señalar que en condiciones normales de los pozos, sobre todo en su terminación, la zona de la formación vecina a la pared del pozo se encuentra dañada debido a los trabajos de perforación misma, a la cementación de tuberías y al conjunto de operaciones requeridas para poner al pozo a producir e incluso a la misma actividad de producción del pozo.

En condiciones reales, es común que exista una caída de presión ocasionada por el factor daño. Van Everdingen y Hurst (1953), introdujeron el concepto de factor de daño (S) de la formación después de observar que para un gasto dado la presión de fondo fluyendo medida en el pozo era menor que la calculada teóricamente lo que indicaba que había una caída de presión adicional a la calculada teóricamente.

La figura 2.1 presenta lo comentado líneas arriba, destacando la figura 2.1-b principalmente.

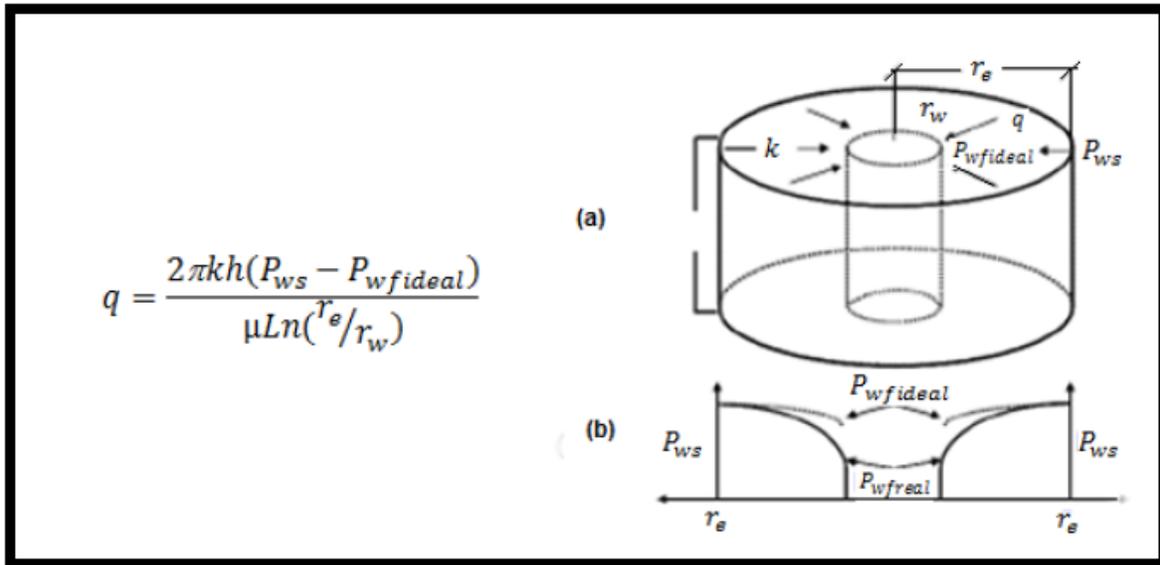


Figura 2.1. Condiciones esquemáticas del flujo Darcy en un yacimiento radial circulado.

Donde:

$q$  = gasto (bpd)

$k$  = permeabilidad (md)

$h$  = espesor neto (ft)

$P_{ws}$  = presión de fondo estática (psi)

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluyendo ideal (psi)

$\mu$  = viscosidad dinámica (cp)

$r_e$  = radio de drene (ft)

$r_w$  = radio del pozo (ft)

Además se encontró que esta caída de presión adicional era independiente del tiempo; atribuyéndola a una pequeña zona de permeabilidad reducida alrededor del pozo a la que se denominó zona dañada o zona invadida.

“EFECTO SKIN”, S, por Everdigen y Hurst:

Dada por:

$$\Delta P_s = \frac{q\mu}{2\pi kh}$$

Donde:

$\Delta P_s$  = caída de presión debida al daño (psi)

$q$  = gasto (bpd)

$\mu$  = viscosidad dinámica (cp)

$k$  = permeabilidad (md)

$h$  = espesor neto (ft)

De donde:

$$P_{wf}(ideal) = \frac{q\mu}{2\pi kh} S + P_{wf}(real)$$

Substituyendo  $P_{wf}(ideal)$  se tiene:

$$q = \frac{2\pi kh(P_{ws} - P_{wf}(real))}{\mu(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + s)}$$

El daño a la formación puede ser causado por procesos simples o complejos, presentándose en cualquiera de las etapas de la vida de un pozo. En estas intervenciones a los pozos la fuente del daño la propicia el contacto e invasión de materiales extraños en la formación. Durante el proceso natural de producción de los

pozos, puede originarse también el daño, al alterarse las características originales de los fluidos del yacimiento o de los minerales que constituyen la roca.

## **2.2 Mecanismos de Formación de Daño**

### 2.2.1 Reducción de la Permeabilidad Absoluta de la Formación.

Esto puede presentarse únicamente por partículas sólidas depositadas en tales espacios o al aumento del volumen del material sólido que compone la roca. Dependiendo de su tamaño, las partículas sólidas pueden invadir los conductos porosos quedándose atrapadas en los poros, en sus interconexiones o en fisuras naturales o inducidas.

Estas partículas sólidas pueden provenir de los fluidos de control, de las lechadas de cemento, de los recortes de la barrena o estar presentes en la propia formación. Independientemente de cómo se cause la reducción del espacio vacío, esta afecta considerablemente la permeabilidad de la roca, proporcionando una disminución drástica tanto en la porosidad como en el radio medio de los conductos porosos y en consecuencia un decremento en la permeabilidad absoluta de la roca.

### 2.2.2 Reducción de la permeabilidad relativa.

Este fenómeno puede ser ocasionado por el incremento de la saturación de agua cerca de la pared del pozo, como resultado de una alta invasión de filtrado o simplemente por la conificación o digitación del agua de formación, depende del incremento en la saturación de agua y el radio de invasión. También el filtrado puede formar un bloqueo por agua. Si el filtrado contiene surfactantes usados en los fluidos de perforación, terminación o reparación, se puede cambiar la mojabilidad de la roca, y como resultado se puede reducir la permeabilidad relativa al aceite, además de alterar la permeabilidad. La geometría de los poros, asociada con el área superficial, afecta a los cambios de permeabilidad relativa; al disminuir el volumen de los poros con las partículas

transportadas dentro del yacimiento, se aumenta su área superficial, por lo tanto las posibilidades de aumentar la permeabilidad relativa al agua aumentan con el incremento de la saturación de agua, dejando menor espacio disponible para el flujo de aceite.

### 2.2.3 Alteración de la mojabilidad de la roca

Está comprobado que un medio poroso mojado por agua facilita el flujo del aceite. Los fluidos que invaden la formación pueden tender a dejar la roca mojada por aceite, lo cual redundaría en una disminución en la permeabilidad relativa al mismo.

Esto es causado generalmente por surfactantes de tipo catiónico o no-iónico, contenidos en los fluidos de perforación, cementación, terminación, limpieza y estimulación. Este efecto produce una reducción en la permeabilidad relativa a los hidrocarburos, hasta en un 50%, pudiendo ser mayor en las rocas de más baja permeabilidad.

Los cambios de mojabilidad pueden ser causados por los tratamientos químicos que contienen inhibidores de corrosión o inhibidores de incrustaciones. Es una reducción en la permeabilidad efectiva o relativa al aceite debido al incremento en la saturación de agua en la vecindad del pozo (figura 2.2).

Los fluidos perdidos o inyectados en la formación pueden ser incompatibles con los hidrocarburos, el agua congénita (es el agua que tiene el yacimiento cuando este se descubre, agua original) de la formación o los minerales de la formación.

La incompatibilidad de los fluidos puede ser probada en el laboratorio usando los fluidos involucrados.

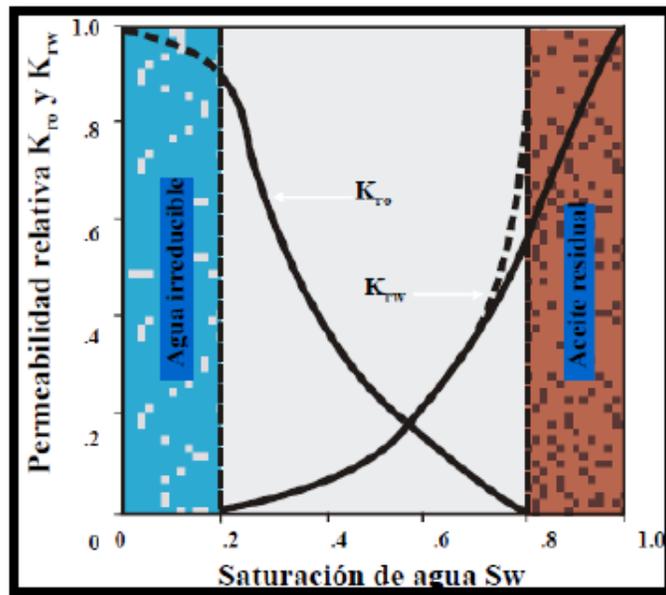


Figura 2.2. Permeabilidad relativa del agua y del aceite en función de la saturación de estos, donde se puede observar que al aumentar la saturación de agua, dificulta la movilidad del aceite.

#### 2.2.4 Alteración de la Viscosidad de los Fluidos.

Ocurre debido a incompatibilidad de los fluidos que invaden la roca con los fluidos de formación pudiéndose crear emulsiones estables. Las emulsiones se forman cuando el filtrado inyectado hacia la formación se mezcla con los fluidos contenidos en esta (agua y aceite).

Los surfactantes, en unión con sólidos finos, tales como las arcillas de formación o del fluido de perforación o partículas de hidrocarburos sólidos, tienen la tendencia de estabilizar estas emulsiones.

También la mojabilidad del yacimiento y de las partículas transportadas son factores importantes para la estabilidad de la emulsión, y de estas también depende la fase continua de dichas emulsiones. Las formaciones mojadas por aceite, tienen la tendencia

a formar emulsiones más estables y de viscosidades más altas que las mojadas por agua.

Adicionalmente cuando los hidrocarburos son producidos, los cambios de presión y temperatura al dirigirse estos al pozo, pueden ocasionar cambios en su constitución, por pérdida de ligeros o precipitación de material asfáltico o parafínico.

Esto promoverá una mayor viscosidad de los fluidos además de la propensión a formar emulsiones y verdaderos depósitos semisólidos alrededor de la pared del pozo.

## **2.3 Tipos de daño**

### 2.3.1 Daño por invasión de fluidos.

La principal fuente de daño a la formación es el contacto de área con fluidos extraños a esta, los fluidos más comunes son: fluidos de perforación, cementación, terminación o reparación, así como también, los fluidos de limpieza y estimulación (figura 2.3).

El radio de invasión de un fluido en la formación, depende de: volumen perdido, la porosidad y permeabilidad de la formación y de su interacción con los fluidos contenidos en la formación o con los componentes mineralógicos de la roca.

En ausencia de estos dos últimos efectos, un mismo volumen de fluido perdido tendrá mayor penetración en la formación en zona de baja porosidad que en las zonas de alta porosidad; la penetración de fluidos extraños a la formación comúnmente es de 2 pies, aun cuando en algunos casos pueden llegar hasta 10 pies o más.

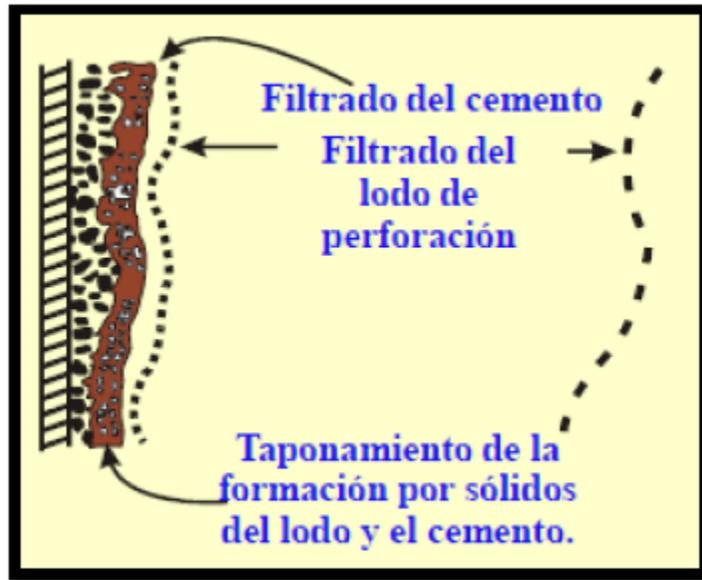


Figura 2.3. Daño por invasión de fluidos, particularmente ocasionado por el filtrado del lodo de perforación, así mismo indicando un taponamiento ocasionado por sólidos del lodo y el cemento.

La severidad del daño que ocurre por la invasión de fluidos depende de la composición y sensibilidad de la formación a los mismos y de las propiedades petrofísicas de la formación; la fuente es la propia perforación del pozo; el lodo de perforación forma un enjarre en las paredes del pozo, debido al filtrado de fluidos.

Este filtrado continúa aun cuando el enjarre ya está formado, con una velocidad mucho más baja; el volumen de filtrado y consecuentemente su penetración en la formación, depende en gran medida del tipo de lodo, el tiempo de exposición y la presión diferencial.

En forma similar se tiene la invasión de fluidos al cementar, reparar, estimular, o en procesos de inyección de agua. La principal fuente de daño a la formación es el contacto de área con fluidos la invasión de fluidos en la formación causa los siguientes tipos de daño.

### 2.3.2 Daño por bloqueo por agua.

La invasión de los fluidos base agua propicia que localmente en la vecindad del pozo se promueva una alta saturación de la misma, con la consecuente disminución de la permeabilidad relativa a los hidrocarburos; el bloqueo por agua no debe considerarse como el mismo daño que el hinchamiento de arcillas, aun cuando los dos pueden ocurrir simultáneamente (figura 2.4).

Este bloqueo se ve favorecido por la presencia en el sistema poroso de arcillas como la illita, ya que su forma propicia una mayor área mojada por agua, incrementando la adsorción de ésta a las paredes de los poros, por ende aumentando las fuerzas retentivas en la formación.

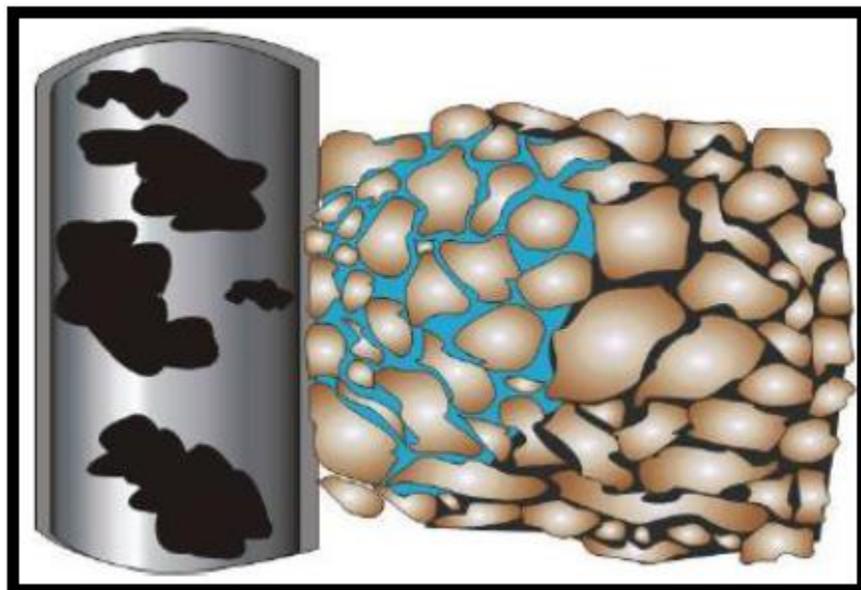


Figura 2.4. Se observa un bloqueo hacia el aceite por parte del agua que bien podría ser provocado por una disminución relativa al hidrocarburo debido al incremento de la saturación de la misma.

### 2.3.3 Daño por bloqueo de aceite.

Cualquier fluido base aceite que invada yacimientos de gas, especialmente en zonas de baja permeabilidad, causarán reducciones considerables en la permeabilidad relativa del gas. Este problema es más grave que en el caso de bloqueo de agua, dado la mayor viscosidad del fluido que invade la formación (figura 2.5).

La reducción en la permeabilidad efectiva o relativa al aceite debido al incremento en la saturación de aceite en la vecindad del pozo. Incrementa la viscosidad del fluido en la formación.

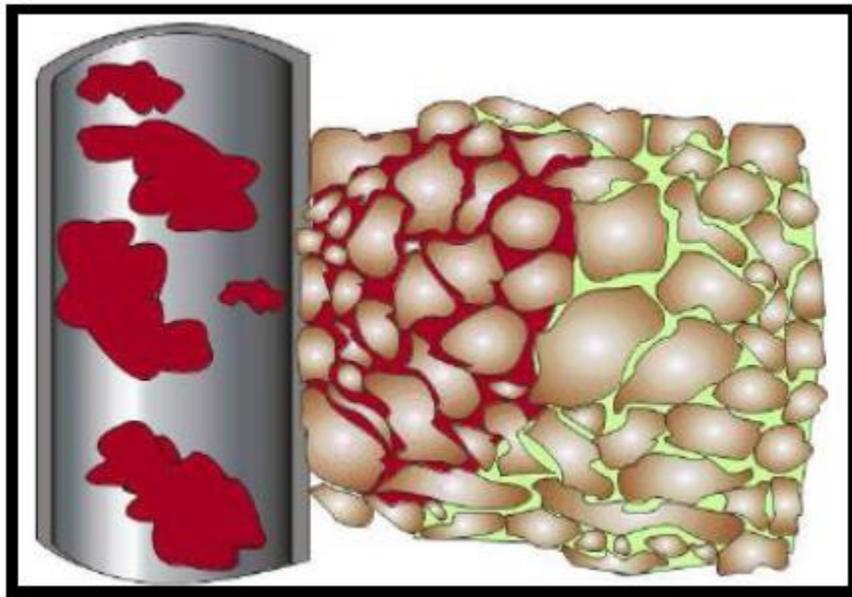


Figura 2.5. Daño por bloqueo de aceite que es producto del incremento en la saturación de este, imposibilitando el flujo debido al aumento en la viscosidad del fluido en la formación.

### 2.3.4 Daño por bloqueo de emulsiones

La invasión de fluidos puede entremezclarse con los fluidos en la formación pudiendo formar emulsiones. Estas emulsiones tienen alta viscosidad, particularmente las

emulsiones de agua en aceite. Filtrados con alto pH de lodos o lechadas de cemento pueden emulsificarse con aceites de formación.

Estas emulsiones si no son estables no generan daño a la formación. Sin embargo algunas emulsiones son estables por la presencia de agentes activos de superficie (surfactantes, contenidos en los fluidos de invasión o en los del yacimiento). Adicionalmente la presencia de las partículas finas y otros solidos ayuda a la estabilización de las emulsiones.

### 2.3.5 Daño por cambios de mojabilidad.

Como se mencionó anteriormente un medio poroso mojado por agua facilita el flujo del aceite. Los fluidos que invaden la formación pueden tender a dejar la roca mojada por aceite lo cual disminuye la permeabilidad relativa al mismo. Este efecto produce una reducción en la permeabilidad relativa a los hidrocarburos hasta en un 50% pudiendo ser mayor en las rocas de más baja permeabilidad.

### 2.3.6 Daño por invasión de sólidos.

Los sólidos en diferentes variedades de tamaños pueden ser fácilmente trasportados hacia el yacimiento durante la etapa de formación de enjarre. Los sólidos más grandes pueden formar puentes en la parte inferior de la pared del pozo, estos pueden depositarse entre los granos de la roca, cerca de zonas con barreras verticales, haciendo imposible su remoción.

Los sólidos pequeños pueden formar enjarres minúsculos dentro del sistema de poros, iniciando un sistema de taponamiento muy efectivo; sin embargo esto puede eliminarse parcialmente con el flujo a contracorriente y con el uso de partículas mejor distribuidas, que permiten una formación más rápida del enjarre en la pared del pozo.

El efecto de taponamiento durante la formación del enjarre, no va más allá de 5 a 8 cm. dentro del yacimiento; el uso de polímeros para reducir el filtrado, es de gran ayuda,

pues permite formar el enjarre rápidamente y provee de un medio filtrante muy efectivo al enjarre, disminuyendo la cantidad de sólidos acarreados hacia la formación durante el tiempo de exposición del yacimiento con el fluido en uso.

Es el más común tipo de daño ya que se debe al obturamiento del sistema poroso causado por los componentes sólidos de los fluidos de perforación, cementación, terminación, reparación o estimulación. Estos materiales sólidos están constituidos por arcillas, barita, recortes de la barrena, etc. (figura 2.6).

Los sólidos que invaden la formación pueden ser compresibles e incompresibles, siendo que los primeros penetran más por su facilidad a deformarse ajustarse a la forma y tamaño de las restricciones de los poros. Dependiendo del tamaño, comportamiento y tipo de sólidos, estos pueden removerse en contraflujo, sin embargo muchas veces no es posible alcanzar ciertas presiones diferenciales y el daño puede ser más severo.

Si los sólidos que invaden la formación son partículas pequeñas como arcillas, óxidos, precipitaciones de sólidos dentro de la formación pueden tener penetraciones más profundas sobre todo en formaciones más permeable, ocasionado obturamientos más difíciles de remover.

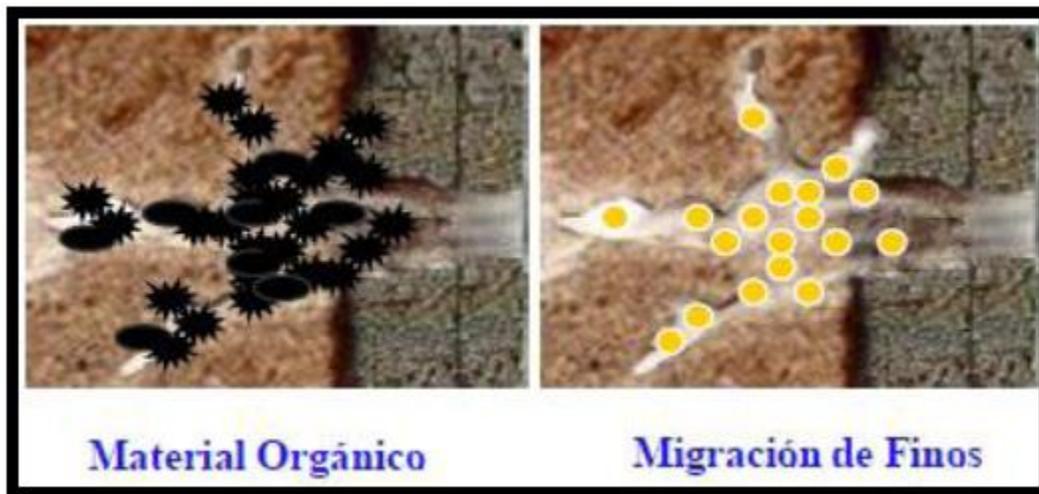


Figura 2.6. Daño por invasión de sólidos donde se observa a la izquierda la invasión por material orgánico por ejemplo asfaltenos o parafinas. Y del lado izquierdo el bloqueo debido a materiales finos.

Adicionalmente las pérdidas de volúmenes considerables del lodo de perforación u otros fluidos sucios, a través de fisuras, cavernas o fracturas inducidas, propician invasiones considerables de sólidos a la formación, siempre difíciles de remover.

### 2.3.7 Daño asociado a la producción.

La producción de los pozos propicia cambios de presión y temperatura cerca de la pared de pozo o en ella. Estos cambios conducen a un desequilibrio de los fluidos de agua, gas y/o aceite, con la consecuente precipitación y depósitos de sólidos orgánicos (asfaltenos o parafinas) y/o sólidos inorgánicos (sales).

Otra fuente común de daño asociado con el flujo de los fluidos de la formación al pozo es la migración de los finos (silicatos principalmente), sobre todo en formaciones poco consolidadas o mal cementadas propicia el obturamiento de los canales porosos conduciendo al daño de la formación.



Figura 2.7. Debido a la producción es posible generar la migración de finos en formaciones consolidadas y con cementaciones deficientes o incluso debido a emulsiones generadas por el cambio de condiciones en la vecindad del pozo.

Este daño generalmente se localiza en la formación cercana a la pared del pozo y en los túneles de los disparos. También otro daño que está asociado con la producción es el bloqueo de agua o gas por su canalización o conificación reduciendo la producción de aceite, e incluso llega al grado de dejar de fluir.

## **2.4 Operaciones en el pozo que causan daño.**

### 2.4.1 Perforación

Desde que la barrena entra a la zona productora hasta que se alcanza la profundidad total del pozo, esta zona expuesta a lodos de perforación y operaciones diversas, que afectarán fuertemente la capacidad de producción del pozo; cuando se perfora a través de la zona productora, la calidad del fluido de control y la presión diferencial ejercida contra la formación son críticas.

El daño y su efecto en la productividad del pozo resultan de la interacción del filtrado del lodo con los fluidos y minerales que contiene la roca y de la invasión de sólidos tanto del propio fluido de perforación como de los recortes de la barrena.

#### 2.4.2 Cementación

Durante la cementación de la tubería de revestimiento, al bajar esta puede causarse una presión diferencial adicional contra las zonas productoras, comprimiendo el enjarre y aumentando las posibilidades de pérdida de fluidos. Las lechadas de cemento también producen un alto filtrado y los propios sólidos pueden invadir la formación.

Los fluidos lavadores y espaciadores, y otros productos químicos contenidos en la propia lechada de cemento, utilizados normalmente durante la cementación, pueden ser fuentes potenciales de daño a la formación.

Los filtrados de lechadas con pH elevado, son particularmente dañinos en formaciones arcillosas, adicionalmente al entrar en contacto con salmueras de la formación de alta concentración de calcio, pueden provocar precipitaciones de sales.

#### 2.4.3 Terminación y Reparación

Durante la terminación del pozo se llevan a cabo varias operaciones, como son: control, recementaciones, limpiezas del pozo, asentamiento de aparejo de producción, perforación o disparo del intervalo a explorar e inducción del pozo a producción.

El control del pozo y la recementación de tuberías propician la inyección forzada de fluidos y sólidos. Si el asentamiento del aparejo de producción se lleva a cabo después de haber sido perforado el intervalo de interés, pueden ocurrir pérdidas de fluido de control, agravándose si este fluido contiene sólidos.

#### 2.4.4 Producción

Los intervalos disparados son susceptibles de ser taponados por sólidos (arcillas y otros finos) que emigran de la formación al ser arrastrados por el flujo de fluidos al pozo; en formaciones de arenas poco consolidadas este problema es mayor. Si el yacimiento está depresionado, será mucho más fácil dañar la formación con estos sólidos.

Durante la producción de un pozo pueden originarse cambios en la estabilidad de los fluidos producidos, pudiéndose propiciar precipitaciones orgánicas (asfaltenos y/o parafinas) o inorgánicas (sales) con el consecuente obturamiento del espacio poroso y el daño a la formación.

Asimismo en pozos de gas pueden ocurrir fenómenos de condensación retrógrada que ocasionan bloqueos de líquidos en la vecindad del pozo. En ocasiones es necesario usar productos químicos para inhibir precipitaciones o corrosión, su efecto puede alterar las condiciones de mojabilidad de la roca en forma desfavorable.

#### 2.4.5 Tratamientos de estimulación

La estimulación de pozos debe ser cuidadosamente diseñada para evitar que los fluidos de tratamiento inyectados contra formación, puedan dejar residuos por precipitaciones secundarias o incompatibilidades con los fluidos de la formación.

Obviamente estos efectos causarán daños difíciles de remover y en ocasiones permanentes. Los fluidos ácidos de estimulación son de las fuentes de mayor potencialidad de daños, una selección inapropiada del fluido de estimulación o el no tomar en cuenta las condiciones de los pozos en los que se realiza una estimulación, puede llevar a daños severos y en ocasiones permanentes.

Al inyectar un ácido, los productos de corrosión (óxido férrico) de las tuberías son disueltos y llevados a la formación en los fluidos de estimulación; al gastarse el ácido, estos productos compuestos de hierro, vuelven a precipitarse en la roca.

#### 2.4.6 Inyección de agua

Generalmente se ocasiona daño en estos casos cuando el agua no está tratada apropiadamente, pudiendo contener sólidos por uso inadecuado de los filtros, por el contenido de sales no compatibles con el agua de formación, por acarreo de finos de la misma formación, por incompatibilidad con las arcillas, por bacterias, por geles residuales en la inyección de polímeros, etcétera.

#### 2.4.7 Inyección de gas

El gas generalmente alcanza flujo turbulento en todas las instalaciones antes de llegar al intervalo abierto, esto ocasiona un efecto de barrido de grasa para rocas, escamas de corrosión u otros sólidos que taponarán los poros del yacimiento. Asimismo el gas inyectado puede acarrear productos químicos, residuos de lubricante de las compresoras y otros materiales, todo lo cual reduce la permeabilidad al gas y su inyectabilidad.

Todo pozo al inicio de su explotación o durante la misma, se encuentra en menor o mayor grado dañado, por lo que se hace imprescindible la remoción del mismo; esta remoción permitirá restituir las condiciones naturales de producción o inyección en su caso. La remoción del daño resulta en lo general difícil y costosa, por lo que el enfoque básico debe ser su prevención, por lo menos su minimización debe ser enfoque principal con el que se planee cualquier operación en un pozo.

## 2.5 Daño en pozos horizontales

Se debe que durante la perforación de un pozo puede ser necesario tener una diferencial de presión positiva desde el pozo a la formación para prevenir el flujo de fluidos del yacimiento al pozo.

Esto resulta en un flujo limitado de lodo en la formación y partículas suspendidas que durante la perforación puede obstruir algunos espacios de poro alrededor del pozo lo cual resulta un daño.

Una zona dañada y la caída de presión asociada es un efecto del factor de daño:

$$S = \frac{Kh(\Delta p)}{142q\mu_o B_o}$$

Donde:

$S$  = *daño a la formación (adm)*

$k$  = *permeabilidad (md)*

$\Delta P$  = *caída de presión (psi)*

$q$  = *gasto (bpd)*

$\mu_o$  = *viscosidad dinámica del aceite (cp)*

$B_o$  = *factor de volumen del aceite*  $\left( \frac{\text{volumen de acite + gas disuelto @c. y.}}{\text{volumen de aceite @c. s.}} \right)$

La caída de presión en la región de daño para un pozo horizontal es considerablemente pequeña que un pozo vertical, la mínima influencia en la productividad por daño en la cercanía del pozo horizontal en un yacimiento de alta permeabilidad explica el éxito de los proyectos de pozos horizontales.

## 2.6 Remediación del Daño a la Formación

Está comprobado que la mejor manera de reducir el daño a la formación es la previsión del daño a la formación y ya de manera práctica es mediante operaciones de remoción del daño, ¿pero cómo sabemos que el pozo está dañado?, en el mejor de los casos existen procedimientos para saber cuantitativamente que grado de daño tenemos en el pozo, y esto lo logramos mediante la toma de información, que es principalmente medición de gastos y presiones y esto lo convertimos en una prueba ya sea de incremento o decremento de presión. Para posteriormente pasar a la etapa de remediación del daño a la formación mediante trabajos de estimulación de pozos, estas estimulaciones serán del tipo limpieza o matriciales.

Es importante mencionar que existen estimulaciones mediante fracturamiento hidráulico, ya sea tipo apuntalante o ácido que tienen el objetivo o son utilizadas en formaciones que presentan permeabilidades con valores promedio de máximo 5 milidarcys, pero que tienen un objetivo más importante que el de rebasar el daño, que es el de crear capacidad de flujo y cambiar la geometría de flujo en el pozo.

### 2.6.1 Tipos de estimulación

Posterior a la terminación del pozo o durante la vida productiva generalmente se requiere de una restauración o mantenimiento del intervalo productor o inyector. Para ello existen 2 técnicas principalmente para la estimulación de pozos. La diferencia entre los dos tipos de estimulación radica en los gastos y las presiones de inyección, el siguiente diagrama ejemplifica los tipos de estimulación existentes.

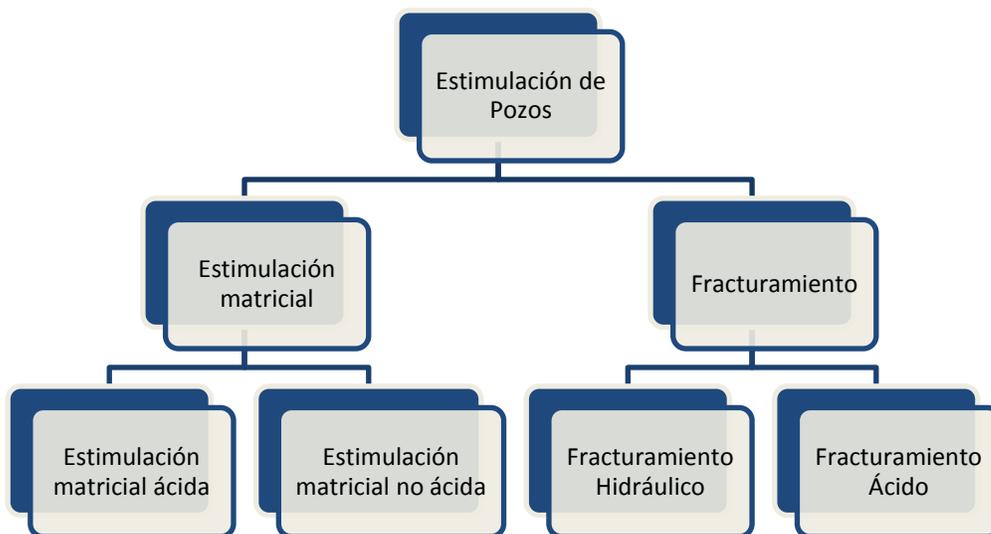


Figura 2.8. Tipos de estimulaciones

#### 2.6.1.1 Estimulación matricial.

La estimulación matricial se caracteriza por procedimientos que se encuentran a presiones menores de la presión de fractura, lo que permite que el fluido penetre en forma de radial para la remoción del daño en las vecindades del pozo.

La selección de una estimulación depende de factores importantes como; el tipo y severidad del daño, así como la compatibilidad del sistema roca-fluidos de la formación y dependiendo de los requerimientos del pozo se implementara una estimulación ácida o no ácida.

#### 2.6.1.2. Estimulación matricial ácida

En la estimulación acida los fluidos de tratamiento provocan una reacción química que permite la disolución de los materiales que afectan la formación y los sólidos contenidos en la roca. El éxito de una estimulación ácida consiste en la correcta selección del ácido.

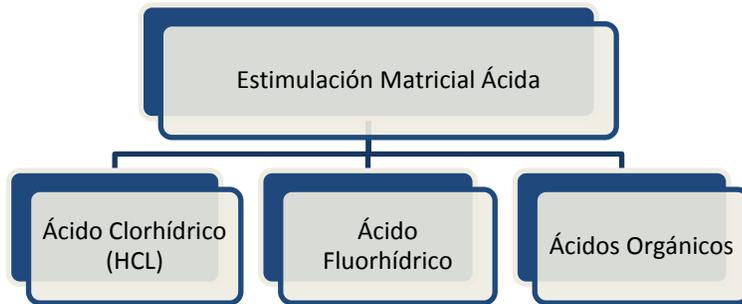


Figura 2.9. Estimulación matricial ácida.

### Ácido Clorhídrico

Este ácido es el más utilizado en la estimulación de pozos, en el mercado se encuentra en concentración del 32% y se le conoce comúnmente como ácido muriático. El ácido clorhídrico es implementado en formaciones carbonatadas (calizas, dolomías).

Reacción en calizas



Reacción en dolomías



### Ácido Fluorhídrico

El ácido fluorhídrico permite la disolución de minerales silicios como; feldespatos, cuarzos y arcillas, este ácido es implementado principalmente en formaciones arcillosas o arenosas. Sin embargo su aplicación se ha enfocado para la remoción del daño ocasionado por arcillas.

Reacción en arcillas



Los principales inconvenientes durante la operación del ácido fluorhídrico son que el ácido es gastado rápidamente y en formaciones con alta temperatura realiza una pobre penetración.

### **Ácidos Orgánicos**

Estos ácidos son considerados más débiles que el ácido clorhídrico, dentro de los cuales se encuentra el ácido acético y ácido fórmico. El ácido acético es utilizado para la remoción de incrustaciones calcáreas y en la estimulación de formaciones de calizas y dolomías en altas temperaturas.

Reacción Ácido acético en calcita



El principal uso del ácido fórmico es la estimulación de rocas calcáreas en pozos que se encuentran en altas temperaturas.

Reacción del ácido fórmico en calcita



#### 2.6.2.1 Fracturamiento Hidráulico

El fracturamiento hidráulico es el proceso mediante el cual se inyecta un fluido a una presión superior a la presión de fractura, lo que provoca que la fractura se propague desde el punto de inyección, logrando así un canal de flujo que proporciona un área adicional de drene. Antes de realizar un fracturamiento hidráulico se realiza una prueba de inyectividad o minifrack, la cual proporcionara los siguientes parámetros:

- 1) Gradiente de fractura
- 2) Ubicación de zonas no tratadas
- 3) Altura de la fractura

4) Perforaciones existentes

5) Grado de pérdida de fluido de la formación, ya sea instantánea o promedio

La fractura que se produce proporciona canales con alta conductividad desde el yacimiento hasta el fondo del pozo su implementación se orienta a:

1) Formaciones con baja permeabilidad

2) Permitir que los fluidos producidos atraviesen el daño profundo

3) Mejora el índice de productividad mediante la creación de canales de flujo de alta conductividad en el área de drene.

Este método es aplicado en pozos con bajo índice de productividad, de lo contrario no sería posible incrementar la presión con las bombas de lodos comunes, lo que requeriría bombas de alta presión de 500 [atm] y altos gastos.

#### 2.6.2.2 Fracturamiento Ácido

El fracturamiento ácido es un proceso de estimulación, mediante el cual el ácido es inyectado a la formación con una presión suficiente para fracturar la formación y abrir canales naturales. El ácido inyectado por lo general es ácido clorhídrico que fluye a lo largo de la fractura disolviendo la roca en la cara de la fractura, la longitud de la fractura es directamente proporcional al volumen de ácido inyectado, el ritmo de reacción y las pérdidas por filtrado en la formación. Operativamente el fracturamiento se realiza inyectando un fluido altamente viscoso, con efecto de crear la fractura y mantenerla abierta durante el tratamiento, posteriormente es inyectado el ácido que reacciona con la formación creando un amplio gravado y finalmente un fluido para desplazar el ácido dentro de la fractura. La efectividad de la operación está determinada por la longitud de fractura realizada en el pozo.

Como podemos ver a lo largo de este capítulo el daño a la formación puede ser originado ya sea por procesos simples o complejos, surgiendo a lo largo de la vida de un pozo.

En primer lugar, la perforación constituye el más importante origen del daño, que puede verse incrementado en la cementación, en la terminación, en las reparaciones o incluso en las mismas operaciones de estimulación.

De la misma forma, la puesta a producción de los pozos puede dar origen al daño, cuando debido a esto se alteran las características propias de los fluidos o bien la de los minerales que conforman la roca.

Por ello es de vital importancia diagnosticar específicamente las causas que generan el daño, para con ello prevenirlo o removerlo según sea el caso. La remoción del daño es por lo general difícil y costosa, por ello es imperativo prevenirlo o por lo menos minimizarlo al realizarse cualquier operación en el pozo.

Tipo de daño	Fluido de estimulación matricial recomendable
Bloqueo por agua	Pozos de gas: agua o ácido con alcoholes y surfactantes Pozos de aceite: agua o ácido y surfactantes Si $T > 250^{\circ}\text{F}$ , ácido acético no acuoso y surfactantes
Bloqueo por emulsión	Fluidos acuosos u oleosos con o sin solventes mutuos y desemulsificantes
Incrustaciones de Sales	$\text{CaCO}_3$ si $T > 250^{\circ}\text{F}$ , ácido acético o fórmico y surfactantes $T < 250^{\circ}\text{F}$ , HCl y surfactantes
Depósitos orgánicos	Solventes aromáticos con o sin mutuos o surfactantes
Mezclas de depósitos orgánicos e inorgánicos	Solventes dispersos en ácidos y surfactantes

<p>Invasión de sólidos arcillas y finos</p>	<p>En rocas silíceas</p> <p>Migración de finos</p> <p>-T ≤ 300°F: Ácido fluobórico</p> <p>-T &gt; 300°F: Solución no ácida con estabilizadores y floculantes</p> <p>Invasión de sólidos</p> <p>-T ≤ 300°F:</p> <p>Solubilidad en HCl ≤ 20%: HCl-HF con suspensores o ácido fluobórico. En pozos de gas incluir alcoholes.</p> <p>Solubilidad en HCl &gt; 20%: HCl con agentes de suspensión y estabilizadores</p> <p>En rocas calcáreas</p> <p>-T ≤ 300°F</p> <p>En general HCl del 15 al 28% con aditivos necesarios</p> <p>En dolomía HCl ≤ 20%</p> <p>En pozos de gas Hcl con alcohol</p> <p>-T ≤ 300°F</p> <p>Con alto contenido de Fe, HCl con ácido orgánico</p> <p>-T &gt; 300°F</p> <p>En general ácidos orgánicos con aditivos necesarios (para altas temperaturas acético, para bajas fórmico)</p>
---	--

Tabla 2.1. Se muestran los tipos de daño y el método recomendable para remover este según las características particulares de cada uno.

## CAPÍTULO 3

### LA ECUACIÓN DE DARCY PARA FLUJO RADIAL Y SU RELACIÓN CON LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS EN EL MEDIO POROSO.

Una de las principales características que deben conocerse en el yacimiento, es la habilidad que este tiene para permitir el flujo de fluidos a través del medio poroso que los contienen. La cuantificación de esta característica es de gran importancia para la realización de estudios que ayudan a la mejor explotación de los yacimientos. A esta propiedad del medio poroso se le denomina “permeabilidad”.

La expresión que nos permite cuantificar esta propiedad es conocida como Ley de Darcy.

#### 3.1 Ley de Darcy

Henry Darcy dedujo la ecuación que lleva su nombre como el resultado de estudios experimentales de flujo de agua a través de filtros de arena no consolidada, esta ley se ha extendido con ciertas limitaciones al movimiento de otros fluidos incluyendo dos o más fluidos no miscibles en rocas consolidadas y otros medios porosos.

Darcy pudo concluir que la tasa de agua o flujo  $Q$  a través del filtro era directamente proporcional al área  $A$  de la arena y a la diferencia entre las alturas de la entrada y salida del filtro, e inversamente proporcional al espesor del mismo  $L$ , quedando expresada de la siguiente forma, donde  $C$  es una constante característica de la arena y es lo que llamaremos permeabilidad.

$$Q = \frac{cA \Delta h}{L} \quad (1)$$

Los siguientes procesos a seguir una vez validada la ecuación fueron el realizar los establecimientos de la modificación de la ecuación así como reconocer la naturaleza de la constante  $C$  determinada por las propiedades de la arena o del medio poroso.

### 3.2 Validez de la Ley de Darcy

Para poder entender con claridad la naturaleza general de la “ley de flujo” con la que se representan los datos experimentales de flujo, tales como los realizados por Henry Darcy, es bueno tomar en cuenta como primer lugar la “teoría de las dimensiones”<sup>1</sup> donde se puede observar que las caídas de presión  $\Delta p$ , a través de una columna de arena de longitudes de  $\Delta s$ , que lleva un fluido de densidad  $\gamma$  y viscosidad  $\mu$  con velocidad media  $v$  deben estar relacionadas con estas variables por una relación, de la forma:

$$\Delta p = const. \frac{\mu^2}{\gamma d^2} F \left( \frac{dv\gamma}{\mu} \right) \Phi \left( \frac{\Delta s}{d} \right) \quad (2)$$

Donde  $F$  y  $\Phi$  se determinan experimentalmente, y  $d$  es una longitud, ya sea el tamaño de las aberturas de los poros o el tamaño de los granos de arena. Físicamente la función  $\Phi$  debe ser la primera potencia de su argumento, dicha observación reduce la ecuación 2 de tal forma que el lado izquierdo representa el gradiente de presión del sistema lineal.

$$\frac{\Delta p}{\Delta s} = const. \frac{\mu^2}{\gamma d^2} \left( \frac{dv\gamma}{\mu} \right) \quad (3)$$

El argumento  $\frac{dv\gamma}{\mu} = R$  de la función  $F$ , es el término ya conocido proveniente de la hidrodinámica para el flujo de fluidos a través de tuberías donde  $d$  representa el diámetro de la tubería, y el término  $\frac{dv\gamma}{\mu}$  corresponde al “Número de Reynolds” tal y como se muestra en la ecuación 3, de la misma forma deberá corresponder al flujo de depósitos sin arena, ya que no es más que una ecuación dimensional, determina el carácter del flujo. Por lo tanto, en particular, para bajas velocidades, densidades o diámetros de tubería, la función  $F$  se encuentra que es igual a su argumento, de modo que:

$$\frac{\Delta p}{\Delta s} = const. \frac{\mu v}{d^2} \quad (4)$$

<sup>1</sup> MUSKAT, M., and H.G. BOTSET, Physics, 1, 27, 1931.

Debido a que este resultado es el mismo dado por la hidrodinámica clásica para fluidos viscosos, conocido como Ley de Poiseville, el coeficiente constante tiene un valor de 32 y  $v$  representa la velocidad media de la sección de tubería.

Para valores grandes de  $d$ ,  $v$ ,  $\gamma$  o  $1/\mu$  o más específicamente cuando el Número de Reynolds  $\frac{dv\gamma}{\mu}$  aumenta hasta exceder los valores del orden de 2000 el flujo en las tuberías cambian del orden lineal a uno con distribución irregular y fluctuante de remolinos denominado como “flujo turbulento”. Este tipo de flujo se caracteriza dinámicamente por el hecho de que la función  $F$  es ahora proporcional al cuadrado de su argumento, específicamente, la velocidad, de manera que la ecuación 3 toma la forma:

$$\frac{\Delta p}{\Delta s} = \text{const.} \frac{\gamma v^2}{d} \quad (5)$$

Aquí el gradiente es independiente de la viscosidad del fluido, mientras que para el flujo viscoso o laminar es directamente proporcional a la viscosidad. Por analogía con estos resultados es natural intentar representaciones similares de los datos para el flujo de fluido a través de columnas de arena, aunque debido a los canales tortuosos e irregulares de un medio poroso, sería de esperar que la transición entre los tipos de flujo viscoso y turbulentos podrían no ser tan agudo como para el flujo a través de canales sin arenas. Esto sugeriría una representación del gradiente  $\frac{\Delta p}{\Delta s}$  como la de los términos de varias potencias de  $v$  (la velocidad macroscópica medida por el flujo por unidad del área media). Siendo esto expresado por algunos investigadores como:

$$\frac{\Delta p}{\Delta s} = av + bv^n \quad (6)$$

Donde:

$\frac{\Delta p}{\Delta s}$  = caída de presión a lo largo de la columna de arena.

$v$  = *velocidad macroscópica medida por el flujo por unidad de área media.*

$a$  y  $b$  = constantes ajustadas para absorber el factor  $\mu/\gamma d^3$  y las potencias de  $d\gamma/\mu$  dejando por separado a  $v$  proveniente del Número de Reynolds

Además, se ha sugerido la adición de un término en tercera potencia para  $v$ . Otros han propuesto una relación de la forma:

$$\frac{\Delta p}{\Delta s} = av^n \quad (7)$$

Donde  $n$  tiene un valor entre 1 y 2

A pesar de que no se explicará las posibles razones por las cuales hay discrepancias entre los resultados de los numerosos investigadores, se limitará a indicar la representación correcta de los estudios más minuciosos del problema.

Estos son: **(A)** A velocidades bajas y bajos números de Reynolds el gradiente de presión varía de manera lineal con la velocidad  $v$ , como:

$$\frac{\Delta p}{\Delta s} = \text{const.} \cdot v \quad (8)$$

Por analogía con la descripción común en la hidrodinámica ordinaria, este tipo de flujo se rige por la ecuación 8, que será denominado como “viscoso”. **(B)** A medida que aumenta el número de Reynolds, el gradiente de  $\frac{\Delta p}{\Delta s}$  comienza a aumentar más rápidamente que  $v$  y asume una variación que se describe mejor por la ecuación 6

En la Figura 3.1, publicada por Fancher, Lewis y Barnes, muestra una representación de datos de flujo para una serie de arenas consolidadas y no consolidadas en forma de tabla de factor de fricción. Ahí la cantidad  $\zeta = d\Delta p/2L\gamma v^2$  que es dimensionalmente equivalente al factor de fricción se encuentra en las ordenadas. Las abscisas corresponden al Número de Reynolds  $dv\gamma/\mu$  el  $d$  aquí y en  $\zeta$  corresponde al diámetro medio de grano definido por la ecuación:

$$d = \sqrt[3]{\frac{\sum n_s d_s^3}{\sum n_s}} \quad (9)$$

Donde  $n$  es el número de granos de diámetro  $d$ . Independientemente del significado físico de esta definición de  $d$ , la implicación importante de la Figura 3.1 es que incluso para un Número de Reynolds del orden de 1, los datos obedecen a la relación:

$$\log \zeta = a - \log R \quad (10)$$

De donde se deduce a la vez que:

$$\frac{\Delta p}{\Delta s} = \text{const.} \cdot v \quad (11)$$

De acuerdo con la Ley de Darcy.

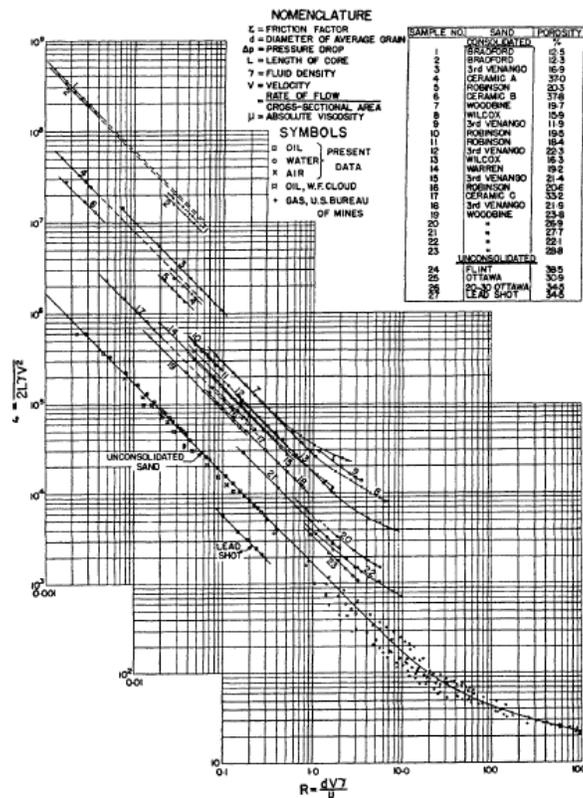


Figura 3.1 Representación de datos de flujo para arenas consolidadas y no consolidadas en forma de factor de fricción.

Si bien esta ley es cierto pierde si validez estricta y el flujo se vuelve parcial o completamente turbulento a medida que aumenta el Número de Reynolds o de la velocidad, no parece haber ninguna modificación única que se supone por la relación entre  $\frac{\Delta p}{\Delta s}$  y  $v$  para valores grandes de este último.

Sobre al que parece estar definitivamente establecido es que los datos empíricos pueden ser expresados en todos los casos por una ecuación de la forma de la ecuación 6, teniendo  $n$  un valor cercano a 2.

En la figura 3.2 se puede observar en las ordenadas  $R\zeta$  son el producto del Número de Reynolds y el factor de fricción y son, por lo tanto, inversamente proporcional a la velocidad, los datos para  $R > 4$  están bien representados por la relación lineal:

$$R\zeta = a + bR \quad (12)$$

Que es claramente equivalente a la relación:

$$\frac{\Delta p}{\Delta s} = a'v + b'v^2 \quad (13)$$

El Número de Reynolds en la que se muestra en la figura 3.2 es evidente la región de transición del flujo viscoso caracterizado por la Ley de Darcy ( $R\zeta = const$ ). Y que se describe por la ecuación 13.

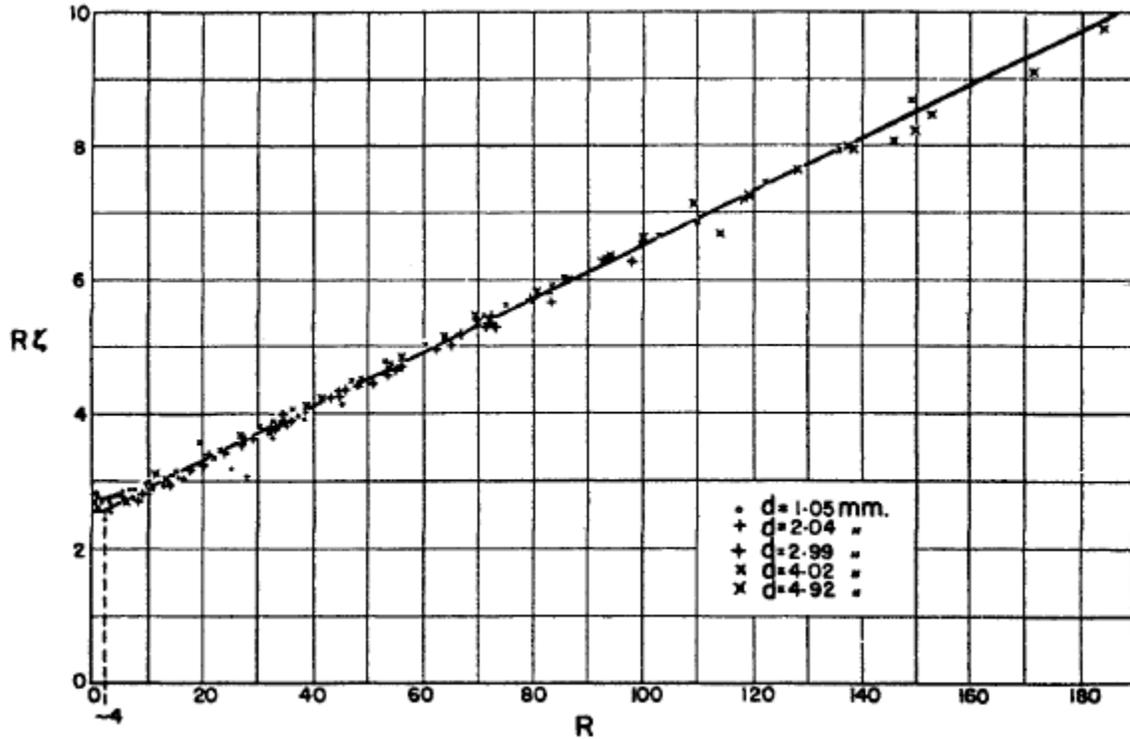


Figura 3.2. Gráfica del Número de Reynolds multiplicado por el factor de fricción vs el Número de Reynolds para el flujo de agua a través de un tamaño uniforme.

Debido a la naturaleza irregular y capilar de los canales de flujo en el medio poroso, la desviación de tipo viscoso-laminar de la ecuación 11 se desarrollará de manera gradual y no aparecerá de pronto como en el caso anterior. De hecho, la ausencia de una transición aguda ha sido la razón por la cual la ecuación 6 ha sido propuesta por algunos investigadores como la gobernante del flujo a través de medios porosos, incluso para muy pequeñas velocidades.

Es importante observar que en la medida en que se interprete el número de Reynolds como el factor esencial en la determinación de la naturaleza del flujo a través de un medio poroso y utilizando la representación básica de la ecuación.

**(B)**, la "ley de flujo" debe ser el mismo para ambos, líquidos y gases dentro de la misma gama de número de Reynolds. La variabilidad de la densidad a lo largo de la columna del flujo en el caso de flujo de gas se puede tomar convenientemente en cuenta por

tomar  $\gamma \frac{\Delta p}{\Delta s}$  o su equivalente  $\frac{\Delta p^2}{\Delta s}$ , cuando el flujo de gas es isotérmico ( $\gamma = \gamma_0 p$ ), para la variable dependiente y la masa de velocidad  $\gamma v$  para la variable independiente o la combinación del factor de fricción S como la variable dependiente representada por el número de Reynolds, o, finalmente, el gradiente de presión  $\frac{\Delta p}{\Delta s}$  se representa como una función del volumen de flujo de salida reduciendo la presión media en la columna de flujo. La Figura 3.1, en el que se utiliza la segunda representación, también incluye los resultados para el flujo de gases, y muestra a la vez que dentro de la gama de números de Reynolds para los que la ecuación 10, y por lo tanto la Ley de Darcy, tiene para líquidos, esta misma ecuación se cumple con precisión por los datos de flujo de gas.

De hecho para este rango de flujo viscoso, la densidad desaparece formalmente de la ecuación y se obtiene una ecuación idéntica a la 11. Una verificación todavía más sorprendente de la Ley de Darcy para flujo de gas es la mostrada en la Figura 3.3, en la cual se usa la última de las representaciones anteriores. Finalmente para las desviaciones de la Ley de Darcy para velocidades más altas, la situación es similar a la que se discutió para flujo de líquidos.

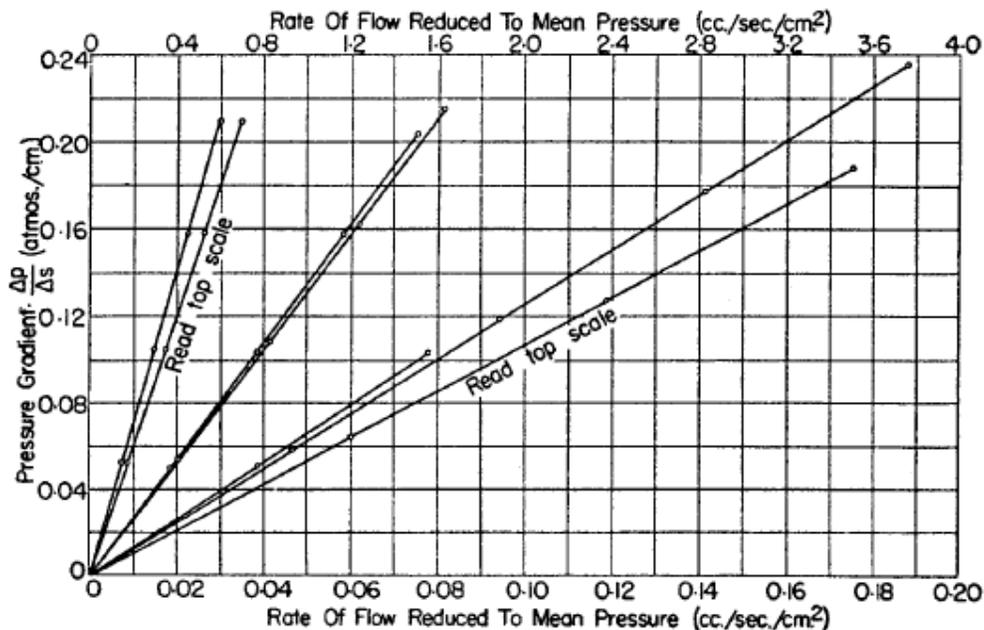


Figura 3.3. Curvas de flujo de aire a través de arena consolidada

Por ejemplo, en la Figura 3.4 se muestra datos obtenidos por Muskat y Botset obtenidos para flujo de aire a través de esferas de vidrio. La linealidad de la curva para  $\gamma v > 0,03$  implica que en este rango:

$$\frac{\Delta p^2}{\Delta s} = a(\gamma v) + b(\gamma v)^2 \quad (14)$$

Por otro lado, Chalmers, Taliaferro, y Rawlins encontraron que esos datos podían ser expresados de mejor manera por la ecuación de la forma:

$$\frac{\Delta p^2}{\Delta s} = a(\gamma v) + b(\gamma v)^n \quad (15)$$

Donde  $n$  ronda, para diversos medios porosos, entre 1.753 y 2.018. Como los autores graficaron los datos en una gráfica log-log, las curvas son poco sensibles al verdadero comportamiento para velocidades muy bajas. Es por lo tanto, probable que un estudio más detallado de los datos con el trazado sobre papel en coordenadas rectangulares, habría confirmado la Ley de Darcy para velocidades bajas. De hecho, una examinación de sus expresiones numéricas de la forma de la ecuación 15 muestra que para ninguna de las 16 muestras analizadas de diferentes medios porosos analizados por dichos autores, será el segundo término de la ecuación 15.

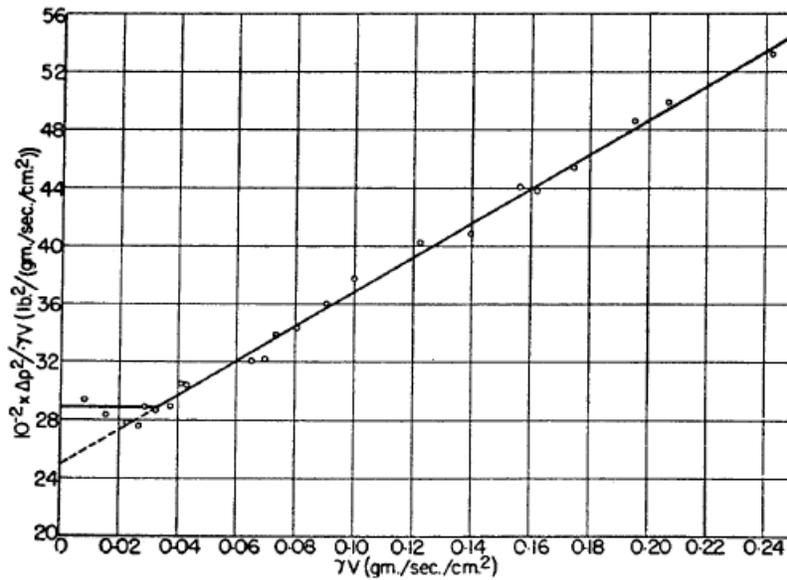


Figura 3.4. Flujo de aire a través de esferas de vidrio de diámetro medio.

Mientras que las anteriores consideraciones en la Ley de Darcy han comprobado la proporcionalidad que existe entre la velocidad macroscópica del medio poroso y al gradiente de presión, dando una representación exacta de la “ley de flujo” para pequeñas velocidades, es difícil establecer un rango preciso de validez. Dicha dificultad radica esencialmente en la ambigüedad inherente sobre la definición de  $d$  que aparece en el Número de Reynolds, que parece ser la variable natural que determina la naturaleza del flujo.

Sin embargo para el presente propósito, basta con aceptar los límites bajos para la Ley de Darcy donde el número de Reynolds sea 1 y  $d$  tenga un valor promedio razonable.

### 3.3 La constante en la ley de Darcy. La permeabilidad en el medio poroso

Aunque la formulación analítica general de la Ley de Darcy se mostrará más adelante, se examinará la naturaleza de la constante de proporcionalidad entre el gradiente de presión y la velocidad en un canal de flujo lineal, así como revisar la segunda incógnita mencionada al final de la primera sección.

Denotando el gradiente de presión en el canal lineal por  $\frac{dp}{dx}$ , y la velocidad macroscópica por  $v$ , esta constante puede ser más conveniente definir por la relación:

$$v = \text{const.} \frac{dp}{dx}, \quad (16)$$

Regresando a las consideraciones dimensionales de la última sección, se puede ver, invirtiendo la ecuación 5 de la sección anterior, que la constante en la ecuación 16 puede ser resuelta como se indica en la ecuación:

$$v = \text{const.} \frac{d^2 dp}{\mu dx} \quad (17)$$

Donde  $d$  representa el diámetro “efectivo” de los granos de arena o abertura de los poros,  $\mu$  es la viscosidad del fluido y la constante restante debe ser una cantidad adimensional. Por lo tanto los elementos dimensionales físicos del sistema compuesto de medio poroso y el fluido sólo aparecen en el cuadrado de  $d$  para el primero y la viscosidad para el segundo, la densidad del fluido de estar ausente, de manera que el coeficiente de  $\frac{dp}{dx}$  será diferente para los diferentes líquidos o entre los gases y los líquidos sólo por sus diferencias de viscosidad.

La constante adimensional restante debe ser, por lo tanto, las características adimensionales del sistema de flujo, que claramente puede implicar sólo las propiedades geométricas del medio poroso, tales como su porosidad, la forma de los granos del medio, y el grado de cementación, la distribución de tamaño de los granos que se supone por el momento para ser incluido en la definición de  $d$

En principio, por lo tanto, un conocimiento de la naturaleza detallada del medio poroso y la viscosidad del fluido deben permitir una predicción a priori del valor numérico de la constante en la ecuación 16. Y, de hecho la determinación de una relación por medio de la cual esta predicción puede efectuarse ha sido objeto de numerosas investigaciones. Desafortunadamente, sin embargo, la única característica en común a los resultados es

que la constante debe variar con el cuadrado de algún promedio de los diámetros de los granos del medio poroso, como se requiere explícitamente por la ecuación 17. Estas investigaciones se han extendido a partir del análisis clásico de Slichter, en el que el flujo en los poros individuales de un conjunto de esferas uniformes se calculó por medio de la ley Poiseville modificado a fin de tener en cuenta la forma detallada y la longitud de los poros a los extensos experimentos de Fancher, Lewis, y Barnes, en las cuales se hizo un intento de clasificar diversas arenas.

Parece que el punto de vista del problema más razonable es agrupar la constante y el término  $d$  en la ecuación 17 como una sola constante que caracteriza el medio poroso por completo y de forma única con respecto al flujo de los fluidos a través de él. Esta constante resultante, que define completamente dinámicamente el medio poroso como el portador de un fluido homogéneo en movimiento viscoso, se representa con el símbolo  $k$ , y se denomina "permeabilidad" frecuentemente denotado con o sin el factor  $1/\mu$  como el "coeficiente de permeabilidad", la "constante de transmisión." para que la ecuación 17, finalmente, asuma la forma:

$$v = \frac{k dp}{\mu dx} \quad (18)$$

La definición formal de la permeabilidad de un medio poroso puede, por lo tanto, ser decretado como el volumen de un fluido de la unidad de viscosidad que pasa a través de una unidad de sección transversal del medio por unidad de tiempo bajo la acción de una unidad de gradiente de presión. Por lo tanto, es una constante determinada sólo por la estructura del medio en cuestión y es totalmente independiente de la naturaleza del fluido. Sus dimensiones, como se ve fácilmente mediante la comparación de las ecuaciones 17 y 18, que son las de un área, o:

$$K = [L^2] \quad (19)$$

Debe tenerse en cuenta que las dimensiones de  $[L^2]$  para  $K$  es consecuencia de la separación de  $\mu$  de  $K$  y la expresión del agente de conducción en función de una diferencial de presión. Aunque esto ha sido necesario con el fin de realizar el suficiente

análisis para incluir todos los tipos de fluidos homogéneos y todos los agentes de conducción, como la presión gravitacional, las unidades de presión, o una combinación de ambas, puede ser necesario desde un punto de vista práctico especializar la definición de  $k$  cuando se trata exclusivamente de una clase restringida de líquidos y agentes de conducción.

Para cualquier fase en el flujo de fluidos homogéneos a través de medios porosos en el que la gravedad es el agente de conducción predominante, el gradiente de presión en la Ley de Darcy puede ser justificadamente re-expresada en términos del gradiente hidráulico. Por otra parte, ya que el agua es exclusivamente el fluido de interés, su viscosidad, a excepción de las variaciones de temperatura, puede ser también absorbida en la permeabilidad. La Ley de Darcy puede ser reescrita como:

$$v = \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx} = \frac{k\gamma g}{\mu} \frac{d\bar{h}}{dx} \approx k \frac{d\bar{h}}{dx} \quad (20)$$

Donde  $\bar{h}$  es la altura del fluido y  $\frac{d\bar{h}}{dx}$  es el gradiente hidráulico. El coeficiente  $k$  corresponde así a la constante  $C$  en la fórmula original de la ecuación de Darcy y que puede denominarse como permeabilidad “eficaz” para el sistema compuesto por el medio poroso y el líquido

Volviendo ahora a la cuestión de cálculo directo de la permeabilidad de las propiedades estructurales del medio poroso, tal como su porosidad, distribución de tamaño de grano, formas de los granos, y el grado de cementación, parece que desde un punto de vista práctico ninguna fórmula en particular en el mejor de los casos es ni siquiera aproximadamente válida, sólo dentro de un rango muy limitado de tipos de arena.

Así, por ejemplo, es prioridad, claro no sólo con la porosidad que es un factor determinante en el establecimiento del valor de  $k$ , pero que por otra parte que será por lo general complejo introducir este dato, ya que se observa que un medio poroso puede tener una alto porcentaje de espacio de los poros y sin embargo ser bastante impermeable debido a la falta de interconexión entre los mismos, mientras que, por otro

lado, la permeabilidad de una arena de granos esféricos de tamaño uniforme incluso se puede pensar que la porosidad se mantiene constante.

Que la estructura del medio no se puede simplemente tener en cuenta por un promedio de la distribución de tamaño de grano, tal como está implícito en la ecuación 9 de la segunda sección, por ejemplo, con el fin de emitir una  $d$  "efectiva", se ha observado claramente en muestras con diferentes valores de  $d$ , por ejemplo con variación del 2% entre una muestra y otra, tienen valores de  $k$  diferentes de hasta 45 veces. Por último, el grado de cementación, lo que, naturalmente, es un factor difícil de tomar en cuenta, también afecta materialmente la permeabilidad de una arena estabilizada. Por último, el grado de cementación, lo que, naturalmente, es un factor difícil de tomar en cuenta, también afecta materialmente la permeabilidad de una arena estabilizada.

### 3.4 Unidades de permeabilidad y nomenclatura

Como se ha señalado con anterioridad, la permeabilidad de un medio poroso tiene las mismas dimensiones que un área, es decir,  $L^2$ . Su definición formal, sin embargo, implica una expresión de  $k$  como:

$$\frac{\text{Volumen} / \text{Área}}{\text{Tiempo}(\text{Gradiente de presión})}$$

Si bien la elección de las unidades con las que para especificar los elementos de esta expresión fue en principio, totalmente arbitraria, con el tiempo se ha demostrado que el conjunto más conveniente de unidades es:

Tiempo: segundo; longitud: cm; volumen: centímetros cúbicos (cc).

Presión: atm. (76,0 cm Hg.); viscosidad: centipoises

Aunque según el sistema c.g.s. requeriría que la unidad de presión sean Dinás por centímetro cuadrado, esto llevaría a inconvenientemente debido a los pequeños valores numéricos para la permeabilidad de origen natural de los medios porosos.

En vista del papel fundamental que ocupa la Ley de Darcy en la discusión de todos los problemas de flujo en medios porosos, se consideró apropiado nombrar a la unidad de la permeabilidad como Darcy, esto por encima de las unidades antes mencionadas, quedando por lo tanto que:

$$K = 1 \text{ darcy} \approx 1(\text{cc./seg.})/\text{cm}^2/(\text{atm./cm}).$$

Todos los valores numéricos de la permeabilidad de aquel momento en adelante se expresó en darcys, o en las subdivisiones de esta unidad y los más común en el medio petrolero es en milidarcys.

### **3.5 El principio del método de medición y del cálculo de la permeabilidad del medio poroso.**

Como ya es claro el principio de una medición de laboratorio de la permeabilidad de un medio poroso consiste simplemente en la medición del flujo de volumen por unidad de área de un fluido de viscosidad conocida a través de una muestra lineal del medio, junto con el gradiente de presión inducido por tal flujo, y después el cálculo de  $k$  por la ecuación:

$$k = \frac{\mu v}{dp/dx} \quad (21)$$

Cuando se trata de un experimento real, las mediciones directas se hacen sobre el flujo total  $Q$  que pasa a través de la muestra de longitud  $L$ , de área  $A$  y de las presiones terminales  $P_1$  y  $P_2$ . Estos sin embargo pueden ser simplemente traducidos en términos equivalentes a los de la ecuación 21 como sigue: Por lo tanto, primero es obvio que  $v$  está relacionado con  $Q$  como:

$$v = \frac{Q}{A} \quad (22)$$

Además, si el fluido es un líquido, la velocidad  $v$  debe evidentemente ser uniforme a lo largo de la longitud de la muestra (despreciando los efectos de compresibilidad que son despreciables en tales experimentos). Por lo tanto por la ecuación 21, el gradiente de presión  $\frac{dp}{dx}$  también debe tener el mismo valor a lo largo de la longitud de la columna de flujo y debe ser igual a su valor medio a condición de que el valor de  $k$  es uniforme sobre la longitud de la muestra.

$$\frac{dp}{dx} = \text{const.} = \frac{P_1 - P_2}{L} \quad (23)$$

Al introducir estos valores de  $v$  y de  $\frac{dp}{dx}$  en la ecuación 21, se deduce que  $k$  se puede calcular por medio de la fórmula:

$$k = \frac{\mu QL}{A(P_1 - P_2)} \quad (24)$$

En el caso de los gases, sin embargo, la velocidad  $v$  ya no será constante a lo largo de la longitud de la columna de flujo, sino que más bien aumentará a medida que el extremo de la salida se acerca, debido a la expansión del gas.

$\frac{dp}{dx}$ , por lo tanto, también aumentará a medida que el extremo de salida se acerca, y de hecho debe aumentar en sólo una forma tal que la relación  $\frac{v}{dp/dx}$  permanece constante.

Por otro lado el producto será uniforme a lo largo de la columna de flujo.

Suponiendo que el gas se expande isotérmicamente como un gas ideal, a excepción de muy altas velocidades de flujo, se deduce que el producto  $P \frac{dp}{dx}$  es también uniforme. Por lo tanto,

$$2P \frac{dp}{dx} = \frac{dp^2}{dx} = \text{const.} = \frac{P_1^2 - P_2^2}{L} = 2\bar{P} \frac{(P_1 - P_2)}{L} \quad (25)$$

Donde  $\bar{P}$  es la media algebraica de la presión,  $(P_1 + P_2)/2$ . Aplicando esto en la ecuación 21,  $k$  toma la forma:

$$k = \frac{2\mu\nu pL}{P_1^2 - P_2^2} = \frac{\mu\nu pL}{(P_1 - P_2)\bar{P}} \quad (26)$$

Donde  $\nu$  se refiere a la velocidad correspondiente a la presión  $p$ . Observando ahora que  $\nu p$  es proporcional a la velocidad de masa en el sistema, y que  $\nu p/\bar{P}$  es la velocidad a la presión media  $\bar{P}$ , y que indica total de masa que sale de caudal  $Q$  y la velocidad de flujo de salida de volumen según se mide a la presión media por  $Q$ , se deduce que  $k$  puede finalmente expresarse como:

$$k = \frac{2\mu Q_m L}{\gamma_0 A (P_1^2 - P_2^2)} \quad (27) \quad \text{ó} \quad k = \frac{\mu \bar{Q} L}{A (P_1 - P_2)} \quad (28)$$

Donde  $\gamma_0$  es la densidad del gas a la presión atmosférica, y se da para un gas ideal por  $w/RT$ , siendo  $w$  su peso molecular,  $R$  la constante de los gases, y  $T$  la temperatura absoluta.

### 3.6 Ecuación de Darcy para flujo radial en el yacimiento

Aunque la medición de la permeabilidad de un medio poroso con el dispositivo y técnica adecuada, dan resultados más precisos sobre la obtención de esta constante fundamental, es necesario ser capaz de determinar su valor en el campo con las características generales del sistema de flujo ya que no siempre es posible realizarlo en el laboratorio.

Una situación típica en la que surge esta necesidad es donde la arena no es consolidada y al mismo tiempo la profundidad dificulta aún más la toma de muestras. Otra de estas situaciones es que si bien la formación esté consolidada, no se cuenten con núcleos o muestras disponibles para determinar la permeabilidad en el laboratorio.

En este trabajo se muestra la aplicación de sistemas de flujo en la que una región grande de un medio poroso es drenada por un pozo de diámetro pequeño, las fórmulas que aquí se presentan se refieren a tales sistemas, siendo el flujo radial en torno al pozo de interés.

Hay que señalar, sin embargo, que la aplicación de las fórmulas para el cálculo de la permeabilidad de la arena a partir de experimentos de flujo con un buen drenaje de la arena requiere un conocimiento previo de las constantes dimensionales que caracterizan el sistema.

Estas son en particular, el radio del pozo  $r_w$ , espesor de la arena  $h$ , y la penetración del pozo en la arena. Además, la viscosidad del fluido producido a través del pozo debe ser conocida o medida. Finalmente, todas las formulas implican un radio  $r_e$  que se considera define el "límite externo efectivo" del sistema del pozo. En la derivación de las fórmulas de este radio entra como la distancia desde el centro del pozo en el que se conoce la presión del fluido  $P_e$ , como la presión del yacimiento. Esta última, por otra parte, corresponde a la presión en la cara del pozo que ha sido cerrado por un periodo de tiempo lo suficientemente largo para alcanzar el equilibrio.

Mientras que el radio  $r_e$  en el que la presión del fluido, cuando el pozo está fluyendo, es aproximadamente igual a la presión del depósito, no se conocerá con certeza y se observará que aparecerá en las fórmulas de manera logarítmica.

Por lo tanto, un error apreciable en la estimación de  $r_e$  dará lugar a un pequeño error en el valor resultante de  $k$ .

Para efectos del cálculo real, debería ser suficiente con utilizar un  $r_e$  medio de los pozos vecinos inmediatos, ya que, excepto cuando las tasas de producción de los otros pozos son ampliamente diferentes de la que se esté tratando, la presión entre los puntos medios de los pozos son aproximadamente igual a la presión del yacimiento tal y como se definió anteriormente.

Cuando no hay información específica disponible sobre las posiciones o la tasa de producción de los otros pozos, se puede elegir para  $r_e$  un valor de 500 ft. El error en el valor de  $k$  es de tan solo un 10% para el caso en el que el valor correcto de  $r_e$  es de la mitad o del doble de 500 pies.

Suponiendo ahora que las constantes descritas anteriormente se han determinado, el valor de la permeabilidad para una arena se puede finalmente calcular a partir de la relación:

$$k = \frac{\mu Q \log r_e / r_w}{2\pi h (P_e - P_w)} \quad (29)$$

Donde  $Q$  es el gasto volumétrico por unidad de tiempo cuando la presión de fondo cuando la presión en la superficie del pozo es  $p_w$ .

En caso de que el pozo sea productor de gas, la formula apropiada es:

$$k = \frac{\mu \bar{Q} \log r_e / r_w}{2\pi h (P_e - P_w)} = k = \frac{\mu Q_m \log r_e / r_w}{\pi h \gamma_0 (P_e^2 - P_w^2)} \quad (30)$$

Donde  $\bar{Q}$  es el gasto volumétrico de salida reducido a la presión media algebraica en la arena,  $(P_e + P_w)/2$ ,  $Q_m$  es el flujo másico de salida y  $\gamma_0$  es la densidad del gas a la presión atmosférica medida y la temperatura de las mediciones, con el valor de  $w/RT$  para un gas ideal.

En ambas ecuaciones el valor que resulta para  $k$  será expresado en términos de darcys, si  $\mu$  es expresada en centipoises,  $Q$  y  $\bar{Q}$  en centímetros cúbicos por segundo,  $h$  en centímetros,  $P_e$  y  $P_w$  en atmosferas  $Q_m$ , en gramos por segundo,  $\gamma_0$  en gramos por centímetro al cubo, y en el caso de que sea calculado como gas ideal,  $w$  debe estar expresado en gramos por mol,  $T$  en grados Kelvin, y  $R$  debe tener el valor de 82.07. Como  $r_e$  y  $r_w$  entran sólo en forma de cociente, la unidad utilizada por ellos es irrelevante, siempre y cuando ambos se expresen en las mismas unidades.

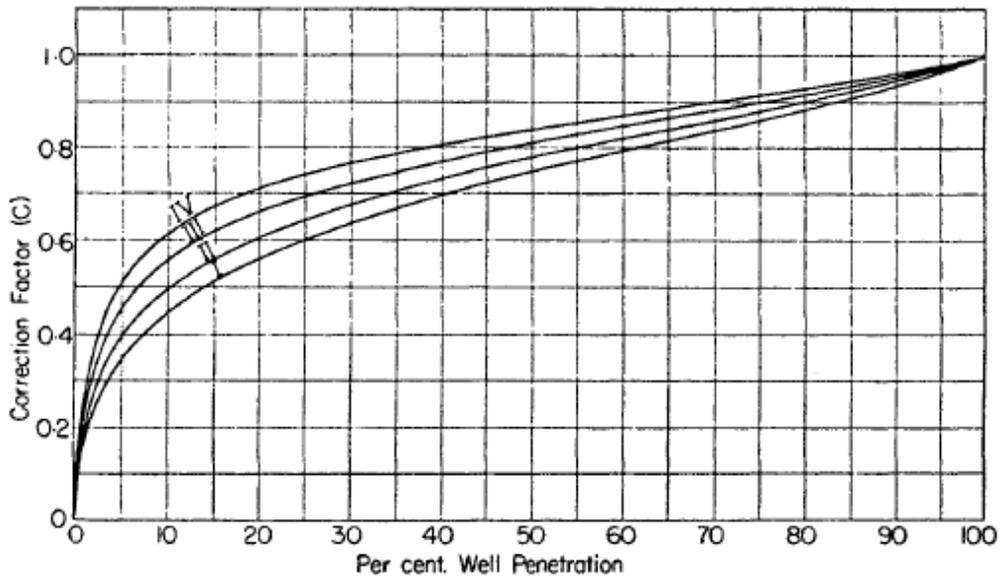


Figura 3.5. Factor de corrección para el cálculo de la permeabilidad del flujo por penetración parcial del pozo en arenas.

Estas fórmulas son válidas sólo si los pozos penetran completamente la arena y además en el caso de la ecuación 29 cuando la presión hidrostática es equivalente a la presión de fondo,  $P_w$ , es suficiente para superar el espesor de arena de modo que el sistema de flujo es radial sin componente gravitacional.

Cuando el pozo no penetra completamente la arena, y  $h$  en las ecuaciones 29 y 30 se toma simplemente como es espesor de la arena expuesta a la perforación del pozo y es necesario realizar una corrección ya que de lo contrario la fórmula dará un valor para  $k$  demasiado alto.

Los factores de corrección por la que los valores calculados a partir de la ecuación 29 y 30 deben ser multiplicados con el fin de obtener los verdaderos valores de permeabilidad tal y como se muestra en la gráfica como función de la penetración para varios espesores de arena para un radio de pozo de  $\frac{1}{4}$  de pie.

Este factor de corrección es aplicable tanto para pozos que producen líquidos como para pozos que producen gas, pero por supuesto, no se puede utilizar a menos que se conozca la penetración real del pozo, así como el espesor total de la arena.

Cuando la arena es anisotrópica, la permeabilidad es diferente en diferentes direcciones, tanto en paralelo como en perpendicular a los planos de estratificación.

Por otro lado, hay que tener cuidado de utilizar la modificación adecuada de la ecuación 29, si la altura del fluido en el pozo durante la prueba no excede es espesor de la arena.

Esta situación sucede con frecuencia para el caso de pozos artesianos en los cuales puede que no sea posible obtener caudales apreciables sin bombear hacia abajo el nivel del líquido hasta que caiga por debajo de la parte superior de la arena productora.

Además de la altura real del fluido en el pozo, es necesario conocer si el flujo en el pozo es estrictamente por flujo gravitacional, para este caso y en flujo radial, se ha encontrado empíricamente que la permeabilidad está dada por la ecuación:

$$k = \frac{\mu Q \log r_e / r_w}{\pi \gamma g (h_e^2 - h_w^2)} \quad (31)$$

Donde  $\gamma$  es la densidad del líquido,  $g$  es la aceleración de la gravedad,  $h_w$  es la presión en el pozo por encima de la base de la zona productora, y  $h_e$  es la presión a la distancia del radio  $r_e$ .

Sin embargo si  $h_e$  supera el espesor de la arenas  $h$ , de modo que hay una unidad de magnitud  $\gamma (h_e - h)$  superpuesta en el componente del flujo gravitacional, el flujo resultante en el sistema será tal que  $k$  será dado por la ecuación:

$$k = \frac{\mu Q \log r_e / r_w}{\pi \gamma g (2h h_e^2 - h^2 - h_w^2)} \quad (32)$$

Una vez más, se supone para el caso de las ecuaciones 31 y 32 que el pozo penetra completamente la arena productora, como pasa prácticamente siempre, en caso contrario deberá ser corregido por penetración parcial.

EL procedimiento para determinar el valor real de  $k$  empleando las formulas anteriores consiste esencialmente en medir la presión en el fondo del pozo y la presión en el fondo del pozo correspondiente a un gasto.

Durante el tiempo que se tiene flujo viscoso, los gastos de producción son directamente proporcionales a las presiones, lo que permitirá predecir la capacidad de flujo para diferentes valores supuestos.

Ahora expresando en términos del gasto y la presión queda de la forma:

$$k = \frac{\mu \Delta Q \log r_e / r_w}{2\pi h \Delta P_w} \quad (33)$$

Para líquidos en flujo radial; con:

$$k = \frac{\mu \Delta \bar{Q} \log r_e / r_w}{2\pi h \Delta P_w} \quad (34)$$

Para gases en flujo radial; con:

$$k = \frac{\mu \Delta Q \log r_e / r_w}{\pi \gamma g \Delta h_w^2} \quad (35)$$

Cabe mencionar que estas fórmulas son válidas suponiendo que se cuenta con un medio homogéneo.

Ahora expresando el diferencial de presión en términos actuales y despejando el gasto tenemos las siguientes ecuaciones:

Para líquidos en flujo radial:

$$q = \frac{2\pi k h (P_{ws} - P_{wf})}{\mu \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (36)$$

Para gases en flujo radial:

$$q = \frac{\pi \rho k h (P_{ws} - P_{wf})}{\mu \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (37)$$

### 3.7 Resumen de las Fuerzas que intervienen en el Flujo de Fluidos en Medios Porosos

Las principales fuerzas que intervienen en el movimiento de los fluidos en un yacimiento de hidrocarburos son las de presión, empuje, gravedad, viscosidad y capilaridad. La fuerza de inercia, que opone un cuerpo a cambiar su estado de reposo o de movimiento, es muy pequeña comparada con las anteriores en el caso de flujo en régimen laminar, que es el que ocurre generalmente en los yacimientos, por lo que no se toma en cuenta.

En el desarrollo siguiente se consideran las fuerzas correspondientes a un volumen de fluido  $dV$ .

#### 3.7.1 Fuerza de presión $\vec{F}_p$ .

En la Figura XX se presenta esquemáticamente  $\vec{F}_p$ , la cual se debe al gradiente de presión; actúa perpendicularmente a las superficies isobáricas, cuyas trazas son las curvas de la figura. De un análisis dimensional se demuestra que:

$$\vec{F}_p = -\Delta p dV \quad (1)$$

donde el signo menos se utiliza para obtener  $\vec{F}_p$  positiva en la dirección en que disminuye  $p$ .

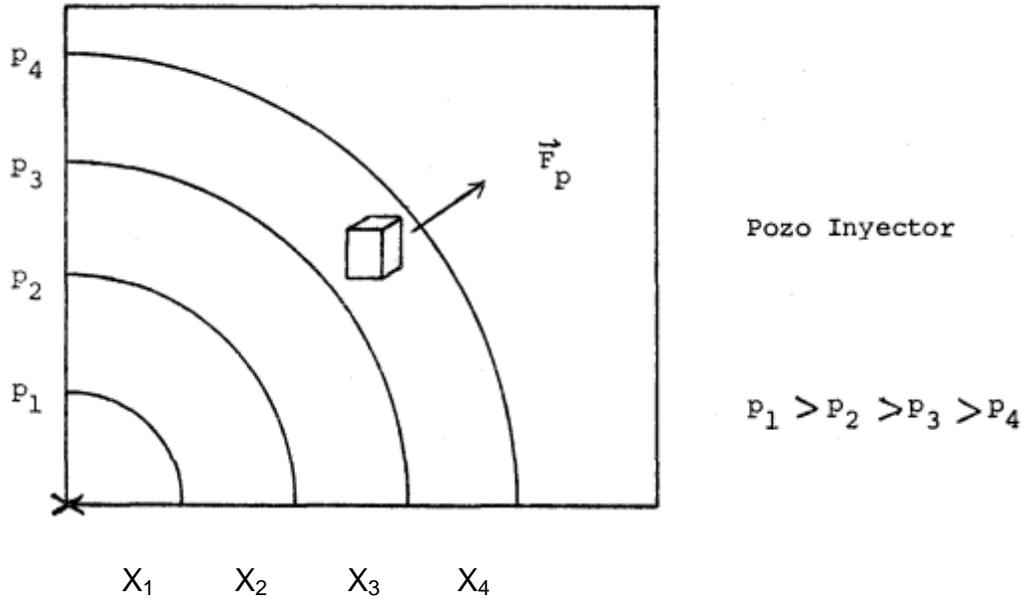


Figura 3.6 Se observa como la presión disminuye a medida que esta se aleja de su punto de origen al mismo tiempo que se visualiza la dirección de esta.

La componente de  $\vec{F}_p$  en la dirección  $X$  está dada por:

$$\vec{F}_{px} = -\frac{\partial P}{\partial x} dV \quad (2)$$

### 3.7.2 Fuerza de segregación gravitacional, $\vec{F}_{sg}$

Fuerza de empuje  $\vec{F}_e$

La fuerza de  $\vec{F}_e$  es debida al principio de flotación de Arquímedes y está dada por:

$$\vec{F}_e = \vec{k}\rho_1 g dV \quad (3)$$

donde  $\rho_1$  es la densidad del fluido desalojado, el gas es el fluido que recibirá un mayor empuje vertical hacia arriba, porque es el que desaloja a un fluido mucho más denso que él, que puede ser el aceite o el agua.

Fuerza de gravedad  $\vec{F}_g$ .

Esta es la fuerza más conocida. Su expresión es:

$$\vec{F}_g = -\vec{k}\rho_2gdV \quad (4)$$

donde el signo menos indica que está dirigida hacia abajo y  $\rho_2$  es la densidad del fluido sobre el que se ejerce  $\vec{F}_g$ .

La fuerza de segregación gravitacional es la suma de las dos anteriores:

$$\vec{F}_{sg} = \vec{F}_e + \vec{F}_g = \vec{k}(\rho_1 - \rho_2)gdV \quad (5)$$

En los casos en los que se tienen condiciones muy favorables de segregación gravitacional (alta permeabilidad vertical, baja viscosidad del aceite, gran espesor o fuerte echado del yacimiento), la eficiencia de recuperación de aceite es muy alta, pudiendo ser superior al 80% de N.

### 3.7.3 Fuerza de viscosidad, $\vec{F}_\mu$

A partir de las leyes de flujo capilar se demuestra que:

$$\vec{F}_\mu = -\frac{\mu}{k}v dV \quad (6)$$

donde el signo menos indica que  $\vec{F}_\mu$  y  $\vec{v}$  tienen sentidos opuestos; es decir  $\vec{F}$  se opone al movimiento. En esta ecuación  $k$  es la permeabilidad efectiva al fluido de viscosidad  $\mu$ .

La expansión para calcular  $\vec{F}_\mu$  también se puede demostrar a partir de análisis dimensional, sabiendo previamente que esta fuerza depende además de  $\vec{v}$  y  $k$ .

Ahora se puede entender porque un aceite de baja viscosidad favorece la actuación de  $\vec{F}_{sg}$ , al oponer menor resistencia al movimiento. Por supuesto, un valor pequeño de  $\mu_o$  también favorece a  $\vec{F}_p$ .

### 3.7.4 Fuerza de capilaridad, $\vec{F}_c$

Al estudiar la presión capilar se sabe que:

$$P_c = \frac{2\sigma\cos\theta}{r} \quad (7)$$

Además, como *fuerza = presión \* área* y considerando *área = dV/h*, donde *h* es la altura que sube el fluido en el capilar, por tanto

$$\vec{F}_c = \frac{2\vec{\sigma}\cos\theta}{rh} dV \quad (8)$$

es la expresión de la fuerza de capilaridad.

### 3.7.5 Ecuación de Darcy.

La suma de todas las fuerzas que actúan sobre el elemento  $dV$  da una resultante  $\vec{F}_r$ , a la cual se opone (y es igual) la fuerza de inercia. Como esta es muy pequeña, en la mayor parte de los casos de flujo de fluidos en medios porosos, (flujo en régimen laminar) entonces se puede desperdiciar, resultando así la siguiente aproximación:

$$\vec{F}_p + \vec{F}_{sg} + \vec{F}_\mu + \vec{F}_c = \vec{0} \quad (9)$$

substituyendo en la ecuación 9 las ecuaciones 1, 5, 6 y 8:

$$\left( -\nabla p + \vec{k}(\rho_1 - \rho_2)g - \frac{\mu}{k}\vec{v} + \frac{2\vec{\sigma}\cos\theta}{rh} \right) dV = \vec{0}$$

de donde

$$\vec{v} = -\frac{\mu}{k} \left[ \nabla p - \vec{k}(\rho_1 - \rho_2)g - \frac{2\vec{\sigma}\cos\theta}{rh} \right] \quad (10)$$

Siendo esta la forma más general de la ecuación de Darcy, que es una de las ecuaciones fundamentales de la ingeniería de yacimientos e implica que el flujo es laminar.

Los dos últimos términos de la ecuación 10 representan los efectos gravitacionales y capilares, respectivamente, sobre la velocidad del fluido. Así, por ejemplo:

$$\vec{v} = -\frac{k}{\mu} \nabla p \quad (11)$$

representa la relación entre  $\vec{v}$  y  $\nabla p$  para flujo en régimen laminar, sin tomar en cuenta dichos efectos.

$$v_r = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \quad (12)$$

Es un caso particular de la ecuación 11; además de no considerar los efectos gravitacionales ni los capilares, supone que el flujo es radial, por lo que es aplicable para estudiar el movimiento de fluidos en la vecindad de los pozos.

Para el caso de flujo lineal, en la dirección  $x$ , la ecuación correspondiente es:

$$v_x = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \quad (13)$$

Un valor promedio de  $v_x$  para un medio poroso de longitud  $\Delta L$ , está dado por:

$$\bar{v}_x = -\frac{k}{\mu} \frac{\Delta p}{\Delta L} \quad (14)$$

donde  $\Delta p$  es la diferencia de presiones entre la entrada y la salida del medio poroso. Si este tiene una sección transversal  $A$  (), el gasto que pasa a través del medio es:

$$q = \bar{v}_x A = -\frac{kA}{\mu} \frac{\Delta p}{\Delta L} \quad (15)$$

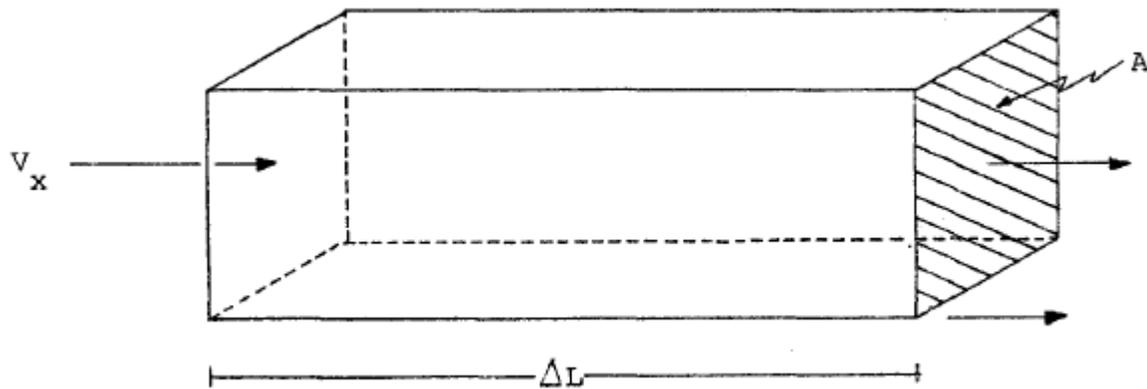


Figura 3.7 Dirección de la velocidad en el eje x a lo largo de un bloque cuando pasa un fluido por una superficie A.

### 3.7.6 Ecuaciones de flujo de un fluido homogéneo en régimen permanente

Unidades de Darcy	
<b>Gasto</b>	cm <sup>3</sup> /seg
<b>Presión</b>	atm
<b>Longitud</b>	cm
<b>Viscosidad</b>	co
<b>Permeabilidad</b>	darcys
<b>Flujo lineal</b>	$q_{cy} = \frac{Ak\Delta p}{\mu L}$ $q_{cs} = \frac{AkP_m\Delta p}{\mu P_{cs}L}$
<b>Flujo radial</b>	$q_{cy} = \frac{2\pi kh\Delta p}{\mu L \ln(r^e/r_w)}$ $q_{cs} = \frac{2\pi khP_m\Delta p}{\mu P_w L \ln(r^e/r_w)}$

Tabla 3.1 Ecuación de Darcy para flujo lineal y radial a diferentes condiciones.

## **CAPÍTULO 4**

### **OPTIMIZACIÓN DE LAS CAÍDAS DE PRESIÓN DESDE EL YACIMIENTO HASTA LA SUPERFICIE (TP)**

Posterior a que los pozos son perforados y terminados, para que los fluidos se muevan desde su ubicación en el yacimiento hasta la superficie. El movimiento de esos fluidos requiere de energía que pueda vencer las pérdidas de fricción en el sistema y con eso elevar la producción hasta la superficie. Los fluidos deben viajar desde el yacimiento hasta llegar a los separadores. Dicho sistema puede ser relativamente simple o puede incluir componentes donde pueden ocurrir cambios o pérdidas de energía.

#### **4.1 Sistema Integral de Producción**

El Sistema Integral de Producción (SIP) es el conjunto de elementos que nos permite llevar los fluidos producidos por el yacimiento a la superficie. Ya en superficie separar los fluidos en sus fases líquida y gaseosa para finalmente enviarlos a instalaciones de almacenamiento y/o comercialización.

Un yacimiento ya sea de gas o aceite, se encuentra constituido por fluidos hidrocarburos altamente compresibles a condiciones de presión y temperatura elevadas. La producción eficiente de estos fluidos requiere una apropiada liberación de la energía a través del sistema. La productividad del sistema depende de las caídas de presión que ocurren a lo largo de este. De manera general es posible definir tres áreas de flujo con el fin de comprender de mejor manera el comportamiento que tendrá el sistema integral de producción.

Áreas de Flujo
del yacimiento al pozo
Tuberías
Estranguladores

## 4.2 Elementos que conforman el Sistema Integral de Producción

- Yacimiento
- Pozo-aparejo de producción
- Tubería de Descarga
- Estrangulador
- Separadores y Equipo de Procesamiento
- Tanque de Almacenamiento

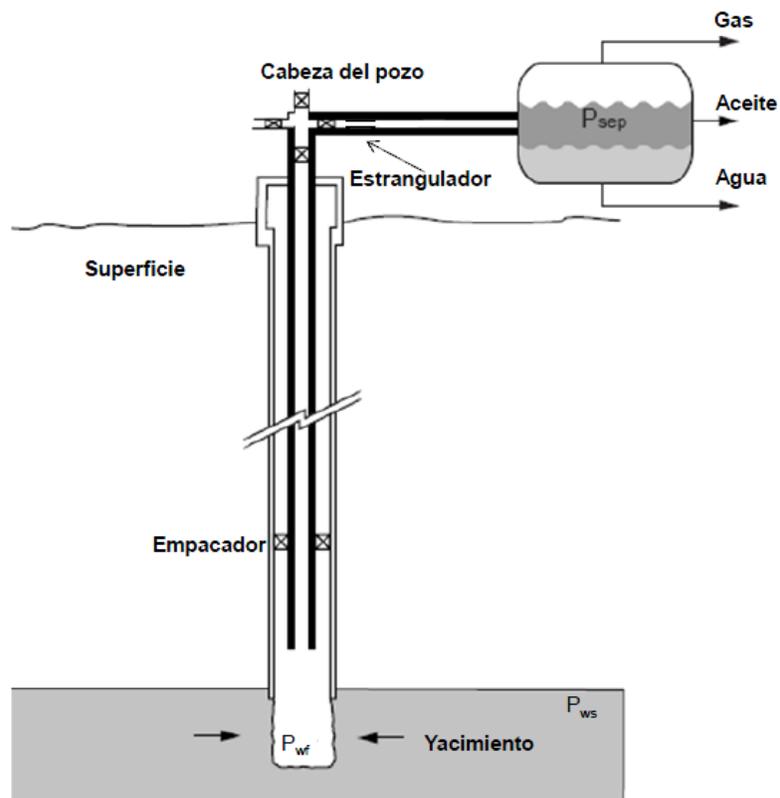


Figura 4.1. Sistema integral de producción, con componentes desde el yacimiento, pozo y manejo de producción en la superficie.

#### 4.2.1 Yacimiento

Es una trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente, Los hidrocarburos se encuentran ocupando los poros o huecos de la roca que los almacena; se encuentran a presión y temperatura, esto debido y de acuerdo a la profundidad en que se encuentran almacenados los hidrocarburos.

#### 4.2.2 Pozo- aparejo de producción

Es el agujero que se realiza a través de la roca hasta llegar al yacimiento; en el cual se instalan sistema de tuberías y demás elementos con la finalidad de establecer un medio de comunicación entre el yacimiento y la superficie para así producir los hidrocarburos.

#### 4.2.3 Tubería de descarga

Las tuberías son estructuras de acero, cuya finalidad es transportar el gas, aceite, y en algunos casos agua desde la cabeza del pozo hasta el tanque de almacenamiento. Los costos específicos en el transporte tanto de aceite como de gas disminuyen cuando la capacidad de manejo aumenta; esto se logra si el aceite, gas y agua transportan en tuberías de diámetro óptimo, para una cierta capacidad.

#### 4.2.4 Estrangulador

Dispositivo provisto de un orificio, utilizado para controlar el flujo de fluido o la presión del sistema. Los estranguladores se encuentran disponibles en diversas configuraciones tanto para modos de operación fijos como ajustables (regulables). Los estranguladores ajustables permiten modificar los parámetros de presión y flujo de fluidos para adecuarlos a los requerimientos del proceso o la producción. Los estranguladores fijos no ofrecen esta flexibilidad, sin embargo son más resistentes a la erosión en condiciones prolongadas de operación o producción de fluidos abrasivos.

#### 4.2.5 Separadores

Los separadores como su nombre lo indica, son equipos para separar la mezcla de aceite y gas, y en algunos casos aceite, gas y agua que provienen directamente de los pozos. Los separadores pueden clasificarse por su forma o geometría en horizontales, verticales, y por su finalidad, separar dos fases (gas y líquido) o tres fases (gas, aceite y agua).

#### 4.2.6 Tanque de almacenamiento

Son recipientes con gran capacidad de almacenaje de producción de varios pozos. Los tanques de almacenamiento pueden ser estructuras de acero instalado en tierra firme o bien, buque-tanques, usualmente utilizado en pozos localizados costa fuera. En la industria petrolera, los tanques pueden tener una capacidad de almacenamiento que va desde 100,000 hasta 500,000 barriles. En México, generalmente se cuenta con tanques de almacenamiento de 500,000 barriles en las grandes zonas como productoras como Dos Bocas, Tabasco y en campos de la Región Sur.

### 4.3 Optimización de las caídas de presión: Análisis Nodal como herramienta

El balance de energía del SIP a cualquier tiempo, será la presión inicial de los fluidos menos la presión final de los mismos. Las caídas de presión a través de cualquier componente varían con el gasto de producción, que a su vez se verá controlado por los componentes del sistema.

La técnica por medio de la cual se diseña, optimiza y estudia el SIP es el “análisis nodal”. Esta herramienta, permitirá determinar el efecto de cada uno de los componentes del sistema en su comportamiento en conjunto.

Las principales caídas de presión que ocurren en el Sistema Integral de Producción se distribuyen de la siguiente forma:

Elemento	Pérdida de presión (%)
Yacimiento	10-50
Tubería vertical	30-80
Tubería horizontal	5-30

El análisis nodal consiste en dividir el sistema de producción en nodos solución, cada componente se evalúa por separado y posteriormente es integrado para determinar el comportamiento del flujo de un pozo. El objetivo principal es optimizar el sistema de producción u obtener el mayor gasto a la menor caída de presión, alcanzando con esto la máxima eficiencia de cada componente y con esto incrementando la vida productiva del yacimiento.

La aplicación a los sistemas de producción fue propuesta en un inicio por Gilbert en 1954 y posteriormente aplicado por Nind en 1964 y a su vez por Kermit & Brown en 1978.

Dicha técnica incluye dentro de sus cálculos todos los componentes que integran el SIP. Las ecuaciones matemáticas para el comportamiento de afluencia (yacimientos) se basan generalmente en la Ley de Darcy, Índice de Productividad, Vogel, Jones y Fetkovich, entre otras. Mientras la curva de capacidad de transporte (pozo) puede ser calculada con las correlaciones de flujo multifásico como la de Hagedorn & Brown, Beggs & Brill, Duns & Ros, etc. La intersección entre estas dos curvas en la gráfica de presión contra gasto de producción es la solución al sistema e indica el gasto y presión a las condiciones de operación del pozo.

Además, el análisis nodal permite identificar y determinar los problemas relacionados con la capacidad de flujo del pozo a partir de la interacción entre cada uno de los componentes del sistema debido a las restricciones que se presentan por parte del mismo. Simultáneamente permite obtener las caídas de presión, el potencial máximo y los efectos en el comportamiento del pozo cuando varían las propiedades del fluido y del yacimiento, así como las características mecánicas y operacionales del pozo e instalaciones superficiales.

Dentro de sus principales aplicaciones está la optimización de pozos de aceite y gas ya sea que produzcan por flujo natural o por sistema artificial, analizando el comportamiento actual y futuro. El resultado de este análisis generalmente permite el incremento de la producción y la mejora en la eficiencia de flujo, todo esto con el fin de recomendar cambios en el sistema. Incluso su aplicación puede extenderse para planear adecuadamente el diseño de un nuevo pozo, determinando el diámetro óptimo de las tuberías de producción, estrangulador, etc. Obteniendo una mayor producción a una menor inversión económica.

#### **4.4 Aplicación del análisis nodal**

El primer paso en la aplicación del análisis nodal es asignar nodos en varias posiciones clave dentro del sistema y seleccionar un componente llamado nodo solución, para

dividir el sistema integral de producción. Este nodo puede ser cualquier punto entre el límite del yacimiento en el radio de drene ( $r_e$ ) y el separador, donde la caída de presión se puede calcular como una función del gasto de flujo.

Todos los componentes por arriba del nodo seleccionado, comprenden la sección de salida y al último componente del sistema de producción le corresponde la presión de salida o presión de entrega (Outlet Pressure). Todos los componentes por debajo del nodo seleccionado comprenden la sección de entrada y al primer componente del sistema de producción le corresponde la presión de entrada (Inlet Pressure).

Para el análisis en un tiempo seleccionado se requiere conocer las presiones de entrada y salida del sistema integral de producción las cuales se considera que permanecen constantes, usualmente estas presiones son la presión del yacimiento ( $P_{ws}$ ) y la presión en el separador ( $P_{sep}$ ), respectivamente. Adicionalmente el análisis permite evaluar el efecto del estrangulador en el pozo, en este caso la presión de salida es la presión en la cabeza del pozo ( $P_{wh}$ ).

Si las presiones se miden o calculan en cada nodo, entonces la pérdida de presión entre los nodos se puede calcular como una función del gasto de producción. La ubicación de los nodos comúnmente utilizados en el sistema integral de producción se muestra en la Figura 4.1.

#### **4.5. Nodo solución**

El nodo solución representa un punto ubicado en cualquier parte de un sistema de producción pozo-yacimiento y su ubicación dependerá del componente que se desee aislar para su evaluación, de tal forma que se pueda identificar con certeza el problema y planear la solución técnica, con el fin de optimizar la producción y con ellos obtener mejores ganancias

#### 4.5.1 Fondo del pozo como nodo solución

Este suele ser un nodo de solución común y se encuentra a la profundidad media del intervalo disparado. Con estas condiciones, el sistema se divide en dos partes: Yacimiento y Sistema total de tuberías.

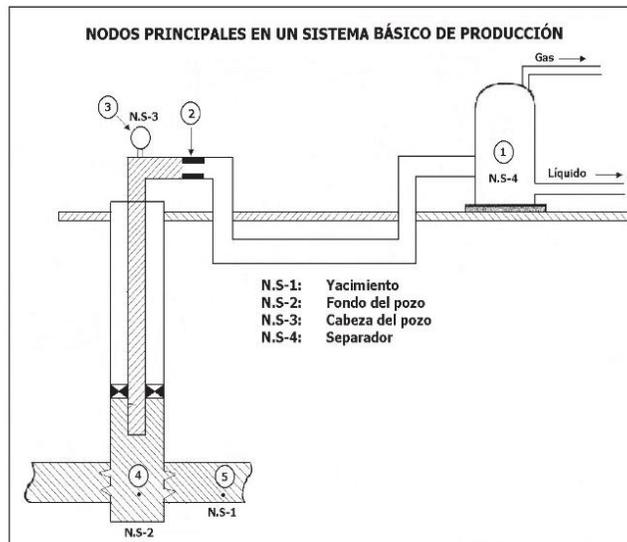


Figura 4.2. Nodos principales del SIP

Procedimiento de solución:

1. Si  $P_{wf} > P_b$ , suponer varios gastos y para cada uno de ellos calcular su respectiva  $P_{wf}$ , obteniendo con esto, la curva IPR.
2. Partiendo de la  $P_{sep}$  y para cada gasto supuesto del punto anterior, obtener la  $P_{wh}$  que se requiere para mover los fluidos a través de la línea de descarga hasta el separador, utilizando una correlación de flujo multifásico para tuberías horizontales o curvas de gradiente de presión.

3. Tomando en cuenta los gastos supuestos inicialmente con sus correspondientes presiones en la cabeza del pozo, determinar la presión de fondo fluyendo que se requiere para mover los fluidos desde la tubería de producción hasta la cabeza del pozo, usando una correlación de flujo multifásico para tuberías verticales o curvas de gradiente de presión.
4. Graficar la curva de IPR del primer paso. Sobre esta misma, graficar los gastos y presiones de fondo fluyendo obtenidas en el tercer paso. La intersección de dichas curvas mostrará el gasto posible para este sistema, cabe destacar que este no es el gasto máximo u óptimo necesariamente, pero sí el gasto al cual el pozo producirá para las condiciones actuales del yacimiento y del sistema total de tuberías que está instalado.

Al elegir el fondo del pozo como nodo solución, se logra aislar el yacimiento del sistema, logrando con esto ver su comportamiento. Al aislar el yacimiento del resto del sistema se puede observar el abatimiento de la presión estática sobre el gasto.

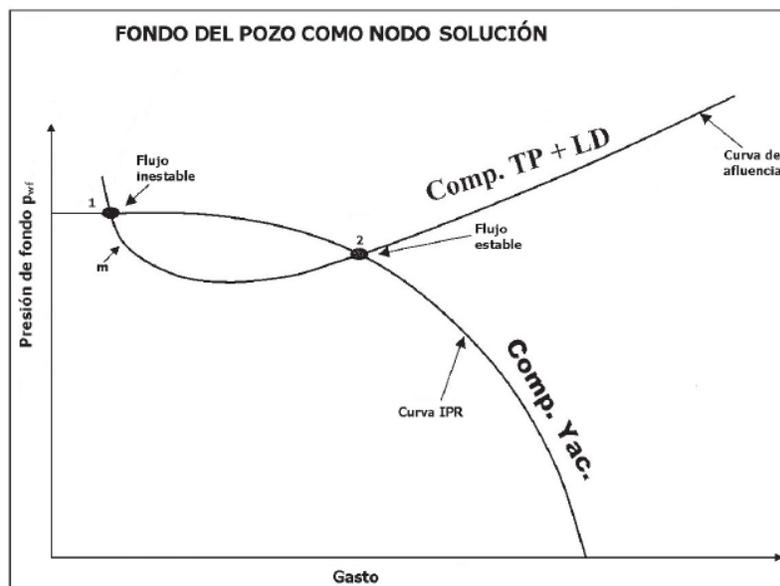


Figura 4.3. Fondo del pozo como nodo solución

#### 4.5.2 Cabeza del pozo como nodo solución

La cabeza del pozo es otro de los nodos comunes a utilizar. En estas condiciones el sistema nuevamente se divide en dos: el separador y la línea de descarga constituyen un solo componente, mientras que el yacimiento y la tubería de producción (T.P.) otro.

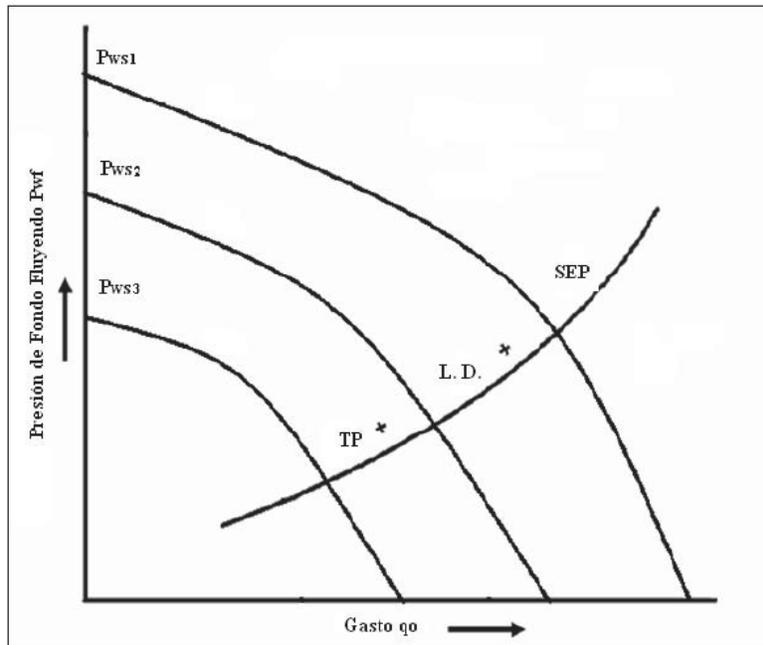


Figura 4.4. Comportamiento de afluencia para diferentes presiones estáticas supuestas.

Procedimiento para el cálculo:

1. Partiendo de la presión media del yacimiento, se asumen nuevamente varios gastos de producción, calculando así la presión de fondo fluyendo (Pwf).
2. Una vez ya obtenidas las presiones de fondo fluyendo, se determinan las presiones en la cabeza del pozo (Pwh) que se requieren para mover los fluidos a través de la tubería de producción (T.P.) hasta la cabeza del pozo. Estas pueden ser obtenidas de dos formas: la primera es utilizando una correlación de flujo

multifásico para tubería vertical y la segunda es por medio de curvas de gradiente de presión.

3. Partiendo de la presión del separador, se asumen varios gastos de producción y se obtiene la presión en la cabeza del pozo ( $P_{wh}$ ) que se requiere para mover los fluidos a través de la línea de descarga (L.D.) hasta el separador, como en el punto anterior se puede realizar por medio de una correlación de flujo multifásico, pero en este caso para tuberías horizontales o curvas de gradientes de presión.
4. Con los datos obtenidos en los pasos 2 y 3, se construye una gráfica de Gasto vs  $P_{wh}$ . La intersección nos mostrará el gasto posible para este sistema. Este gasto representa las condiciones a las que el pozo producirá para las condiciones dadas del yacimiento y del sistema total de tuberías.

Al tomar como nodo solución la cabeza del pozo, la línea de descarga se aísla y de esta forma es fácil mostrar el efecto que el cambio en el diámetro de esta tiene sobre el gasto.

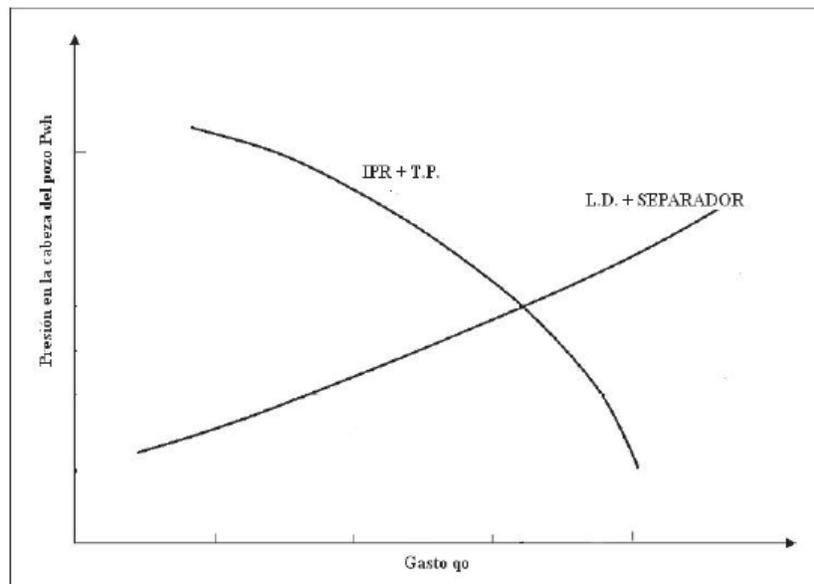


Fig. 4.5. Cabeza del pozo como nodo solución

#### 4.5.3 El separador como nodo solución

La selección de la presión en el separador como nodo solución, es muy importante cuando el gas proveniente del separador debe tener una presión dada para poder fluir a través de un sistema de alta presión, como una línea de venta o cualquier sistema de recolección. La presión de separación controla la presión de succión y se relaciona directamente con la potencia requerida por el compresor.

Se debe tomar cierta precaución en que la presión del separador ( $P_{sep}$ ) no debe ser injustificadamente disminuida o aumentada sin que se haya realizado un análisis del comportamiento del sistema, particularmente la línea de descarga (L.D.). Un error cometido comúnmente, es la creencia que disminuyendo la presión de separación se obtendrá un incremento en la producción, siendo esto no del todo cierto, ya que para algunos casos una disminución de la presión de separación ( $P_{sep}$ ) no causa efecto en el gasto de producción incluso cuando la productividad de los pozos es muy alta. Esto debido a que la baja productividad es causada por la T.P. o la L.D.

Procedimiento de cálculo:

1. Se calcula la presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ ) a partir de la presión media del yacimiento y asumiendo varios gastos de producción.
2. Con los gastos y las presiones obtenidas en el paso anterior se calculan las presiones en la cabeza del pozo ( $P_{wh}$ ) que se requieren para mover los fluidos a través de la tubería de producción (T.P.) hasta la cabeza del pozo, por medio de las correlaciones de flujo multifásico para tuberías horizontales o curvas de gradiente de presión.
3. Con los valores supuestos y los obtenidos en el paso anterior, se obtienen los valores correspondientes para cada presión de separación ( $P_{sep}$ ). Nuevamente

se utilizan correlaciones para flujo multifásico pero para tuberías horizontales o curvas de gradiente de presión.

4. Ahora se grafica la presión de separación ( $P_{sep}$ ) vs el gasto ( $q$ ). La intersección entre ambas curvas, nos arroja el gasto que representa el valor que este tendrá bajo las condiciones dadas de este sistema.

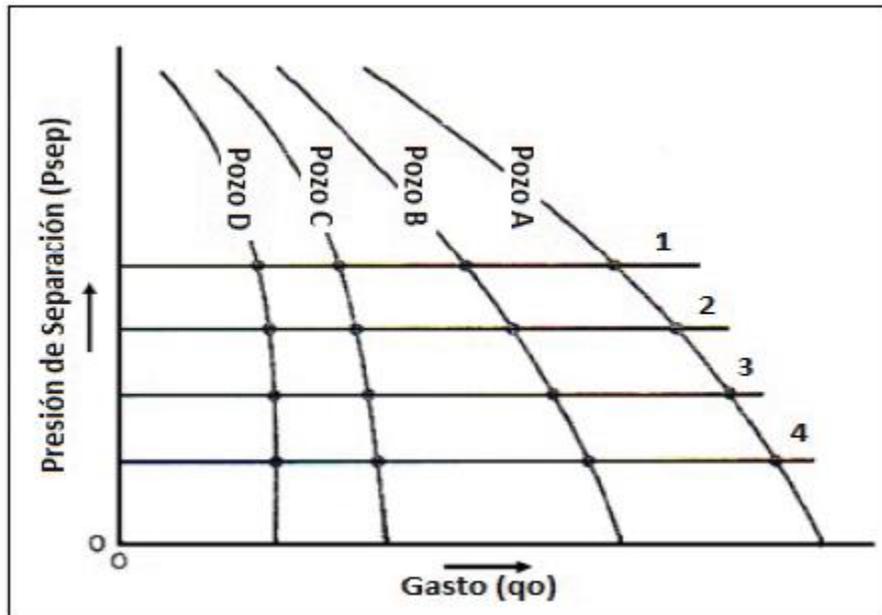


Fig. 4.6. Efecto de la presión de separación sobre los gastos de producción

En la imagen anterior se muestra un ejemplo donde se puede notar lo antes mencionado, de que no en todos los casos donde se disminuye la presión en el separador genera un aumento notable en la producción, es por ellos que es importante realizar un buen análisis en la línea de descarga, descartando que el problema esté en esta parte del sistema y así poder optimizar la producción del pozo.

#### 4.6 Caídas de presión en pozos horizontales

Los modelos del comportamiento de flujo para pozos horizontales que predicen el flujo dentro del pozo como una función de la reducción del yacimiento, existen tres técnicas:

métodos analíticos/semianalíticos, simulación de yacimientos y método de línea de fuente, en este trabajo se describe el método analítico.

#### 4.6.1 Métodos analíticos.

Se requiere de suposiciones acerca de las condiciones de frontera del pozo, régimen de flujo y propiedades de los fluidos. Estos modelos asumen una presión constante a través del pozo, flujo estacionario y pseudo-estacionario de una sola fase, también incompresible o de compresibilidad despreciable es también asumido. El modelo de flujo de estado estacionario desarrollado por Joshi (Hernández Tapia R. (1991)).

Joshi desarrolló un modelo de flujo de estado estacionario para obtener el área de drene de un pozo horizontal, tal como se observa en la (figura 4.7).

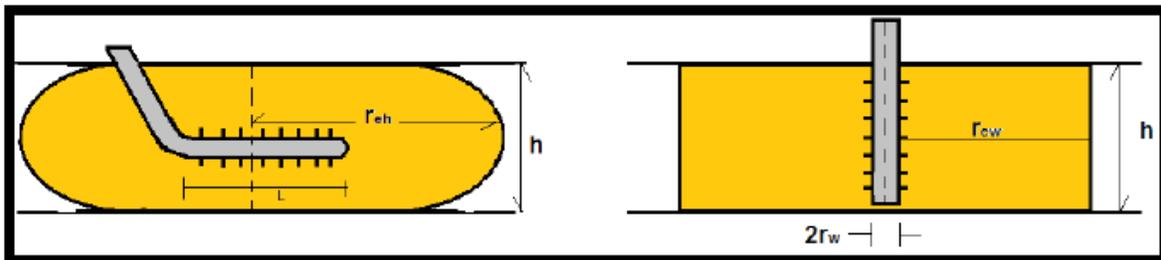


Figura 4.7. Esquema del radio de drene en un pozo horizontal.

Considerando un pozo horizontal extendido en dirección x en un yacimiento de espesor h, donde “y” es la dirección horizontal perpendicular al eje del pozo, y “z” es la dirección vertical.

Joshi derivó una ecuación de gasto para un pozo horizontal de longitud L agregando una solución para la resistencia al flujo en el plano horizontal de longitud L agregando una solución para la resistencia al flujo en el plano horizontal con la resistencia al flujo en el plano vertical, tomando en cuenta la anisotropía horizontal a vertical.

Joshi dividió un problema tridimensional en un problema bidimensional, tal como se observa en la figura (figura 4.8)

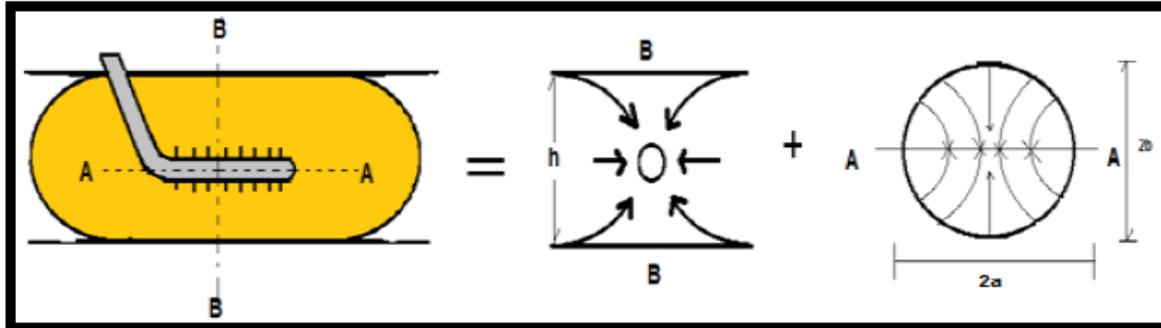


Figura 4.8. Problema de flujo tridimensional.

En este problema bidimensional, tendrá isobaras elípticas en estado estacionario suponer un drenaje elíptico con un eje mayor a  $2a$  y una presión constante en las fronteras de radio de drenaje nos da la siguiente ecuación.

$$q_b = \frac{2\pi k_0 \Delta p}{\mu B_0 \ln\left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{\frac{L}{2}}\right)}$$

$$q = \text{gasto} \left(\frac{bl}{\text{día}}\right)$$

$$k = \text{permeabilidad (md)}$$

$$h = \text{espesor (pies)}$$

$$p = \text{presión (psi)}$$

$$\mu = \text{viscosidad (cp)}$$

$$a = \text{longitud de la elipse de drenaje en el plano horizontal}$$

Para un yacimiento anisotrópico la ecuación anterior fue modificada por Joshi y después corregida por Economides para redefinirla como:

$$q = \frac{k_{HH}(P_c - P_{wf})}{141.2\mu B_o \left[ \ln \left( \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{I_{ani}h}{L} \ln \left( \frac{I_{ani}h}{r_w(I_{ani} + 1)} \right) \right]}$$

Donde el índice de anisotropía es definida como:

$$I_{ani} = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}$$

$$q = \text{gasto} \left( \frac{bl}{\text{día}} \right)$$

$$k = \text{permeabilidad (md)}$$

$$h = \text{espesor (pies)}$$

$$p = \text{presión (psi)}$$

$$\mu = \text{viscosidad (cp)}$$

Propiedad resultante de la razón de las permeabilidades horizontal ( $k_h$ ) y vertical ( $k_v$ ),  $k_v$  es menor que la  $k_h$  en un pozo horizontal un decremento en la  $k_v$  da como resultado un incremento en la resistencia del fluido en dirección vertical y por consiguiente decremento en gastos de producción.

También relacionó la dimensión "a" a un radio equivalente cilíndrico igualando el área de la elipse a la de un cilindro de radio  $r_e$  obteniendo:

$$a = \frac{L}{2} \left\{ 0.5 + \left[ 0.25 + \frac{r_{eH}^4}{L/2} \right]^{0.5} \right\}^{0.5}$$

## 4.7 Índice de Productividad

Cuando un pozo es puesto a producir es indispensables conocer su potencial, es decir el gasto máximo que aportaría un pozo si se le pusieran las mejores condiciones posibles.

Dicho potencial debe ser comparado con lo que el pozo es capaz de producir a las condiciones a las que se encuentra. El conocimiento del yacimiento, de sus propiedades, saturación de fluidos, permeabilidades relativas, daño, así como las características de la T.P. y de la L.D. permiten ayudar a determinar lo que un pozo puede producir.

El índice de productividad pretende encontrar una función que relacione la capacidad de producir de los pozos para aportar fluidos a un determinado abatimiento de presión.

Para realizar este cálculo se asume comúnmente Vogel (1968) que asume que el flujo hacia el pozo es directamente proporcional a la diferencia de presión que existe entre el yacimiento y la pared del pozo, es decir la producción es directamente proporcional a una caída de presión que ocurre en el sistema yacimiento-pozo. La constante de proporcionalidad es conocida como índice de productividad (IP) que se deriva de la Ley de Darcy para flujo radial estacionario y un solo fluido incompresible.

T.V. Moore en 1939 sugirió un método para medir la productividad en los pozos, en el cual es necesario medir la presión estática del yacimiento ( $P_{ws}$ ) a varios gastos y obtener la presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ ). A la relación que existe entre la producción de un pozo y el abatimiento de presión a causa de esta se le denomina índice de productividad (IP) que se simboliza con la letra "J". Si la producción  $q$  está expresada en bl/día de líquido a las condiciones de almacenamiento y el abatimiento a su vez está expresado en lb/pg<sup>2</sup>, el IP se define como:

$$J = IP = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}} \left[ \frac{bls/ia@c.s.}{lb/pg^2} \right] \quad (1)$$

El comportamiento que presenta el índice de productividad cuando la presión de fondo fluendo ( $P_{wf}$ ), es mayor que la presión de saturación ( $P_b$ ) es la siguiente.

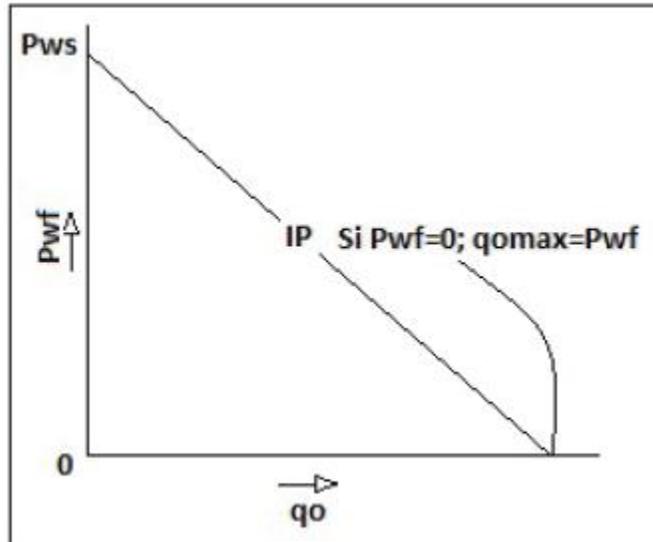


Fig.4.9. Representación gráfica del índice de productividad

Ahora, cuando la presión de fondo fluendo se encuentra por debajo de la presión de saturación  $P_{wf} < P_b$ , es decir un yacimiento saturado no puede ser representado con la figura anterior.

Para esta última condición antes mencionada, el índice de productividad para cualquier gasto de producción es definido como el ritmo del cambio de producción con el abatimiento de presión, es decir, el comportamiento de una curva definida de la forma:

$$J = IP = \tan\theta = -\frac{dq}{dP_{wf}}$$

La dirección que tiene la curva AB es habitualmente como se muestra en la Figura 4.10, la cual muestra un decremento del índice de productividad conforme el gasto se incrementa, lo cual explica el signo negativo de la ecuación anterior.

El término de índice de productividad no constante (IPR) fue sugerido por Gilbert (1954) mientras que el término de índice de productividad lineal (IP) fue originalmente introducido por Muskat (1937).

Considerando las propiedades del yacimiento en conjunto con la ecuación de Darcy para flujo radial, el índice de productividad puede ser expresado de la forma siguiente:

$$J = IP = \frac{7.8 k_a k_{ro} h}{\mu_o B_o \ln \frac{r_e}{r_w}} \frac{\frac{bl}{d_{ia}}}{\frac{lb}{pg^2}}$$

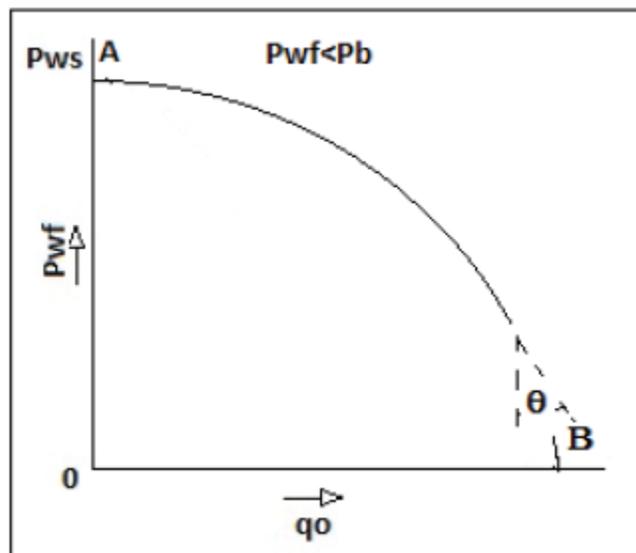


Fig. 4.10. Curva IPR cuando  $P_{wf} \ll P_b$

#### 4.7.1 Índice de productividad para pozos horizontales

Mediante la relación de índices de productividad de un pozo horizontal y un pozo vertical contra longitud de sección horizontal, Joshi demostró que los pozos horizontales pueden ser más productivos de 5-8 veces en algunos yacimientos.

Ecuación de Joshi:

$$q_h = \frac{2\pi k_h h \Delta p / (\mu_o B_o)}{\ln \left[ \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + (h/L) \ln [h / (2r_w)]}$$

$$a = (L/2) \left[ 0.5 + \sqrt{0.25 + (2r_{eh}/L)^4} \right]^{0.5}$$

Donde:

$q_h$  = Gasto de Aceite para Pozos Horizontales (BPD)

$k_h$  = Permeabilidad Horizontal (md)

$h$  = Espesor (ft)

$r_w$  = Radio de pozo (pg)

$\mu_o$  = Viscosidad del Aceite (cp)

$B_o$  = Factor de Volumen del aceite

$L$  = Longitud (ft)

$\Delta p$  = Caída de Presión (Psi/ft)

$r_{eh}$  = Radio de Drene Horizontal (pg)

El índice de productividad, para los pozos horizontales se puede estimar dividiendo  $q_h$  por  $\Delta p$ . Todas las relaciones desarrolladas fueron hechas para yacimientos isotrópicos

( $kh=k_w$ ), para convertir esta ecuación en unidades de campo,  $2\pi$  en el numerador se cambia por la constante 0.00707812.

$$q_h = \frac{0.00707812k_h h \Delta p / (\mu_o B_o)}{\ln \left[ \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + (h/L) \ln [h / (2r_w)]}$$

La experiencia de campo demostró que efectivamente los pozos horizontales reducen al mínimo o eliminan los problemas de conificación de agua o gas en muchos yacimientos. Estos resultados positivos han sido confirmados cuantitativamente por el modelo de Joshi.

#### 4.8 Eficiencia de flujo

La eficiencia de flujo (EF), está en función de las condiciones naturales de la formación, ya que cualquier cambio en ellas alterará la distribución de presiones y con ello el gasto de producción. Cuando dichas condiciones no cambian, es posible explotar el intervalo en agujero descubierto, es decir expuesto al flujo. Esto no suele ser del todo común, sin embargo en la práctica bajo ciertas condiciones de terminación, se ha observado que un pozo produce como si estuviera en condiciones de flujo ideal,  $EF = 1$ , como si estuviera en agujero descubierto y sin daño (Vogel 1968).

Standing (1970), por su parte, establece el concepto de eficiencia de flujo considerando el daño a la formación, es decir con  $EF \neq 1$ , basándose en la Figura 4.11 definió la eficiencia de flujo de la siguiente forma:

$$EF = \frac{\text{Caída de presión ideal}}{\text{Caída de presión real}} = \frac{P_{ws} - P_{wf}'}{P_{ws} - P_{wf}}$$

Donde:  $P_{wf}' = P_{wf} + \Delta P_s$

Sustituyendo en la ecuación anterior

$$EF = \frac{P_{ws} - (P_{wf} + \Delta P_s)}{P_{ws} - P_{wf}}$$

Siendo esta la relación de la caída de presión normal a través del sistema en función de la caída de presión total.

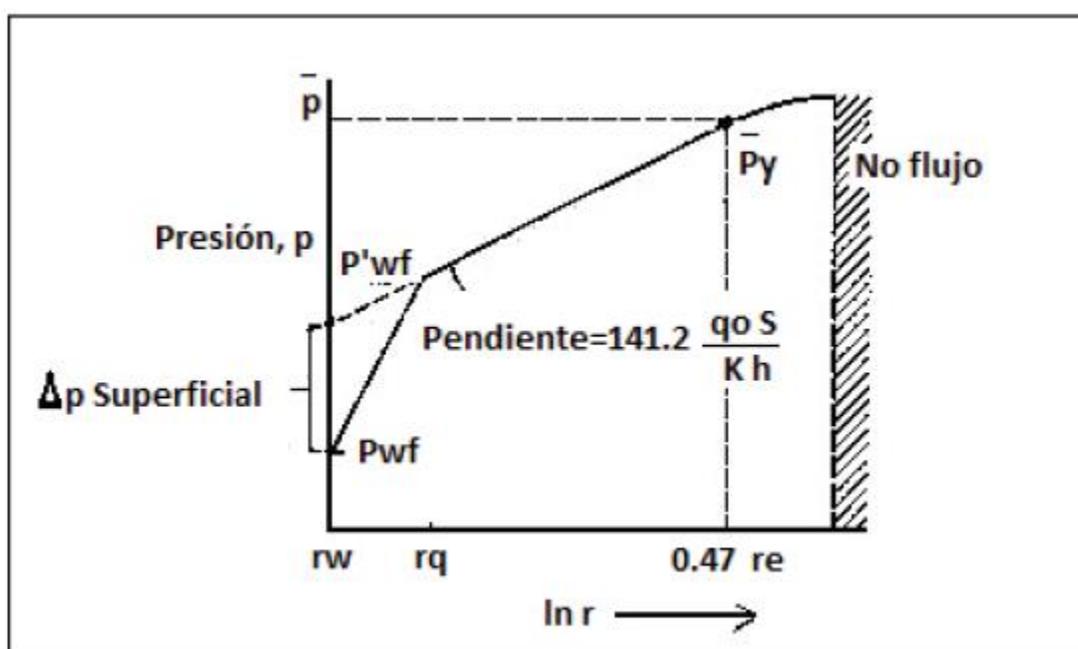


Fig. 4.11. Perfil de presión para pozos dañados

#### 4.9 Comportamiento de pozos de aceite saturado

Cuando se trata del flujo en dos fases, la relación de la ecuación 1 no se cumple, pues el valor de la pendiente cambia continuamente en función de las caídas de presión.

Esto debido a que cuando  $P_{wf} < P_b$ , la caída continua de presión permite la liberación del gas. Debido a esto la permeabilidad relativa al gas ( $k_{rg}$ ) se incrementa sobre la permeabilidad relativa al aceite ( $k_{ro}$ ), con ello el  $IP$  que es función de  $k_o$  disminuye y la

relación gas-aceite instantánea ( $R$ ) aumenta. Lo que resulta en un comportamiento de afluencia ( $IPR$ ) no lineal.

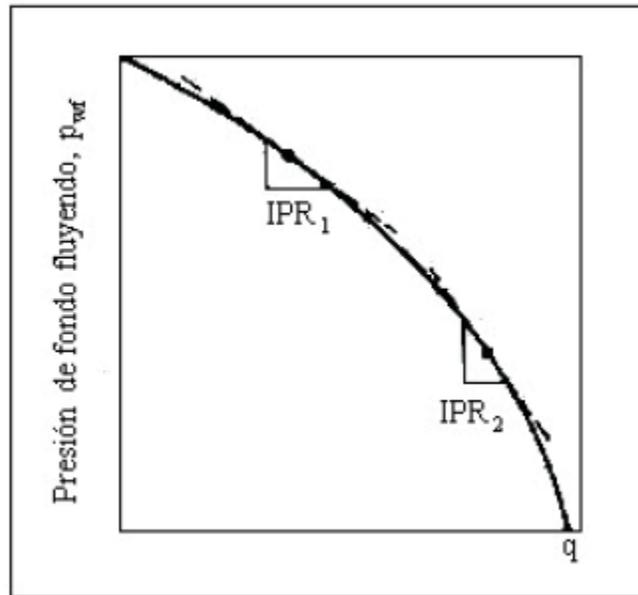


Fig. 4.12. Variación del IP para yacimientos saturados

Con esto se puede concluir que el IP para cualquier gasto de producción, siempre que  $P_{wf} < P_b$ , será la primera derivada del gasto con respecto a la caída de presión, tal y como se muestra en la ecuación

$$IP = IPR = -\frac{d_q}{dP_{wf}}$$

#### 4.9.1 Curvas de IPR

Vogel en 1963 propuso una expresión para predecir el comportamiento de los pozos que producen con empuje de gas disuelto, utilizando una gráfica normalizada, con presiones y gastos adimensionales. Dicha ecuación propuesta es:

$$\frac{q_o}{q_o max} = 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - \left( \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2$$

Donde:

$$P_{wf} = \text{Presión de fondo fluyendo} \quad \left[ \frac{lb}{pg^2} \right]$$

$$P_{ws} = \text{Presión estática del yacimiento} \quad \left[ \frac{lb}{pg^2} \right]$$

$$q_o = \text{Gasto de aceite medido a la } P_{wf} \quad \left[ \frac{bl}{día} \right]$$

$$q_o max = \text{Potencial del pozo (} P_{wf} = 0 \text{)} \quad \left[ \frac{bl}{día} \right]$$

La ecuación puede ser interpretada como una solución general para yacimientos con empuje de gas disuelto. Esta ecuación es aplicable a casos donde no existe daño a la formación, es decir con  $EF = 1$ . Una representación gráfica de esta ecuación se muestra a continuación en la Figura 4.13.

En sí, en la ecuación de Vogel se considera un modelo homogéneo donde las características estructurales del medio poroso no son consideradas. Los cambios en los índices de productividad se atribuyen a los cambios en la saturación, permeabilidades relativas y depresionamiento.

Para el desarrollo de este modelo, Vogel realizó cálculos con datos de yacimientos hipotéticos que no fueron validados con datos de campo, sin embargo, a través de los años este método fue ganando adeptos por su facilidad de aplicación y confiabilidad de resultados.

Para poder utilizar esta correlación, se requiere una prueba de producción que consiste en obtener un gasto de aceite a cierta presión de fondo fluyendo para la presión de fondo estática. Al comportamiento de flujo utilizando la correlación de Vogel, se conoce como curva de IPR.

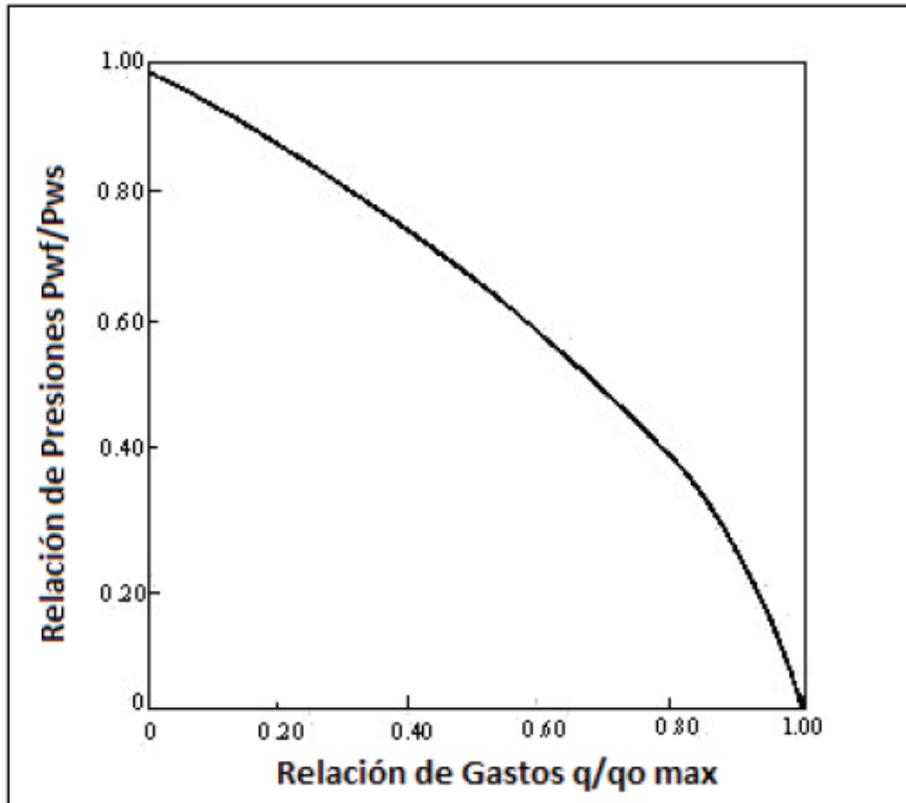


Figura. 4.13. Curva de afluencia para pozos sin daños de un yacimiento con empuje de gas disuelto.

La curva de la Fig. 4.13 sólo es aplicable para  $EF = 1$ . Por ello, Standing, extendió el trabajo de Vogel presentando un método gráfico basado en el método de Vogel, donde considera eficiencia de flujo.

$$EF = \frac{P_{ws} - P_{wf'}}{P_{ws} - P_{wf}}$$

Donde

$$P_{wf} = \text{Presión de fondo fluyendo con daño} \left[ \frac{lb}{pg^2} \right]$$

$$P_{ws} = \text{Presión estática del yacimiento} \left[ \frac{lb}{pg^2} \right]$$

$$P_{wf}' = \text{Presión de fondo fluyendo sin daño} \left[ \frac{lb}{pg^2} \right]$$

La Figura 4.14 muestra el concepto empleado por Standing para establecer la eficiencia de flujo.

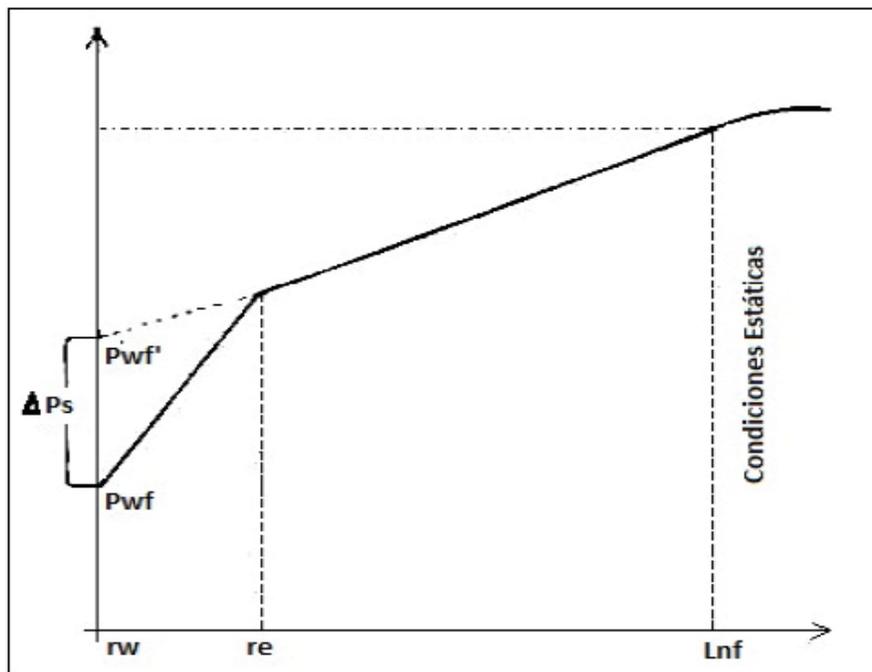


Figura. 4.14. Presiones de fondo en un pozo dañado

En la Figura 4.15 se presentan las curvas de IPR para eficiencias de flujo de 0.5 a 1.5. De esta ampliación del método de Vogel es sencillo obtener:

- a) El gasto máximo posible para pozos con o sin daño, o bien, estimulados.
- b) El gasto para cualquier  $P_{wf}$  y diferentes valores de EF.
- c) La curva de IPR para pozos dañados o estimulados o sin daño.

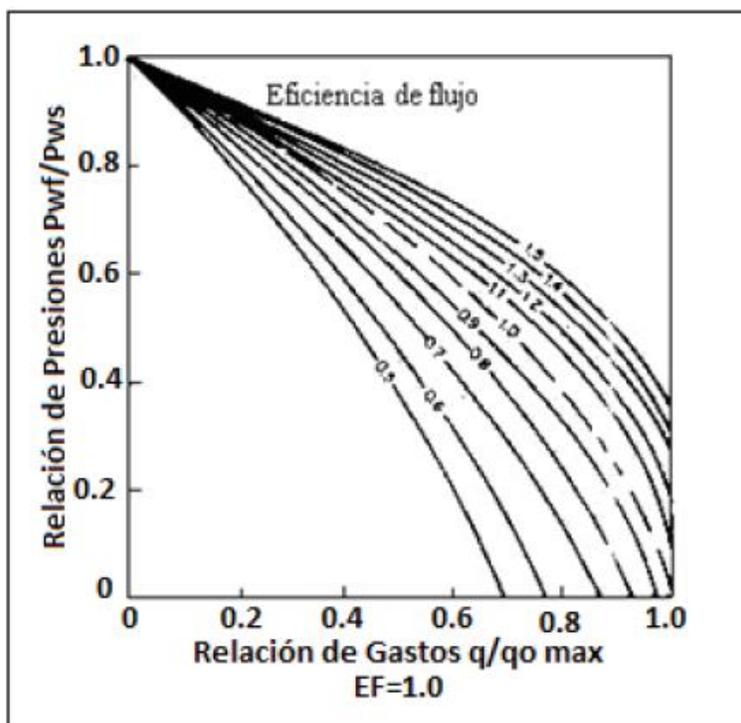


Figura. 4.15. Curvas de afluencia para pozos con EF diferente de 1 para un yacimiento con empuje de gas disuelto.

#### 4.10 Diseño del Aparejo de Producción (Diámetro TP)

El aparejo de producción es el medio por el cual son transportados los fluidos del yacimiento a la superficie y se clasifican dependiendo de las condiciones del yacimiento como: fluyente, bombeo neumático, bombeo mecánico, bombeo electro-centrífugo y bombeo hidráulico.

Aunque no será abordado en esta tesis, cabe mencionar que debe soportar íntegramente las presiones y los esfuerzos a los que es sometido durante las diferentes operaciones, tales como inducciones, pruebas de admisión, estimulaciones, fracturamientos, etc.

#### 4.10.1 Determinación del diámetro del aparejo de producción.

El diámetro del aparejo de producción debe ser tal que permita transportar los gastos de producción que se esperan, ya que, si es pequeño restringirá el flujo, por el contrario si es muy grande la producción puede ser intermitente o inestable.

La selección del diámetro óptimo de la tubería de producción se realiza mediante un análisis hidráulico para una variedad de condiciones de producción, cambios de tamaño de tubería, gastos de producción, etc. Bajo el criterio de explotación predeterminado es posible obtener el tamaño del aparejo de producción, mediante el cual se obtiene la máxima producción posible, con el mayor ahorro de presión en cada una de las etapas de flujo por las que pasan los hidrocarburos.

La determinación del diámetro adecuado de la tubería de producción se obtiene aplicando los siguientes pasos.

1. Determinación de los diámetros factibles de selección.
2. Determinación de las sargas máximas para cada tubería o arreglo de tuberías seleccionadas.
3. Determinación del diámetro con el máximo gasto.
4. Determinación del gasto óptimo, considerando todo el sistema de producción.

#### 4.10.2 Determinación de los posibles diámetros

En primer lugar, se determina la curva de comportamiento de afluencia (IPR). Posteriormente, las curvas del comportamiento de las diferentes tuberías de producción o los diversos arreglos de tuberías de producción. Al graficar cada curva en la gráfica IPR obtenemos una gráfica. Figura 4.16.

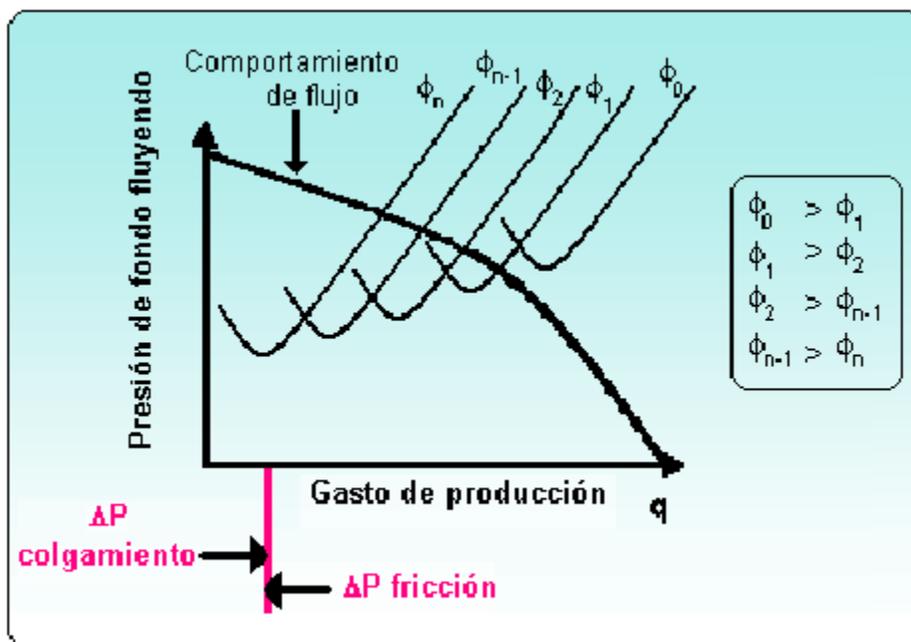


Figura 4.16. Grafica de selección de diámetros

De esta gráfica se seleccionan los diámetros que se encuentren por debajo de la curva de IPR para los que la energía del yacimiento es la necesaria para que los fluidos puedan llegar a la superficie.

#### 4.10.3 Gastos máximos para cada tubería

A continuación se grafica el gasto contra la presión en la cabeza. Considerando como constante el diámetro de la línea de descarga, obteniendo una gráfica como la que se muestra en la Figura 4.17

Es importante mencionar que la disminución del gasto en algunos diámetros es debido a efectos de colgamiento de las fases.

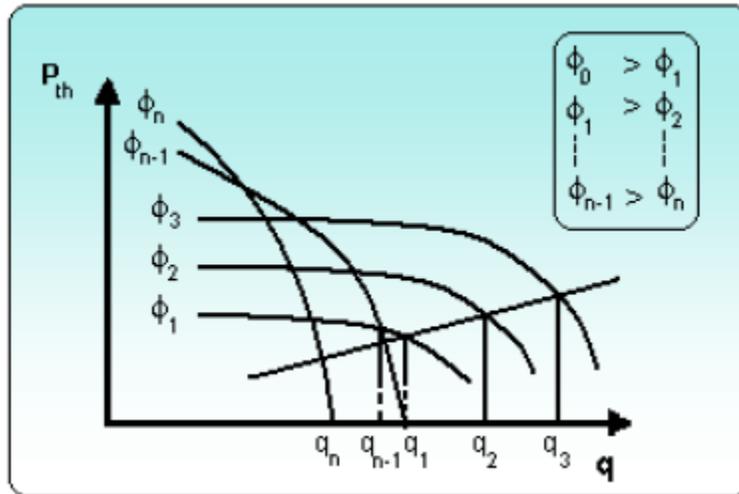


Figura 4.17. Gráfica para obtener gastos máximos

#### 4.10.4 Determinación del diámetro para el máximo gasto

Se grafican los diámetros de tubería contra los gastos máximos, obteniendo una gráfica como la mostrada en la Figura 4.18.

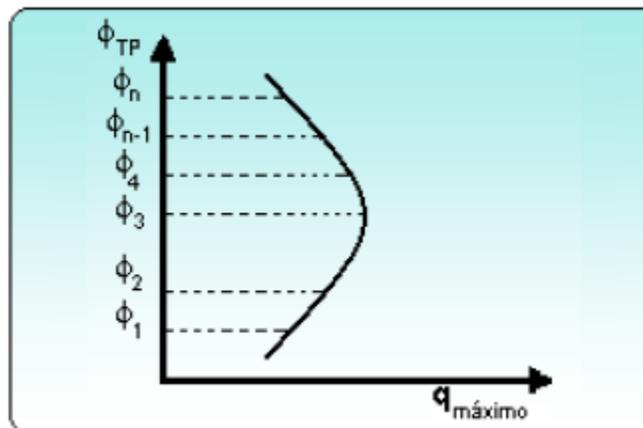


Figura 4.18. Gráfica para obtener diámetro

En la gráfica es posible observar el diámetro con mayor gasto ( $\varnothing_3$ ). En caso de que la diferencia con ( $\varnothing_4$ ) no sea tan amplia, es recomendable seleccionar este último, debido a que puede proporcionar una mayor vida fluvente.

#### 4.10.5 Gasto óptimo

Por último para determinar el gasto óptimo de la tubería que fue seleccionada, tomando en cuenta todos los elementos del sistema, es necesario aplicar el análisis nodal, tomando como nodo solución la cabeza del pozo y evaluando para diferentes gastos. Se calculan las caídas de presión en el sistema. Los valores de  $P_{wf}$ ,  $P_{wh}$ ,  $P_{Ld}$ , son graficados contra los gastos considerados, obteniendo las curvas que matemáticamente representan al sistema para un tiempo dado en la vida productiva del pozo y del yacimiento.

En la Figura 4.19,  $P_{sep}$  es constante, la  $P_{ws}$  es casi constante para un momento dado,  $P_{wf}$  varía con el gasto,  $P_{Ld}$  aumenta linealmente con el gasto y  $P_{wh}$  nos muestra las caídas de presión en las tuberías de producción.

La curva de  $P_{wh}$  indica la caída de presión en la TP, es necesario analizar el comportamiento por la tubería, por ello es necesario analizar otros aspectos para relacionar el gasto de producción con la Relación Gas-Líquido (RGL) suponiendo constante esta última. Mientras varía el gasto de líquido se observa que para cualquier diámetro y profundidad de tubería, existe un gasto de producción que ocasiona la mínima pérdida de presión en la TP.

Es de esperarse, sin embargo que la declinación de la presión del yacimiento permita un aumento de la RGL, que inicialmente beneficiará a la producción de fluidos, pero en caso de seguir aumentando, podría ocasionar pérdidas por fricción.

La distancia entre las curvas representan las caídas de presión de los elementos correspondientes. Así la distancia entre  $P_{wh}$  y  $P_{wf}$  indica la caída de presión entre el fondo y la cabeza del pozo. Dicha diferencia está en función de las características del sistema roca-fluidos, así como de la eficiencia de la terminación.

Cuando  $P_{wh} = P_{Ld}$  se tiene el gasto máximo correspondiente al flujo franco, es decir sin estrangulador. Se observa igualmente que al ir utilizando estranguladores con diámetros cada vez menores, el gasto disminuye aumentando la presión en la boca del pozo, hasta alcanzar un valor máximo como se indica en  $(\phi_3)$ . La reducción posterior del diámetro abate la  $P_{wh}$  y el gasto debido a que incrementan las pérdidas de presión en la tubería, con el riesgo de “matar el pozo”.

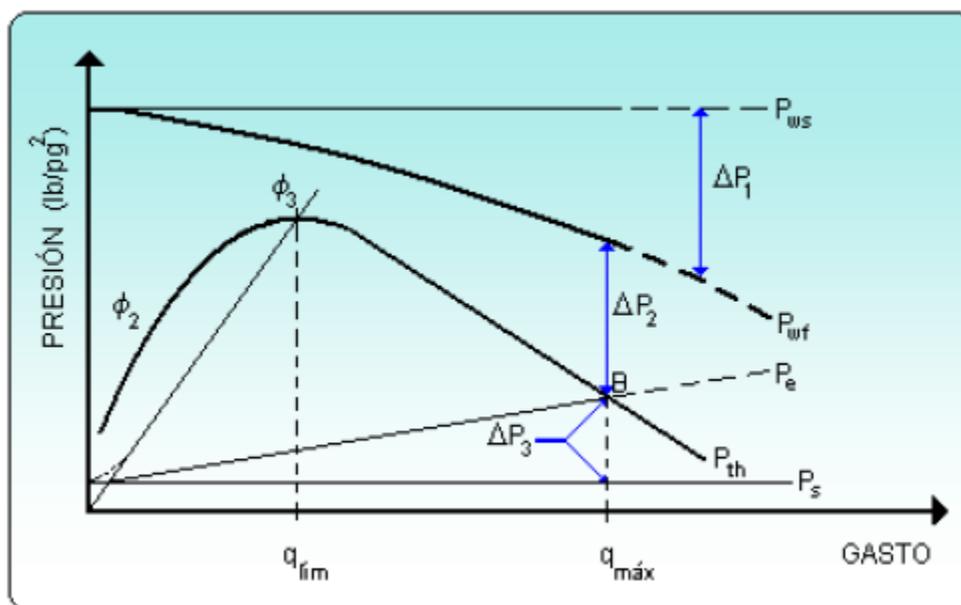


Figura. 4.19. Análisis Nodal en aparejos de producción

Este proceso requiere de un estudio a mayor profundidad y con el complemento de softwares especializados que permitan desarrollar este y otros procesos de manera eficaz.

La determinación del diámetro óptimo del aparato de producción es realizada por el ingeniero de producción. En la figura se muestran los gastos que limitan el flujo estable, ya que un pozo que produzca con un gasto menos por lo general estará presentando flujo inestable. Las condiciones para obtener flujo estable deben ser tales que al agregar a la curva anterior la curva IPR se obtenga un resultado similar a la de la figura

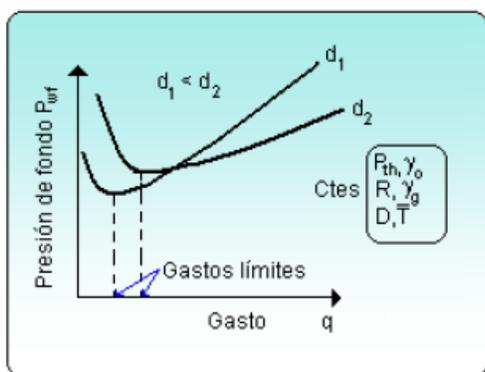


Figura 4.20. Curvas típicas de gasto vs  $P_{wf}$  para diferentes diámetros de TP.

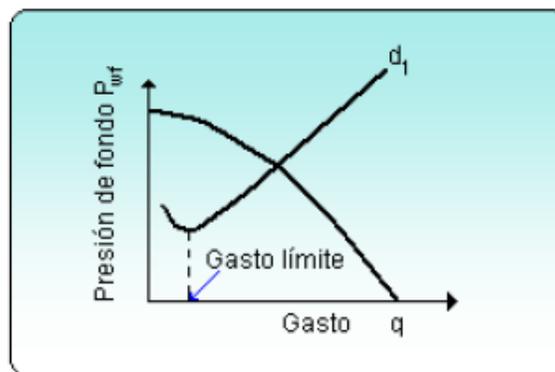


Figura 4.21. Gráfica de condiciones de Flujo estable

La Figura 4.22 muestra la condición en la cual la curva de flujo por la TP corta a la IPR en dos puntos. En la posición 2, a la derecha del gasto límite el flujo será estable, mientras que en la posición 1 no es así, a menos que se estrangule la cabeza del pozo, provocando flujo inestable, originando un cambio en la curva del flujo por la TP.

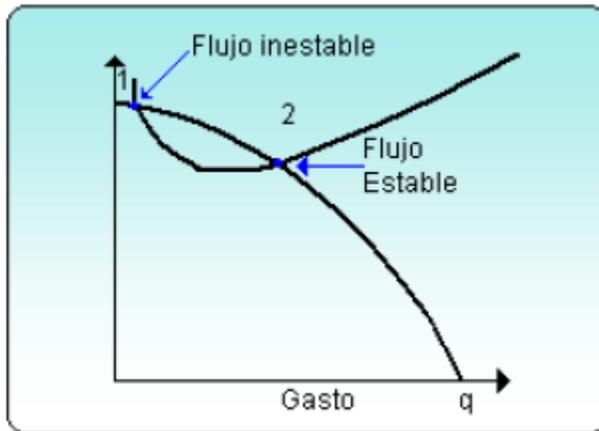


Figura 4.22. Pozo fluyente en la posición 2

#### 4.11 Construcción de la Curva de Demanda de energía

Si se evalúan las  $P_{wh}$  y las  $P_{wf}$  requeridas para distintas tasas de producción y se grafican vs. la tasa de producción  $q$ , se obtienen las curvas de demanda de energía en el cabezal y fondo del pozo respectivamente. La siguiente figura muestra las curvas de demanda de energía mencionadas, observe para un dado caudal la representación de las pérdidas de presión en la línea,  $\Delta P_l$ , y en el pozo,  $\Delta P_p$ .

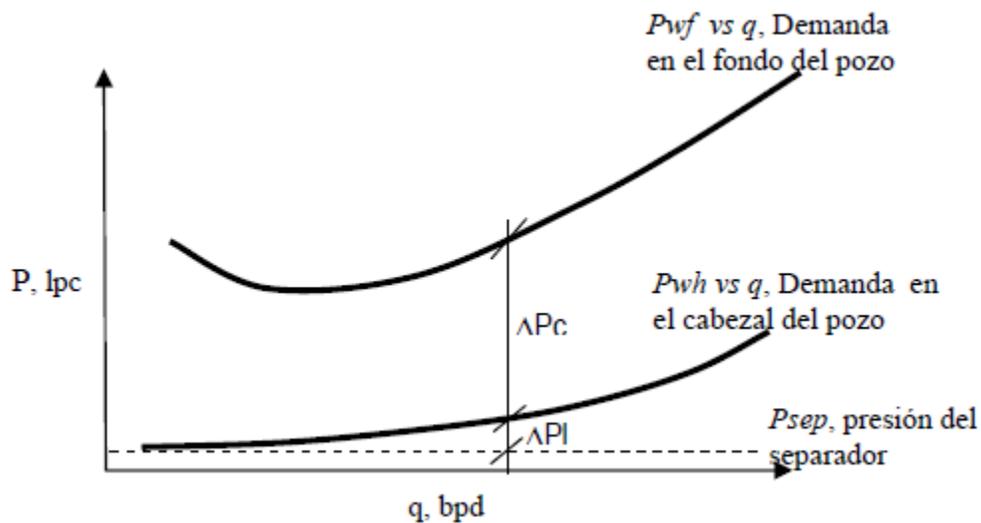


Figura 4.23. Curvas de demanda desde diferentes nodos contra el gasto producido en el pozo.

#### 4.11.1 Rangos característicos de la curva de demanda

Para un tamaño fijo de tubería vertical existe un rango óptimo de tasas de flujo que puede transportar eficientemente, para tasas menores a las del rango óptimo se originará un deslizamiento de la fase líquida (baja velocidad) lo que cargará al pozo de líquido aumentando la demanda de energía en el fondo del pozo, y para tasas de flujo mayores a las del rango óptimo aumentará las pérdidas de energía por fricción (alta velocidad) aumentando sustancialmente los requerimientos de energía en el fondo del pozo. La siguiente figura muestra los rangos antes mencionados:

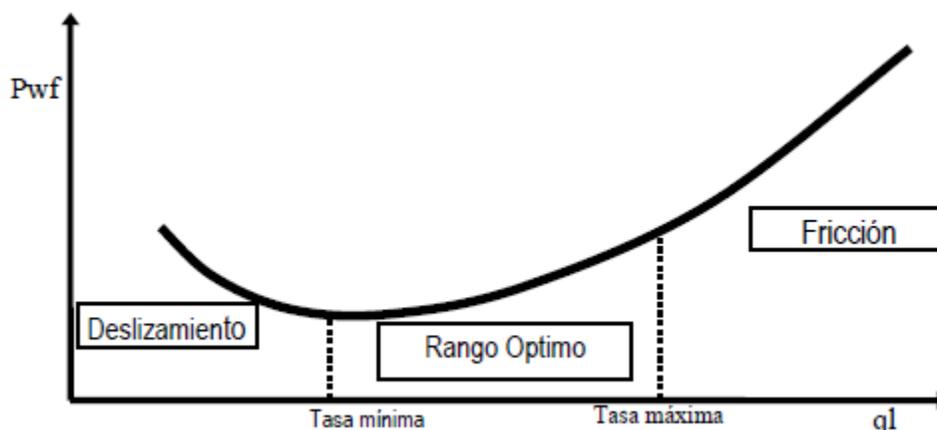


Figura 4. 24. Donde se observa el comportamiento del gasto para diferentes gastos a un diámetro fijo de tubería.

#### 4.11.2 Rango de tasas según tamaño de tubería de producción

A continuación se presenta rangos óptimos de tasas dados por Brown para tuberías de uso común en los pozos petroleros. Los valores corresponden a RGL de aproximadamente 2000 pcn/bn:

RANGO ÓPTIMO			
Tubería (O.D.)	Tasa mínima - Tasa máxima (b/d) - (b/d)		
2 3/8"	200	-	2500
2 7/8"	350	-	3000
3 1/2"	500	-	4000

#### 4.12 Patrones de flujo

La diferencia básica entre flujo de una sola fase y el flujo de dos fases es que en este último, la fase gaseosa y líquida pueden estar distribuidas en la tubería en una variedad de configuraciones de flujo, las cuales difieren unas de otras por la distribución espacial de la interface, resultando en características diferentes de flujo, tales como los perfiles de velocidad y colgamiento.

La existencia de patrones de flujo en un sistema bifásico dado, depende principalmente de las siguientes variables:

- Parámetros operacionales, es decir, gastos de gas y líquido.
- Variables geométricas incluyendo diámetro de la tubería y ángulo de inclinación.
- Las propiedades físicas de las dos fases, tales como: densidades, viscosidades y tensiones superficiales del gas y del líquido.

Patrones de flujo para flujo vertical y fuertemente inclinado.

En este rango de ángulos de inclinación, el patrón estratificado desaparece y es observado un nuevo modelo de flujo: el flujo transición (churn). Generalmente los patrones de flujo son más simétricos alrededor de la dirección axial, y menos dominados por la gravedad.

##### 4.12.1 Flujo burbuja

La fase gaseosa está dispersa en pequeñas burbujas, teniendo una distribución aproximadamente homogénea a través de la sección transversal de la tubería. Este

patrón comúnmente está dividido en flujo burbuja, el cuál ocurre a gastos de líquido relativamente bajos y es caracterizado por el deslizamiento entre la fase gaseosa y líquida. El flujo burbuja dispersa, en cambio, ocurre a gastos relativamente altos de líquido, logrando así que la fase gaseosa en forma de burbujas sea arrastrada por la fase líquida, de tal forma que no existe el deslizamiento entre las fases.



Figura 4.24. Flujo burbuja donde es posible observar al gas como fase dispersa en forma de pequeñas burbujas.

#### 4.12.2 Flujo tapón o bache

El patrón de flujo bache es simétrico alrededor del eje de la tubería. La mayoría de la fase gaseosa se encuentra en bolsas de gas, con forma de una gran bala llamada “burbuja de Taylor”, con un diámetro casi igual al diámetro de la tubería. El flujo consiste de una sucesión de burbujas separadas por baches de líquido. Una delgada película fluye contra la corriente entre la burbuja y la pared de la tubería. La película penetra en el siguiente bache de líquido y crea una zona de mezcla aireada por pequeñas burbujas de gas.



Figura 4.25. Flujo bache donde se observan las bolsas de gas en forma de bala viajando de manera continua, ocupando casi en su totalidad el diámetro de la tubería.

#### 4.12.3 Flujo transición

Es caracterizado por un movimiento oscilatorio, es similar al flujo bache y los límites no están muy claros entre las fases. Ocurre a mayores tasas de flujo de gas, donde el bache de líquido en la tubería llega a ser corto y espumoso.



Figura 4.26. Flujo transicional en tuberías verticales.

#### 4.12.4 Flujo anular (niebla)

En tuberías verticales, debido a la simetría de flujo, el espesor de la película de líquido alrededor de la pared de la tubería es casi uniforme. Como en el caso horizontal, el flujo es caracterizado por un rápido movimiento de gas en el centro. La fase líquida se mueve más lenta, como una película alrededor de la pared de la tubería y como gotas arrastradas por el gas. La interface está altamente ondeada, resultando en un alto esfuerzo de corte interfacial. En el flujo vertical hacia abajo, el patrón anular existe también a bajos gastos, con forma de una película descendente. El patrón de flujo bache, fluyendo de manera descendente es similar al de flujo hacia arriba, excepto que generalmente la burbuja Taylor es inestable y está localizada excéntricamente al eje de la tubería. La burbuja Taylor podría ascender o descender, dependiendo de los gastos de cada fase.



Figura. 4.27. Flujo niebla caracterizado por alto flujo de gas por el centro de la tubería, acompañado por una película casi uniforme de líquido que viaja a menor velocidad en las paredes de la tubería.

#### **4.13 Flujo multifásico en tuberías verticales**

El problema de predecir con precisión las caídas de presión en la tubería de producción (TP), ha ido incrementando la necesidad de muchas soluciones especializadas para condiciones limitadas. La razón para estas muchas soluciones es que el flujo multifásico es complejo y se dificulta su análisis incluso para las correlaciones existentes de condiciones limitadas.

Al pasar los fluidos provenientes del yacimiento a través de la tubería de producción, se consume la mayor parte de la presión disponible para llevarlos del yacimiento a las instalaciones de separación, por lo que es de suma importancia realizar una evaluación precisa de la distribución de la presión a lo largo de la tubería. Al hacerlo conjuntamente con un análisis integral del sistema de producción, es posible:

1. Diseñar las tuberías de producción y líneas de descarga.
2. Determinar la necesidad o no de sistemas artificiales de producción en el pozo.

3. Obtener la presión de fondo fluyendo sin intervención en el pozo.
4. Determinar la vida fluyente del pozo.
5. Calcular el efecto de los estranguladores sobre el gasto.
6. Corroborar los datos obtenidos con las correlaciones para su ajuste.

En la literatura han aparecido un gran número de métodos que pueden utilizarse para predecir el comportamiento de flujo de gases y líquidos a través de tuberías, sin embargo, debemos reconocer que debido a la complejidad del comportamiento del sistema en cuestión no existe hasta ahora una correlación que pueda emplearse en forma general. Todos los métodos disponibles hoy en día están sujetos a una gran variedad de grados de error, dependiendo del sistema en el que se empleen y por ende se requiere un análisis profundo de los resultados para determinar si es correcto su uso. En la mayoría de los casos es necesaria la utilización de dos o más métodos para poder determinar cuál de ellos es el que mejor representa el comportamiento del sistema.

Existen muchas correlaciones empíricas generalizadas para predecir los gradientes de presión, dichas correlaciones se clasifican en:

- **Las correlaciones Tipo A.** Están basadas en el mismo enfoque y difieren únicamente en la correlación usada para calcular el factor de fricción. Estas correlaciones consideran que no existe deslizamiento entre fases y no establecen patrones de flujo, entre ellas: Poettman & Carpenter, Baxendel & Thomas y Fancher & Brown.
- **Las correlaciones tipo B.** Consideran que existe deslizamiento entre las fases, pero no toman en cuenta los patrones de flujo, dentro de ésta categoría se encuentra el método de Hagedorn & Brown.
- **Las correlaciones tipo C.** Todos los métodos incluidos en esta categoría consideran esencialmente los mismos tres patrones de flujo, con excepción de Beggs & Brill. Algunos de los estudios involucran únicamente un cambio en el procedimiento de cálculo en uno o más regímenes de flujo, con respecto a métodos previamente publicados. Estas correlaciones consideran que existe deslizamiento entre las fases y diferentes patrones de flujo, entre ellas se

encuentran: Duns & Ros, Orkiszweski, Aziz & colaboradores, Chierici & colaboradores, y Beggs & Brill.

Correlaciones empíricas de flujo multifásico en tuberías verticales.

Las correlaciones empíricas son aquellas en las que sus autores proponen una serie de ajustes de datos experimentales para correlacionar una variable determinada. Estas correlaciones pueden considerar tanto el deslizamiento entre las fases como la existencia de patrones de flujo; por tanto, requieren de métodos para determinar el patrón de flujo presente. Una vez que se ha determinado el patrón de flujo correspondiente a unas condiciones dadas, se determina la correlación apropiada para el cálculo del factor de fricción así como para el colgamiento de líquido con o sin deslizamiento, las cuales, generalmente, son distintas dependiendo del patrón.

#### 4.13.1 Correlación de Poettman & Carpenter

Poettman y Carpenter desarrollaron un método semiempírico en el cual se incorpora a la ecuación general de energía. Usaron datos de 34 pozos fluyentes y 15 pozos con bombeo neumático, con diámetros de tubería de 2, 2 ½ y 3 pulgadas. El aceite, gas y agua fueron considerados como fases simples, no intentaron establecer una correlación para el colgamiento e ignoraron los patrones de flujo. Todas las pérdidas de energía, incluyendo los efectos de resbalamiento, están consideradas dentro de un factor de pérdida de energía, el cual se tomó como constante en toda la longitud de la tubería. Asumieron que el flujo multifásico vertical del aceite, gas y agua, era totalmente turbulento.

#### 4.13.2 Correlación de Hagedorn & Brown

Fue hecha por Hagedorn y Brown para determinar una correlación general, la cual incluye prácticamente todos los rangos de flujo, un amplio rango de relaciones gas-líquido, todos los tamaños de tubería usados ordinariamente y los efectos de las características de los fluidos. Los datos fueron tomados para diámetros de tubería a

partir de 1 pulgada a 2.5 pulgadas. Esta es una correlación general para un amplio rango de condiciones. Los aspectos principales de dicha correlación son:

- I. La ecuación de gradiente de presión incluye el término de energía cinética y considera que existe resbalamiento entre las fases.
- II. No considera patrones de flujo.
- III. El factor de fricción para flujo bifásico se calcula utilizando el diagrama de Moody.
- IV. La viscosidad del líquido tiene un efecto importante en las pérdidas de presión en el flujo bifásico.
- V. El colgamiento de líquido o fracción del volumen de la tubería ocupado por líquido es función de cuatro números adimensionales: número de velocidad del líquido, número de velocidad del gas, número del diámetro de la tubería y el número de la viscosidad del líquido (introducidos por Duns & Ros).

#### 4.13.3 Correlación de Duns & Ros

Este método es el resultado de una investigación de laboratorio a gran escala con modificaciones y ajustes usando datos de campo. Duns & Ros eligieron un enfoque un poco diferente que la mayoría de los investigadores. El gradiente de presión es expresado como una fracción del gradiente hidrostático del líquido. Ellos definieron arbitrariamente el gradiente de presión estática como el peso del volumen por la densidad in-situ y desarrollaron correlaciones para la fricción en la pared de la tubería, de sus extensos datos de laboratorio para cada una de las tres amplias regiones de flujo. Aunque usaron en un punto específico un balance de presión en lugar de un balance de energía, sus ecuaciones son un balance de energía termodinámico. El gradiente total incluye un gradiente estático, un gradiente de fricción y un gradiente por aceleración. Los efectos de resbalamiento entre el gas y el líquido son incorporados en el gradiente estático y se mantienen separados de los efectos debidos a la fricción. Los regímenes de flujo fueron definidos en función de números adimensionales. Ellos separaron el flujo

dentro de tres tipos de regiones y prepararon correlaciones separadas para el resbalamiento y fricción en las tres. Las tres regiones son:

- Región 1: La fase líquida es continua, y el flujo burbuja, flujo tapón y parte del flujo bache existen en este régimen.
- Región 2: En esta región las fases de líquido y gas se alternan. La región por lo tanto cubre el patrón de flujo bache y el resto del flujo burbuja.
- Región 3: En esta región el gas es la fase continua por lo que en ésta región se encuentra el flujo neblina.

#### 4.13.4 Correlación de Orkiszewski.

El método de Orkiszewski es el resultado del análisis y comparación de muchos de los métodos publicados, para determinar si a través de alguno de ellos se podía calcular las caídas de presión, para un amplio rango de condiciones prevalecientes en los pozos utilizados en las pruebas. Orkiszewski enfatizó que el colgamiento del líquido fuera derivado del fenómeno físico observado y que el gradiente de presión fuera relacionado a la distribución geométrica de líquido y gas, por lo que se concluyó que la densidad de la mezcla se determinara mediante el colgamiento, considerando el resbalamiento entre fases. Ellos seleccionaron las correlaciones que consideraban más precisas para flujo burbuja y flujo niebla, y propusieron una nueva correlación para flujo bache. La correlación de flujo bache fue desarrollada usando la información de Hagedorn & Brown. Seleccionaron el método de Griffith & Walls para flujo burbuja y el método de Duns & Ros para flujo niebla. Estos métodos fueron clasificados basándose en similitudes en los conceptos teóricos. Se establecieron los siguientes parámetros de clasificación:

- 1) Si el colgamiento de líquido es considerado en los cálculos de la densidad.
- 2) La manera como se manejan las pérdidas de presión por fricción.
- 3) Si se hace consideración de los patrones de flujo.

#### 4.13.5 Correlación de Azis, Govier & Fogarasi

Azis y colaboradores propusieron un método en 1972 el cual es dependiente de los regímenes de flujo y presenta nuevas correlaciones para el flujo burbuja y el flujo bache. Para el flujo niebla fue usado el método de Duns & Ros y también se usó el método de interpolación de Duns & Ros para el flujo de transición.

#### 4.13.6 Correlación de Beggs & Brill

La correlación de Beggs & Brill fue desarrollada de 548 pruebas tomadas con datos obtenidos experimentalmente, de una prueba con un arreglo a pequeña escala. Esta correlación es aplicable para un amplio rango de condiciones de flujo. Las pruebas se hicieron en secciones de tuberías de acrílico de 1 y 1.5 pulgadas de diámetro y 90 pies de longitud, la cual tenía un mecanismo que podía inclinar la tubería de horizontal a vertical y los fluidos utilizados fueron aire y agua. Beggs y Brill llevaron a cabo investigaciones sobre flujo bifásico, realizando una variación en el ángulo de inclinación de las tuberías empleadas en las pruebas, de  $-90^\circ$  a  $+90^\circ$ . Para cada diámetro de tubería, los gastos de líquido y gas variaban, por lo que se pudieron observar todos los patrones de flujo cuando la tubería estaba en posición horizontal. Una vez establecido cada patrón de flujo, procedieron a variar el ángulo de inclinación, así que se pudo observar como el ángulo de inclinación afectaba el colgamiento y el gradiente de presión. El colgamiento y el gradiente de presión fueron medidos en ángulos que variaban entre 5, 10, 15, 20, 35, 55, 75 y 90 grados, y se encontró que el colgamiento llegaba a su valor máximo en  $+50$  grados y a su valor mínimo en  $-50$  grados. El mapa de patrones de flujo original que obtuvieron Beggs y Brill fue ligeramente modificado para poder incluir la zona de transición entre el patrón de flujo segregado y el intermitente. Como resultado de los experimentos, obtuvieron una ecuación generalizada, que puede ser utilizada para el cálculo de los gradientes de presión en tuberías verticales en las que exista flujo multifásico, siendo útil también para las tuberías horizontales.

## **CAPÍTULO 5**

### **APLICACIÓN EN POZOSFLUYENTES Y DE SISTEMA ARTIFICIAL.**

#### **5.1 Pozo fluyente**

Se define como pozo fluyente como aquel que es capaz de vencer las caídas de presión a través del medio poroso, tuberías, estrangulador y separador, con la energía propia del yacimiento.

Se debe tener conocimiento de los tipos de yacimiento del cual el pozo está produciendo. Para poder predecir correctamente la vida fluyente de un pozo, deben conocerse factores tales como: porcentaje de agua, relación gas-aceite, declinación de las presiones de fondo, índice de productividad, terminación del pozo, tipos y propiedades de los fluidos producidos, entre otros. La energía para mantener fluyendo un pozo, (sin sistema artificial de producción) proviene de la presión propia del yacimiento. Algunos pozos produciendo altas cantidades de agua salada son aún capaces de fluir. Estos pozos son característicos de yacimientos con un empuje hidráulico muy activo, debido a una alta presión de fondo fluyendo.

Por otra parte existen pozos que producen de profundidades mayores a 7000-8000 pies con presiones de fondo muy bajas (250-500 lb/pg<sup>2</sup>). Estos son pozos con altas relaciones gas-líquido (por lo menos 250- 400 pi<sup>3</sup> /bl/1000 pie). Generalmente estos son pozos con bajo volumen de aceite que fluyen intermitentemente.

#### **5.2 Pozo con sistema artificial**

Cuando ya no es posible que el pozo fluya naturalmente por falta de presión ( $P_{wf}$ ) o dicho flujo es intermitente, es recomendable la aplicación de un sistema artificial de producción, el cual proporcionará al pozo la energía necesaria para vencer la contra

presión ejercida por la columna de fluidos sobre la formación, y así restablecer o incrementar la producción, prolongando la vida productiva del pozo.

### **5.3 Sistema artificial de producción (SAP)**

Se define como sistema artificial de producción a la infraestructura de un pozo que suministra energía adicional a los fluidos producidos por el yacimiento desde una profundidad dada. Los sistemas artificiales de producción más importantes son:

1. Bombeo Neumático (BN)
2. Bombeo Electrocentrífugo (BEC)
3. Bombeo Mecánico (BM)
4. Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP)
5. Bombeo Hidráulico (BH)

#### 5.3.1 Bombeo neumático.

Es un sistema que consiste en suministrar energía al fluido de producción por medio de la inyección de gas a alta presión a través del espacio anular a la tubería de producción en forma continua o intermitente de acuerdo a las características del pozo. Su finalidad es aligerar la columna de fluidos y disminuir su densidad, reduciendo el peso de la columna hidrostática sobre la formación.

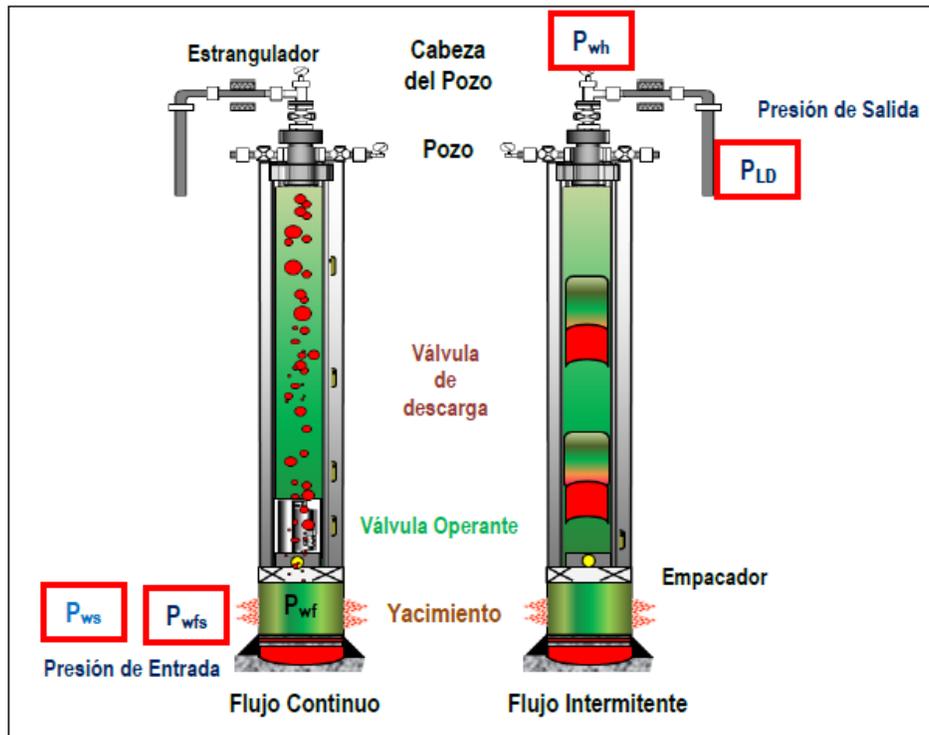


Fig. 5.1. Bombeo neumático

### 5.3.2 Bombeo electrocentrífugo.

Es uno de los sistemas más empleados a nivel mundial para producir gastos altos. Consiste en instalar una bomba centrífuga de varias etapas conectadas en serie, cuyo eje está acoplado a través de una sección protectora a un motor eléctrico instalado en el extremo del aparejo de producción y sumergido en el fluido para elevar este desde el fondo del pozo hasta la superficie, el suministro de energía eléctrica es por medio de un cable desde la superficie.

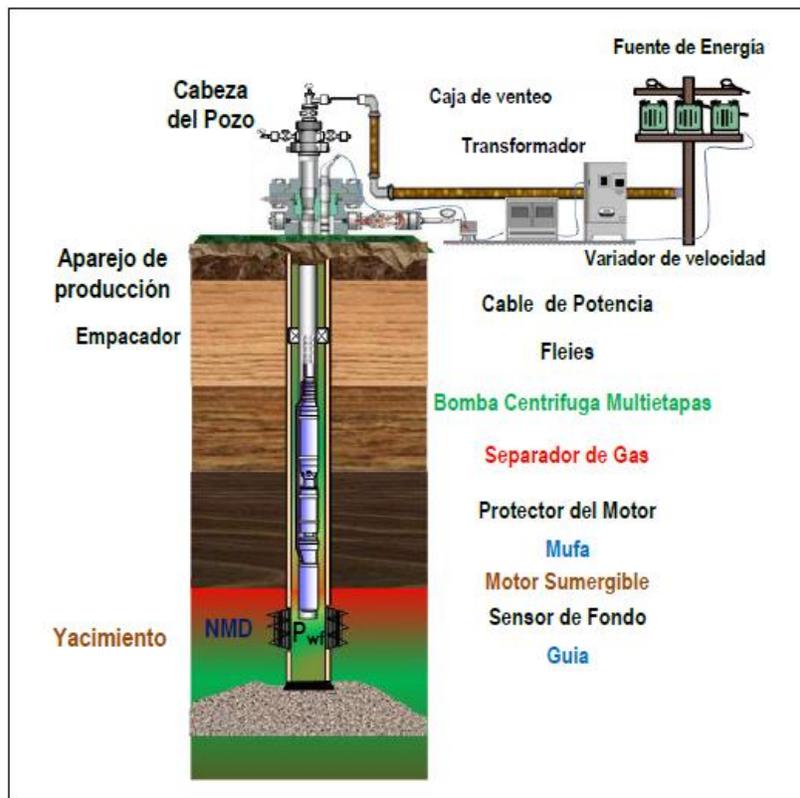


Fig. 5.2. Bombeo electrocentrífugo

### 5.3.3 Bombeo mecánico.

Es el sistema más empleado a nivel mundial para producir gastos bajos. Consiste en instalar una bomba reciprocante que va sumergida en el fluido del pozo. La energía para mover esta bomba es transmitida en forma ascendente y descendente por una sarta de varillas que se conecta con un equipo superficial o balancín, el cual es accionado por un motor, el fluido de la formación se desplaza al interior de la sarta de producción y es elevado por la bomba hasta la superficie.

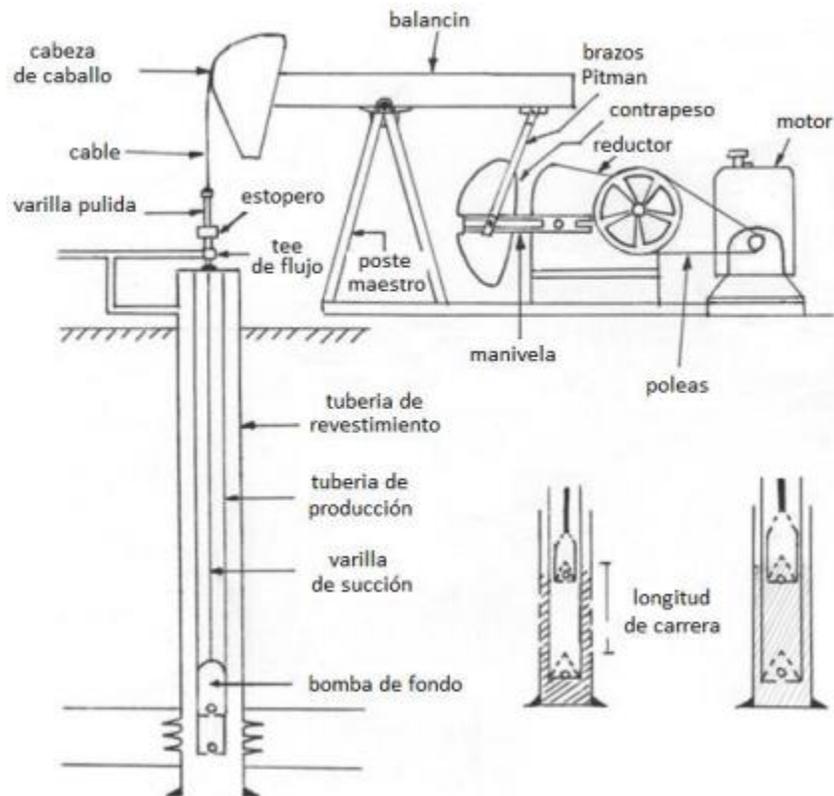


Fig. 5.3. Bombeo mecánico

#### 5.3.4 Bombeo de cavidades progresivas.

Es un sistema que consiste en instalar una bomba de desplazamiento positivo en el fondo del pozo, un estator que se baja con la tubería y un rotor acoplado a la sarta de varillas. La función de este sistema es levantar los fluidos desde el fondo hasta la superficie mediante un movimiento rotativo que se transmite por medio de la sarta de varillas a la bomba colocada dentro de la TP cerca del yacimiento, este movimiento es accionado por un motor eléctrico ubicado en superficie.

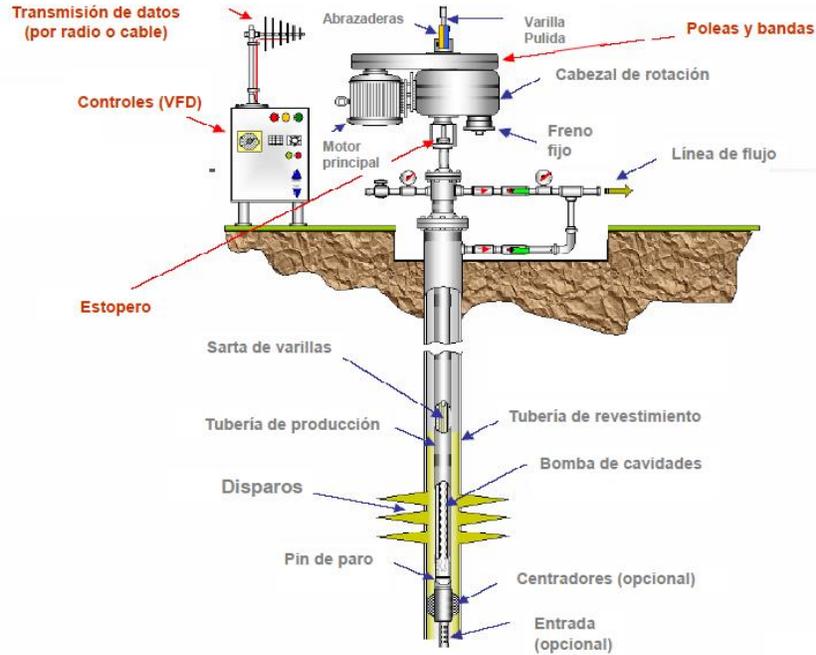


Fig. 5.4. Bombeo de cavidades progresivas

### 5.3.5 Bombeo hidráulico.

Es el sistema que transmite energía al fondo del pozo mediante la inyección de un fluido a alta presión desde la superficie a una bomba colocada en el fondo del pozo, esta bomba puede ser de tipo pistón o jet. El fluido a alta presión se conoce como fluido de potencia o fluido motriz y puede ser agua o aceite ligero, este fluido se mezcla con el fluido del pozo y es desplazado hasta la superficie. Su funcionamiento se basa en: "Si se ejerce una presión sobre la superficie de un líquido contenido en un recipiente, dicha presión se transmitirá en todas direcciones con igual intensidad".

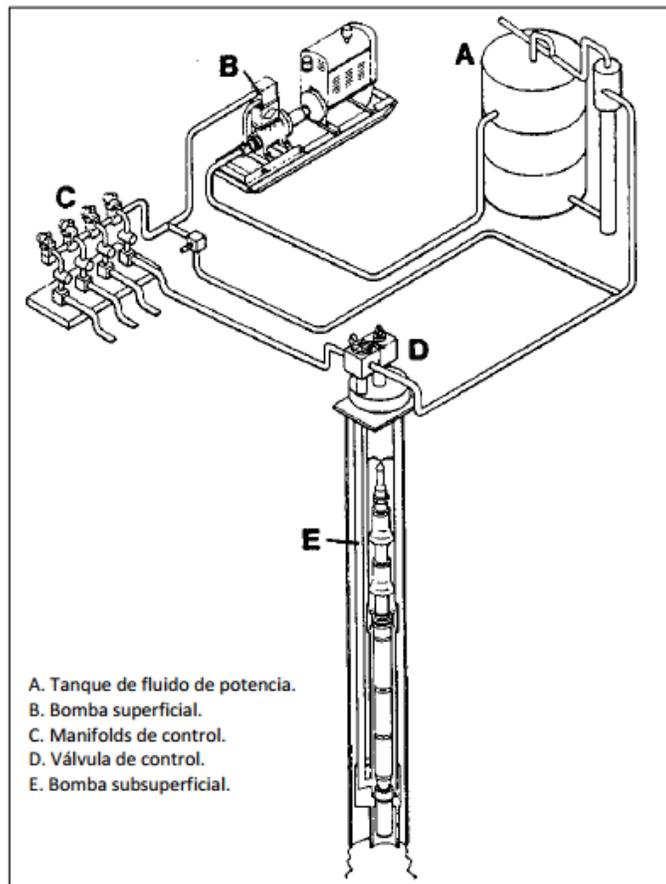


Fig. 5.5. Bombeo hidráulico

Sistemas Artificiales de Producción							
Consideración	Características	Campo	BN	BM	BCP	BH	BEC
			Rango de operación	Rango de operación	Rango de operación	Rango de operación	Rango de operación
Numero de pozos	Cerrados Fluyentes SAP						
Terminación	Vertical		Recomendable	Recomendable	Recomendable	Recomendable	Recomendable
	Horizontal Desviado [°] Severidad/30 m		Recomendable 0-50 3-5	No recomendable 0-20 < 3	No recomendable 0-20 3-5	No recomendable 0-20 3-5	No recomendable 0-20 3-5
Geometría del Pozo	Profundidad (m)	Rango	1500-4500	30-3300	600-1800	1500-3000	300-3800
	TP 2 7/8		Recomendable	Recomendable	Recomendable	Recomendable	-----
	TP 3 1/2		Recomendable	Aceptable	Aceptable	Recomendable	-----
	TP 4 1/2		Recomendable	N/A	N/A	N/A	-----
Producción	Linner 7"		-----	-----	-----	-----	Recomendable
	Linner 5"		-----	-----	-----	-----	Aceptable
	Linner 4 1/2"		-----	-----	-----	-----	Aceptable
Propiedades del Fluido	QL [BPD]	Rango Nominal Máximo	100 10,000 30,000	5 1,500 5,000	5 2,200 4,500	50 500 4,000	200 20,000 30,000
	RGA [m3/m3]	< 90 90 a 356 > 356	Recomendable Recomendable Aceptable	Recomendable Aceptable No recomendable	Recomendable Aceptable Aceptable	Recomendable Aceptable Aceptable	Recomendable Recomendable Aceptable
	% W	< 30 30 a 60 > 60	Recomendable Aceptable Aceptable	Recomendable Aceptable Aceptable	Recomendable Aceptable Aceptable	Recomendable Aceptable Aceptable	Recomendable Aceptable Aceptable
Propiedades del Yacimiento	° API		> 15	> 8	< 35	> 8	> 10
	Ty [°C]	Rango Nominal Máximo	38 121 204	38 177 288	24 66 121	38 121 260	38 135 204
	Pws [Kg/cm2] IP						
Sólidos y Precipitados	Arena		No recomendable	No recomendable	Aceptable	No recomendable	No recomendable
	Carbonatos Parafinas Asfáltenos		Aceptable Aceptable Aceptable	No recomendable Aceptable Aceptable	Aceptable Aceptable Aceptable	No recomendable Aceptable Aceptable	No recomendable Aceptable Aceptable
	Energía Eléctrica		-----	Recomendable	Recomendable	-----	Recomendable
Instalaciones Superficiales	Red de BN		Recomendable	-----	-----	-----	-----
	Equipo						
Eficiencia del sistema			10 a 30%	45 a 60 %	40 a 70 %	40 a 50%	35 a 60 %

Fig. 5.6. Rango de aplicación de los sistemas artificiales de producción

El momento adecuado para instalar un sistema artificial de producción, así como la selección más conveniente de uno de estos, debe estar sustentado en un análisis técnico-económico donde se contemplen los costos totales que representará el tener operando el sistema durante su vida productiva, tales como costos de equipos e instalaciones, costos de operación y precios de aceite y gas esperados, además debe ir complementado por una estrategia de explotación en donde los requerimientos de

producción y los tiempos de construcción de instalaciones tienen que estar planificados y especificados con anticipación, por ello es necesario considerar todos los factores para la selección del óptimo sistema artificial de producción.

## **5.4 Ejemplo de Aplicación**

### 5.4.1 Terminación con Aparejo Electrocentrífugo

Desde que este sistema fue aplicado por primera vez para un pozo petrolero (1929) se ha visto que es un SAP eficiente, siempre y cuando esté bajo las condiciones necesarias para su desempeño.

Un pozo candidato para ser producido bajo este SAP debe tener características que no afecten su desempeño, como lo son las altas relaciones gas-aceite, altas temperaturas, presencia de arena en los fluidos producidos así como el medio ambiente de operación agresivo.

Este sistema posee características únicas que lo distinguen de los demás sistemas, como su capacidad de producir volúmenes altos de fluido desde grandes profundidades, esto bajo diferentes condiciones del pozo, destaca su motor el cual está directamente acoplado con la bomba en el fondo del pozo.

Su rango de operación abarca una amplia gama de profundidades y gastos. Alcanza el óptimo funcionamiento cuando las condiciones propician la producción de altos volúmenes de líquidos con una baja relación gas-aceite. Opera sin empacador inferior de la tubería de producción y se ubica por lo general arriba de los disparos.

En un principio, el único parámetro que se tomaba en cuenta para diseñar un aparejo con BEC era que la bomba se encontrara colocada por debajo del nivel dinámico del fluido en el pozo, para tener garantizado el abastecimiento de líquidos en la succión de la bomba.

Por otra parte se hacia la suposición de la existencia de una sola fase líquida en la T.P., determinando las pérdidas por fricción con la fórmula de Hazen, dichas suposiciones siguen siendo válidas incluso para pozos productores de agua o para aquellos que producen altas relaciones agua-aceite y volúmenes despreciables de gas.

Tiempo después el diseño de este sistema evolucionó al emplear métodos para determinar caídas de presión en tuberías verticales con flujo multifásico, añadiéndose el uso de correlaciones para el cálculo de propiedades PVT de los fluidos, todo esto permitiendo elegir de mejor forma el equipo de bombeo que más se acerque a los requerimientos de un pozo con grandes cantidades de gas producido con los líquidos.

Estos casos se toman en cuenta los efectos del gas que se libera en la tubería de producción mientras asciende el fluido y la presión disminuye en el viaje de los hidrocarburos hacia la superficie, de tal forma que al determinar la variación de la densidad de la mezcla a presiones menores ala de burbujeo, dio pie a diseños en los que la elección de la bomba fue hasta un 50% menor, respecto a las obtenidas con las suposiciones anteriores.

Actualmente el diseño ha mejorado incorporando en los cálculos la variación del volumen así como de las propiedades físicas de la mezcla dentro de la bomba, lo cual propicia reducciones en la capacidad volumétrica de la bomba.

## Ejercicio

Considerando un pozo de aceite y agua sin gas libre se recopilaron los siguientes datos:

1.- Recopilar y analizar datos.

Diámetro de T.R.:  $\Phi$ T.R. = 7 pg.

Diámetro de T.P.:	$\Phi$ T.P.	= 3 pg.
Profundidad total:	PT	= 7000 pies.
Gasto de líquido:	$q_l$	= 25% de aceite y 75% de agua
Presión estática:	$P_{ws}$	= 1400 lb/pg <sup>2</sup> .
Índice de Productividad:	IP	= 2.5 bpd/lb/pg <sup>2</sup> (constante).
Densidad del agua:	$\rho_{rw}$	= 1.07
Densidad del agua:	$\rho_o$	= 36 °API.
Relaciones gas-aceite	RGA	= 100 pies <sup>3</sup> /bl.

Línea de descarga de 3000 pies de 2 ½ pg (nueva), con una elevación de 200 pies.  
Considerar que el gas libre es venteado.

Determinar el número de etapas y los Hp requeridos.

2.- Determinar la capacidad de producción del pozo.

Al considerar que el IP es constante, el flujo es regido por la fórmula siguiente.

$$IP = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}}$$

$$P_{ws} - P_{wf} = \frac{q}{IP} \quad ; \quad P_{wf} = P_{ws} - \frac{q}{IP}$$

Si  $q = 0$  entonces:  $P_{wf} = P_{ws}$

Cuando  $P_{wf} = 0$ , se tiene el  $q_{m\acute{a}x}$

$$q = IP(P_{ws} - P_{wf})$$

$$q_{m\acute{a}x} = IP * P_{ws} = 2.5 \frac{\text{bpd}}{\text{lb/pg}^2} * 1,400 \text{ lb/pg}^2$$

$$q_{m\acute{a}x} = 3,500 \text{ bpd.}$$

Entonces, con estos dos puntos construimos la curva de IP:

$$q = 0 \text{ bpd} \quad P_{wf} = 1,400 \text{ lb/pg}^2$$

$$q = 3,500 \text{ bpd} \quad P_{wf} = 0 \text{ lb/pg}^2$$

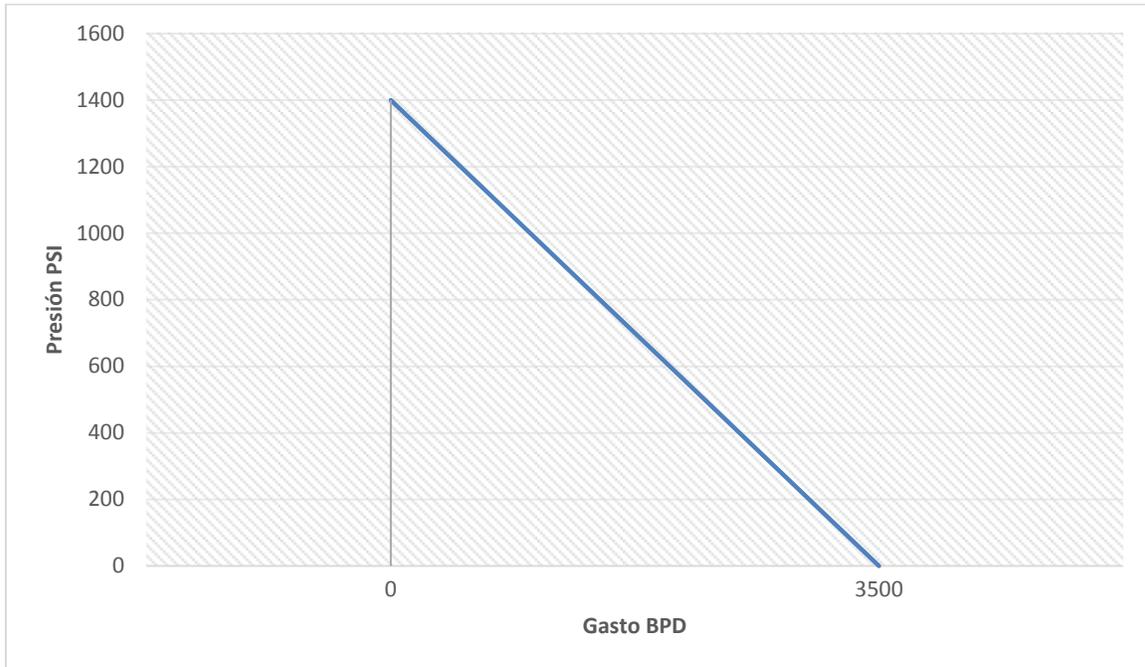


Figura. 5.7. Grafica del Índice de Productividad con los datos del problema

De acuerdo con la gráfica anterior, un valor cercano de 2,500 bpd, es un buen valor de gasto para manejar de acuerdo con la información que se tiene.

3.- Determinar la carga dinámica total (CDT)

a) Elevación neta.

De acuerdo a la figura anterior, la  $P_{wf}$  para 2,500 bpd es de:

$$P_{wf} = 400 \text{ lb/pg}^2$$

Se determina el valor de la densidad de la mezcla.

$$\rho_{ro} = \frac{141.5}{131.5 + \text{°API}} = \frac{141.5}{131.5 + 36} = 0.8447$$

Entonces, la densidad relativa promedio es:

$$\text{Agua} = r_{rw} * f_w = 1.07 * 0.75 = 0.8025$$

$$\text{Aceite} = r_{ro} * f_o = 0.8447 * 0.25 = 0.2111$$

$$\text{Densidad relativa promedio } \rho_{rm} = 1.0136$$

Entonces:

$$ND = PT - \frac{P_{wf}}{0.433 * \rho_{rm}} = 7,000 - \frac{400}{0.433 * 1.0136}$$

$$Nd = 6,089 \text{ pies}$$

Si le damos 139 pies de sumergencia, la bomba se colocará a:

$$6,089 + 139 = 6228 \text{ pies}$$

Finalmente:

$$\text{Elevación neta} = 6,228 - 139 = 6,089 \text{ pies}$$

b) La caída de presión por fricción en la T.P.

En una tubería de 3 pg (nueva) para un gasto de 2,500 bpd, las caídas de presión son de 15pies/1,000 pies. Entonces:

$$\Delta P_f = \left( \frac{15 \text{ pies}}{1,000 \text{ pies}} \right) * 6,228 \text{ pies} = 94 \text{ pies}$$

c) La presión en la cabeza del pozo en pies de carga, es:

$$P_{wh} = \text{Elevación en la línea de descarga} + \Delta P_f \text{ en la línea de descarga}$$

En una tubería de 2 ½ pg nueva, que maneja un gasto de 2,500 *bpd*, la caída de presión es de 45 *pies*/1,000 *pies*. Entonces:

$$\Delta P_{fL.D.} = \left( 45 \text{ pies} / 1,000 \text{ pies} \right) * 3,000 \text{ pies} = 135 \text{ pies}$$

$$P_{wh} = 200 + 135 = 335 \text{ pies}$$

Finalmente tenemos que:

$$CDT = 6,089 + 94 + 335$$

$$CDT = 6,518$$

4.- Seleccionar el tipo de bomba.

De acuerdo con el gasto deseado y al diámetro de la T.R., la bomba seleccionada es la Reda 6-75, con una eficiencia de 64%

5.- Determinar el número de etapas.

Para un gasto de 2,500 *bpd* la bomba seleccionada desarrolla 45 *pies/etapa*. Entonces, el número total de etapas requeridas es de:

$$NE = \frac{CDT}{H/etapa} = \frac{6,518 \text{ pies}}{45 \text{ pies/etapa}}$$

$$NE = 145 \text{ etapas}$$

6.- Determinar la potencia del motor.

Para el gasto de 2,500 *bpd*, se requieren de 1.2 Hp/etapa, cuando el fluido bombeado es agua. Entonces los Hp requeridos por el motor a condiciones de operación, serán de:

$$Potencia = HP = NE * Hp/etapa * \rho_{rm}$$

$$Potencia = HP = 145 \text{ etapas} * 1.3^{Hp/etapa} * 1.0136$$

$$Potencia = Hp = 191 Hp$$

#### 5.4.2 Terminación con Bombeo de Cavidades Progresivas

El éxito del diseño de un aparejo de Bombeo por Cavidades Progresivas (BCP), depende de la buena calidad de la información utilizada, que incluye: pruebas de producción, tipo de fluidos producidos, estado mecánico del pozo y datos complementarios que permitan asegurar el funcionamiento confiable del sistema. Por su importancia, a continuación se presentan comentarios referentes a dicha información.

##### Pruebas de producción

Los datos del comportamiento de flujo en el yacimiento y en la tubería de producción, establecen la capacidad máxima de producción del pozo y la presión de fondo fluyendo para cualquier gasto menor que el máximo. Este comportamiento se describe con las presiones: estática y de fondo fluyendo, medidas a una profundidad conocida y con el gasto correspondiente. Si no hay gas en el pozo, los niveles estático y dinámico del fluido son suficientes en lugar de las presiones.

La presión de fondo fluyendo para cualquier gasto, se determina con los datos de la curva de comportamiento de flujo, calculada mediante alguna de las formas comúnmente aceptadas:

1. Línea recta de índice de productividad, utilizada cuando no hay gas presente o cuando todo el gas se encuentra en solución a la profundidad del intervalo productor.
2. Curva de comportamiento de flujo (IPR, por sus siglas en inglés), utilizada cuando la presión de fondo fluyendo es inferior a la de saturación, lo que implica la presencia de gas libre en el yacimiento.

La temperatura de flujo en el fondo y en la cabeza del pozo son datos necesarios, particularmente si hay gas presente. La cantidad de gas en solución y el volumen de gas libre son sensibles a la variación de temperatura y cambian continuamente durante su trayectoria por la tubería de producción.

#### Tipo de fluidos producidos

Los datos de un análisis PVT, son necesarios para predecir el comportamiento de los fluidos, desde el fondo hasta la cabeza del pozo. Si para un caso en particular no se tienen disponibles dichos datos, se pueden calcular mediante las correlaciones estándar; entonces, se requiere conocer las densidades relativas y porcentajes de líquidos y de gas que componen la mezcla que se va a bombear. Por lo tanto, las densidades relativas del agua y del gas, los grados API, el porcentaje de agua producida y la relación gas aceite, deben ser conocidos. Estos parámetros influyen directamente sobre la demanda de potencia al motor y la viscosidad, además influye sobre las curvas de comportamiento de las bombas.

#### Estado mecánico del pozo

Las dimensiones físicas del pozo son datos importantes que deben ser considerados desde la terminación para la selección de los componentes del Sistema BCP, sobre todo por las posibles limitaciones dimensionales que ello signifique.

La profundidad del pozo y de la zona de disparos, son datos importantes para diseñar la profundidad de colocación de la bomba. En lo que respecta a los diámetros de la tubería de producción y de revestimiento, estos deben de ser conocidos para diseñar las dimensiones de la bomba. Por otra parte, el espacio anular entre el estator y la tubería de revestimiento debe permitir el paso de eventuales herramientas de pesca o medición, así como la instalación de modelos específicos de separadores de gas.

#### Ejercicio

Considere los siguientes datos:

Profundidad máxima de Bomba:	3200 pies
Nivel estático:	1000 pies
Nivel dinámico:	2645 pies
Producción de aceite para el ND:	80 bpd
Producción de agua para el ND:	20 bpd
Gradiente estático en el espacio anular: $G_1$	0.373 psi/pie ( $G_1$ )
Gradiente dinámico en el espacio anular:	0.370 psi/pie ( $G_2$ )
Gradiente de los fluidos en el eductor:	0.425 psi/pie ( $G_3$ )
Presión en cabezal tubería de producción:	100 psi
Presión en el cabezal de la T.R.	0 psi
Diferencia de presión en el eductor:	240 psi
Velocidad máxima:	250 rpm

#### Consideraciones:

- Desprecie el volumen de gas en el espacio anular.
- Considere viscosidad muy baja (1 cp)
- Asuma tasa de gas en la bomba, despreciable (RGP/RGL muy bajas)
- Utilice ecuaciones para IP constante.
- Considere un factor de seguridad para el head de 20%

#### Calcular

- Tasa de producción (considere una sumergencia de 200 pies).
- Presión / head en la bomba.
- Seleccionar bomba.
- Velocidad de operación

- Diámetro de varillas
- Potencia en el eje - Torque
- Carga axial en el cabezal
- Vida útil de los rodamientos
- Seleccionar modelo de cabezal

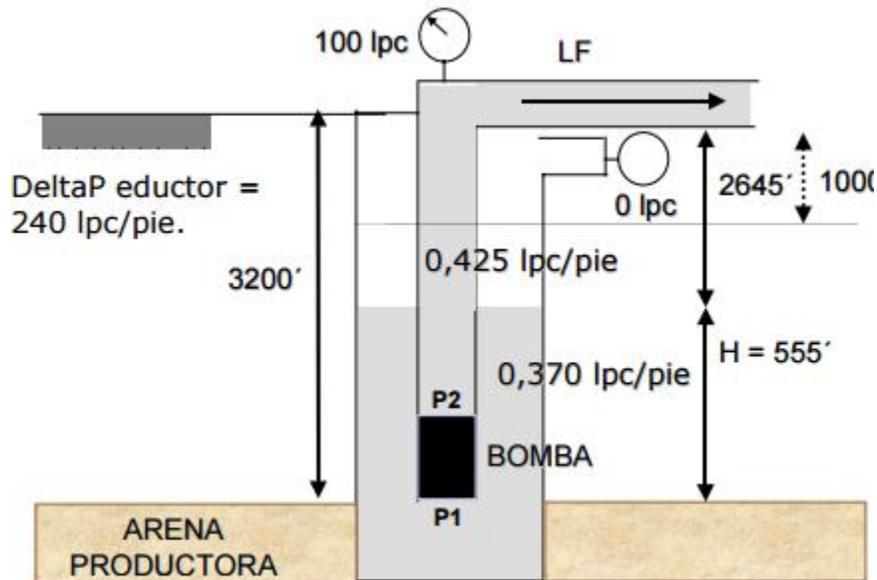


Figura 5.8. Estado mecánico de acuerdo a los datos proporcionados

Cálculo del gasto producido

Utilizando la ecuación de IP constante, se obtiene en la bomba:

$$IP = \frac{Q}{P_s - P_{wf}}$$

$$P_{ws} = 0.373 \frac{psi}{pie} * (3200 - 1000) pies = 821 psi$$

$$P_{wf} = 0.370 \frac{psi}{pie} * (3200 - 2645) pies = 205 psi$$

$$IP = 100 \text{ bpd}/(821 - 205) \text{ psi} = 0.162 \text{ bpd/psi}$$

$$q_{\text{máx}} = IP * Pws = 0.162 \text{ bpd/psi} * 821 \text{ psi} = 133 \text{ bpd}$$

Considerando una sumergencia de 200 pies en la bomba el nivel dinámico a estas condiciones de operación sería de 3000 pies. Es decir la presión a esa profundidad sería  $= 0.370 \text{ psi/pie} * (3200 - 3000) \text{ pies} = 74 \text{ psi}$

El gasto para un nivel dinámico de 3000 íes es de:

$$q = IP * (pws - Pwf) = 0.162 \text{ bpd/psi} * (821 - 74) \text{ psi} = 121 \text{ bpd}$$

Cálculo de la presión en la bomba.

$$\Delta P = P_2 - P_1$$

$$P_1 = P_{TR} + G_1 * ND + G_2 * H = 0 + 0 + 0.370 * (3200 - 3000) = 74 \text{ psi}$$

$$P_2 = P_{TP} + G_3 * PB + \Delta P \text{ eductor} = 1951 \text{ psi}$$

$$\text{Head} = 1626 \text{ psi}/0.433 \text{ psi/pie} = 3755 \text{ pies} * Fs = 4506 \text{ pies}$$

Se trabajará con 1950 psi o 4500 pies (1372 metros).

Para este ejemplo se utilizaron las curvas con un head de 1370 metros donde se pueden observar las siguientes bombas:

Bomba	Diámetro (pg.)	BPD (100 rpm y 0 RPM para 120 bpd y 1950 psi head)	
30TP2000	2-3/8	34	400
80TP2000	2-3/8	100	145
60TP2000	2-7/8	83	175
120TP2000	3-1/2	151	110
180TP2000	4	226	75
430TP2000	5	542	50

Tabla 5.1. Bombas disponibles seleccionables para el ejemplo en cuestión

Se aprecia que todas las bombas, excepto la 30TP2000, cumplen con el criterio de velocidad de operación menor a 250 r.p.m. (criterio de diseño).

Las bombas 60, 80 y 120 TP2000 trabajarían a velocidades razonables y sus diámetros son de 2-3/8", 2-7/8" y 3-1/2".

Los modelos 180 y 430TP2000 no se justifican (grandes diámetros, equipos mas costosos, etc.)

Revisando las especificaciones de las tres bombas pre-seleccionadas se obtienen requerimientos de potencias en el eje del impulsor de:

60TP2000; 5,0 Kw = 6,7 Hp

80TP2000; 5,5 Kw = 7,3 Hp

120TP2000; 5,5 Kw = 7,3 Hp

Nótese que los requerimientos de potencia en el eje del impulsor son similares, por tanto, la velocidad y la potencia no constituyen restricciones para descartar ninguno de los modelos.

Un criterio de selección importante lo constituye el diámetro del forro o revestidor donde se colocará la bomba.

Suponiendo que las tres puedan mecánicamente ser instaladas en el pozo, se seleccionará la bomba 80TP2000 para disponer de cierta capacidad de reserva en caso de que el pozo responda con mayor producción.

La bomba 80TP2000 puede instalarse en el pozo con tubería de 2-3/8" o 2-7/8". Asumiremos tubería de 2-7/8".

Torque requerido por el sistema y diámetro de la sarta de varillas

El torque del sistema está compuesto de dos elementos:

El Torque hidráulico, el cual es la fuerza necesaria para levantar el fluido y es función del desplazamiento de la bomba y de la altura hidráulica.

Y el Torque debido a la fricción de la sarta de varillas girando en el fluido, este es función de la velocidad de rotación, el diámetro y longitud de la sarta de varillas (profundidad de la bomba), el área del espacio anular entre las varillas y la tubería de producción.

En el caso de fluidos de baja viscosidad el Torque por fricción es despreciable y por lo tanto el torque total es igual al torque hidráulico y el mismo es independiente de la velocidad de rotación.

Ejemplo de baja viscosidad son los pozos que producen con altos cortes de agua o de gravedades API elevadas (crudos livianos).

En estos casos, se puede utilizar el gráfico siguiente; con base a este se obtiene que diámetro mínimo de varillas a utilizar en nuestro ejemplo es de 3/4 pulgadas. Observe que este gráfico solo aplica para varillas grado "D" y para fluidos de baja viscosidad, es decir que el diferencial de presión en la tubería de producción sea despreciable (se debe recordar que en este ejemplo, este diferencial es de 240 psi.).

Aquí se presenta uno de los problemas mencionados inicialmente sobre la aplicabilidad de los nomogramas, adicionalmente, si las varillas son re-utilizadas, se tendría que recurrir a factores de seguridad pocas veces implícito en los nomogramas. Finalmente, se debe comentar que si la viscosidad es elevada el torque por fricción deja de ser despreciable y en casos extremos puede llegar a constituir un componente importante, inclusive crítico, del torque. En estos casos, las fórmulas para calcular el esfuerzo en las varillas son muy complejas y no es posible resolver el problema gráficamente, teniéndose que recurrir a programas de computación.

Con el propósito de continuar nuestro ejemplo, considerando el head calculado de 1372 mts. y una bomba modelo 80TP2000, según en nomograma en referencia, se podrían utilizar varillas de 3 / 4". Ya que la tubería es de 2-7/8" se podría elegir una sarta de varillas (usada) de 7/8" grado "D" o de 3/ 4" y 7/8". Supondremos sarta completa de 7/8".

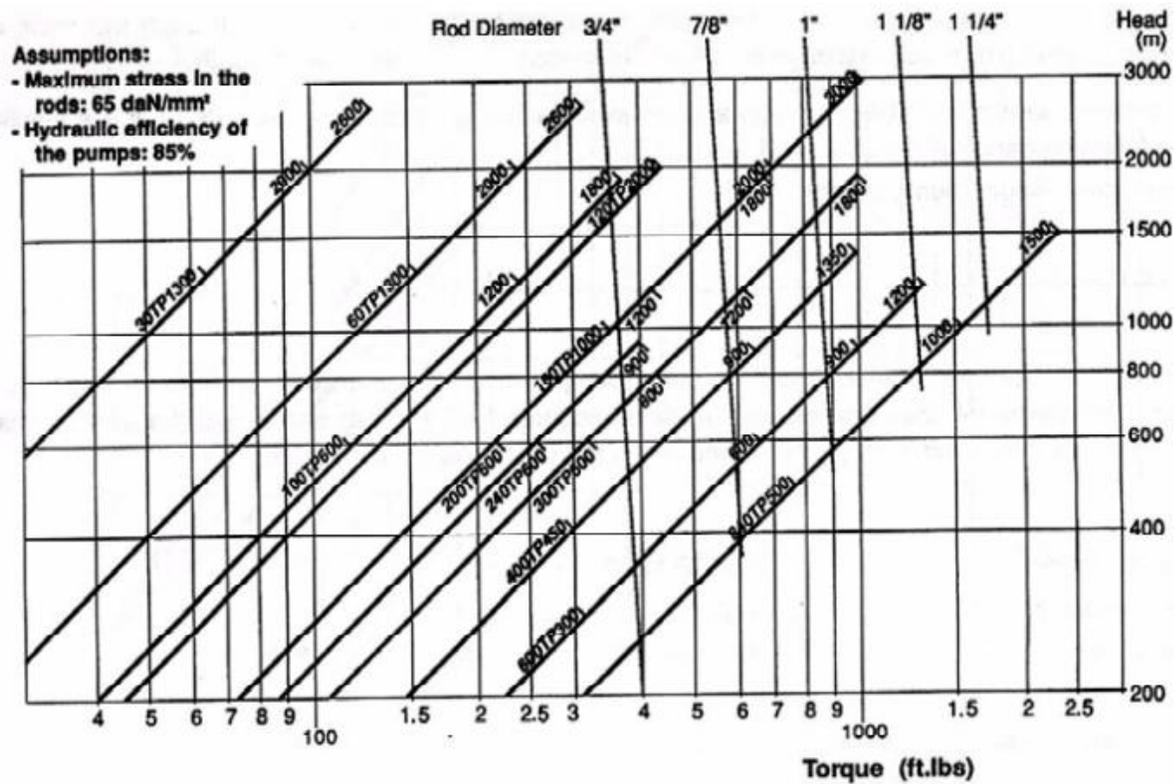


Figura. 5.9. Grafica para la selección de las varillas

De igual manera, para el cálculo de la carga axial que deberán soportar los rodamientos del cabezal de rotación se utilizará la siguiente gráfica. La misma relaciona las siguientes variables:

- Profundidad de la bomba
- Diámetro de las varillas
- Altura total (o head)
- Serie (diámetro) de la bomba.

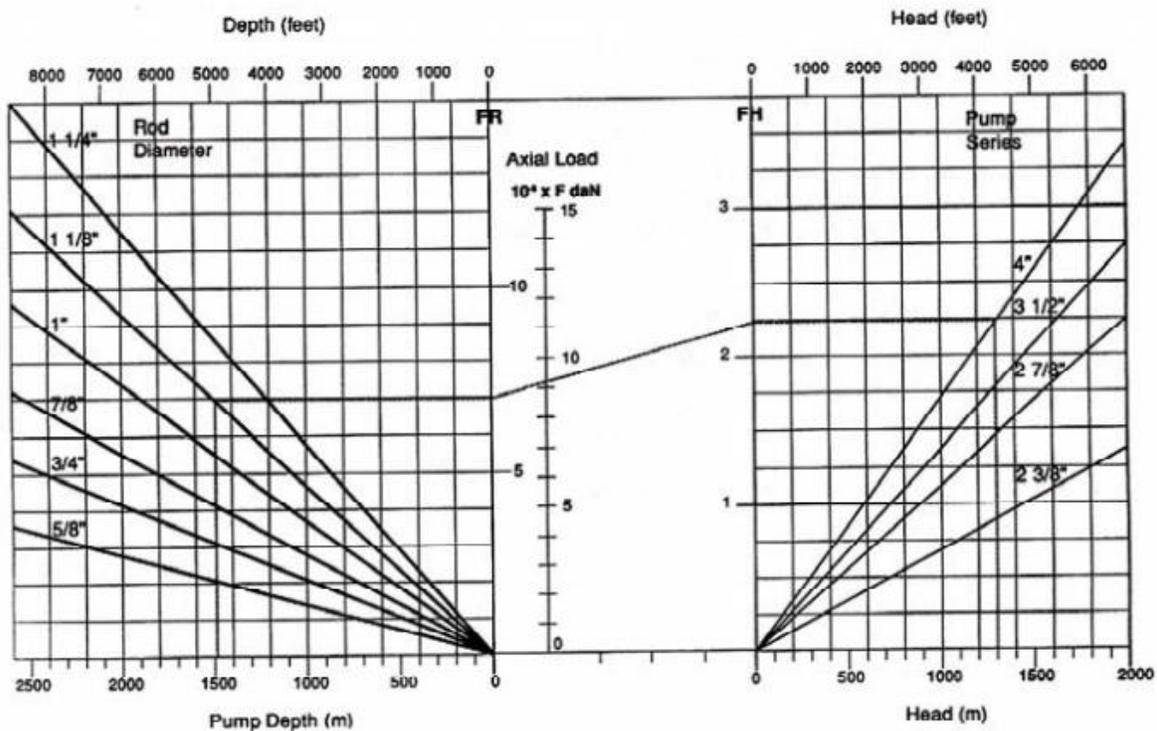


Figura. 5.10. Gráfico para el cálculo de la axial.

La carga axial es la suma de dos componentes:

- El peso aparente de la sarta de varillas en el fluido, el cual es función de:
  - La longitud de la sarta (profundidad de la bomba)
  - El diámetro (o el peso lineal) de las varillas
- El peso ejercido en el rotor por la altura hidráulica, el cual es función de:
  - La altura hidráulica
  - La serie de la bomba (en área neta entre las varillas y el rotor)

La altura hidráulica ejerce su presión en el rotor de la BCP, como lo hace en el pistón de la bomba mecánica.

El peso aparente de la sarta de varillas varía levemente según el peso específico del fluido. Sin embargo estas variaciones de peso son despreciables en comparación con la carga axial total. Por lo tanto y con el fin de simplificar, este peso se puede calcular

tomando el peso específico del fluido igual a  $1 \text{ gr/cm}^3$ . Esto es lo que se ha considerado para diseñar la gráfica anterior.

Esta gráfica consta de tres partes o zonas:

- La zona izquierda permite determinar el peso propio de la sarta (Fr).
- La zona derecha se utiliza para determinar el empuje ejercido por la altura hidráulica en el rotor (Fh).
- La zona central en la cual se suman los dos componentes.

Con los datos del ejemplo:

Profundidad de bomba = 3200 pies.

Diámetro de varillas =  $7/8$  “

Fr = 3500 daN

Altura = 4500 pies

Bomba serie 2-3/8”

Fh = 1000 daN

Carga axial = 4500 daN = 10115 lbs. = 4,6 Tn

Con la carga axial y la velocidad de rotación se utilizan las curvas de los rodamientos de los cabezales de rotación y en función del cabezal elegido, se puede calcular el tiempo de vida.

La selección final debe considerar el factor económico ya que elegir un cabezal con rodamientos para servicio pesado para operar a baja velocidad y baja carga podría durar mucho tiempo, pero estaría subutilizado.

Seleccionando el cabezal de rotación modelo AV1-9-7/8”, con 4,6 Tn de carga axial y girando a 145 r.p.m., se obtiene una duración mayor a las 100 mil horas (más de 11 años). Ver Figura 5.11.

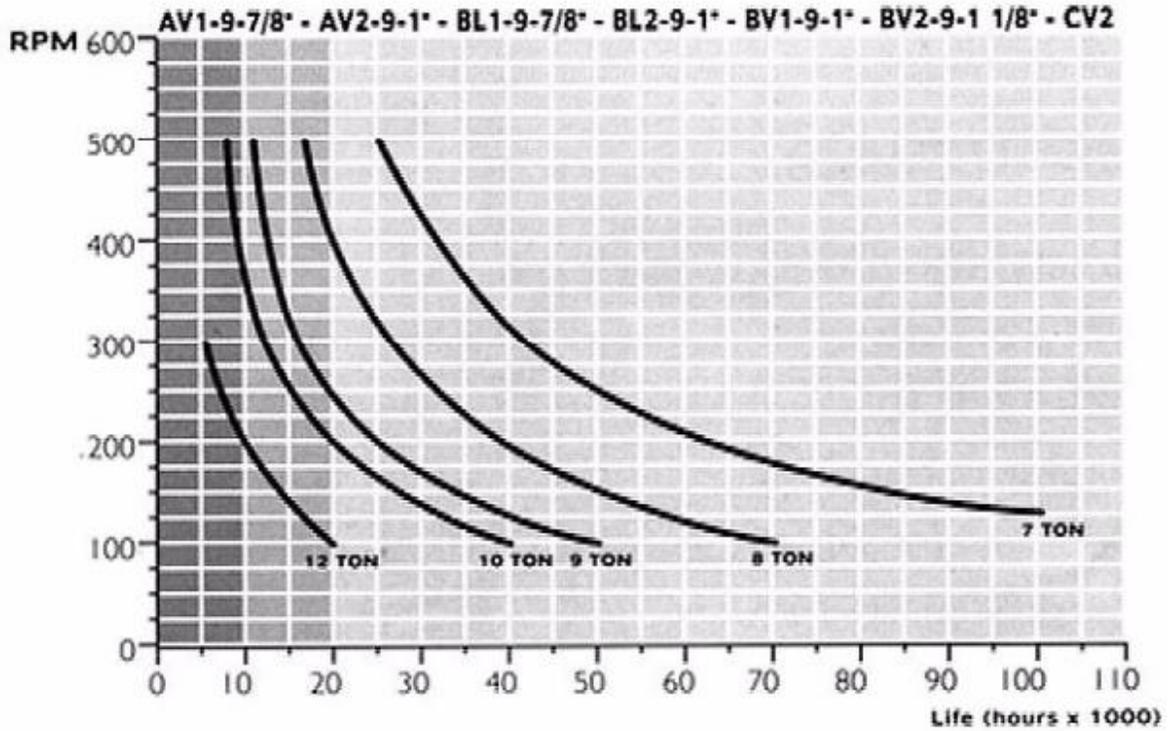


Figura 5.11. Curva L10 cabezales de 9000 lbs.

Ahora suponiendo un cabezal modelo VH-100 con rodamientos de empuje estándar, se obtendría una duración de 600 mil horas. (Ver Figura 5.12.)

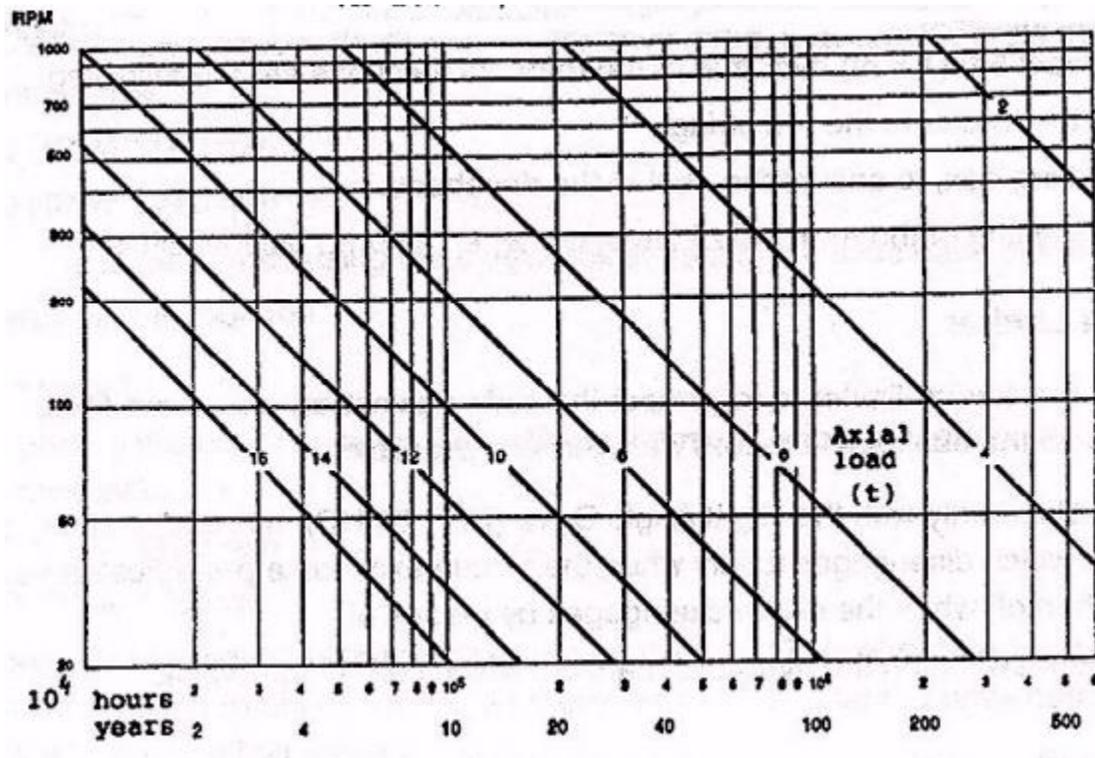


Figura 5.12. Curva L10 cabezal de 33000 lbs.

Finalmente el diseño es el siguiente:

- Bomba modelo 80TP2000 instalada a 3200 pies.
- Tubería de 2-7/8" con varillas de 7/8".
- Velocidad de operación 145 r.p.m.
- Cabezal de rotación de 9000 lbs
- La potencia del motor dependerá del equipo de superficie a utilizar, estos es, moto variador, moto reductor o equipos de poleas y correas.
- La potencia en el eje es de 7,3 Hp
- El torque del sistema 264 lbs-pie.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. La terminación de pozos es el punto intermedio entre la perforación y la producción, es por eso que la correcta selección de su tipo influye por completo en el aprovechamiento de los hidrocarburos, debido a esto es muy importante el análisis integral de las características del yacimiento.
2. Es de gran notoriedad las características particulares de las diferentes regiones petroleras en el país que se mencionan en este trabajo, esto se puede observar al ver los diferentes tipos de terminaciones empleadas para cada uno de los ejemplos mostrados, incluso alguno de ellos con terminaciones muy particulares por ello la necesidad de su correcta selección.
3. Dentro de la terminación, el diseño y selección del diámetro del aparejo de producción es de vital importancia, ya que con esto se pretende prolongar el mayor tiempo posible el fluir del pozo con energía propia del yacimiento, contemplando siempre las intervenciones posteriores a las que pudiera ser sometido el pozo, tales como la inclusión de un sistema artificial de producción.
4. Como se mencionó durante este trabajo, la permeabilidad del medio poroso donde se encuentra alojado el hidrocarburo, fue desarrollada debido a que el valor que nos arrojan los diferentes estudios para estimar esta propiedad son de gran interés ya que nos dice la capacidad que tiene nuestro yacimiento de aportar fluido y es por eso que en algunos casos se toma la decisión de optar por realizar fracturamientos hidráulicos que abren canales de mayor área de flujo.
5. Acompañando a la ecuación de Darcy siempre es importante complementar tomando en cuenta las fuerzas que intervienen en el yacimiento para con ello intentar predecir la forma en que se comportará el fluido, además de agregar un estudio del comportamiento del hidrocarburo a lo largo de la tubería de producción para lograr mejores resultados.

6. Por otra parte el daño es otro punto que debe ser tratado con mucha atención ya que si bien existen diferentes métodos de remoción, la prevención de este en media de lo posible no sólo traerá como consecuencia una mayor rapidez en la puesta a producción del pozo sino un ahorro en los costos derivado de la reducción de tiempos y de la no utilización de los métodos mencionados.
  
7. A pesar de los intentos por no generar daño, debemos tomar en cuenta que las operaciones realizadas son invasivas hacia el yacimiento, tanto por las herramientas usadas como por los fluidos empleados, así el daño se ha vuelto una constante a tratar en todos los pozos, por lo que la remoción de este igualmente debe pasar por un estudio detallado que permita elegir el método correcto para eliminarlo.
  
8. El análisis particular de todos los elementos que intervienen desde el yacimiento hasta la superficie siempre debe ir acompañado del análisis nodal para su estudio en conjunto como sistema único, donde se optimicen cada uno de los partes que lo conforman para su correcto funcionamiento.
  
9. La implementación de un sistema artificial ya sea para incrementar la producción o reactivarla cuando el yacimiento ya no cuenta con la energía suficiente debe venir en el mejor de los casos precedido por un estudio que asegure el mejor resultado posible y en el mejor de los casos tendría que ser contemplado desde la terminación.
  
10. Por último es necesario comentar que todas estas conclusiones y recomendaciones siempre están en función de la disponibilidad de los insumos. Requiriendo del trabajo en conjunto de todas las divisiones de la ingeniería

petrolera e incluso de otras disciplinas donde sea que estas intervengan, siendo todo esto lo más difícil de coordinar en nuestra industria.