



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

***“IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS EN
POZOS PETROLEROS Y
RECOMENDACIONES DE SOLUCIÓN”.***

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

IVAN GONZALEZ NAVA.



DIRECTOR DE TESIS: M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA.

“MÉXICO, D.F., CIUDAD UNIVERSITARIA, 2012”.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

AGRADECIMIENTOS.

Bueno, existen tantas personas y tantas cosas a las cuales debo dar las gracias, que me llevaría un buen rato mencionar las a todas.

En primer lugar, le doy gracias a Dios y a la vida, por permitirme realizar una de tantas metas, pero sin duda, de la cual me siento muy orgulloso, lláqué sin su gracia esto no se hubiera realizado.

Le doy gracias a toda mi familia desde mis abuelos: “Mamá Conchita y Papá Chico”, tíos, primos que siempre me apoyaron y han estado con mígo en la buenas y en las malas, como la gran familia que hemos sido hasta el día de hoy.

Le doy gracias a mi madre: “María Sara Nava”, que siempre ha estado de manera incondicional apoyándome, procurándome en todo momento, demostrándome su inmenso amor de madre; a mi padre: “Jesús González”, que me ha demostrado su amor de padre de una manera tan especial, que ha lo mejor no he sabido valorar pero que siempre ha estado a mí lado, tanto en las buenas como en las malas, cumpliendo como solo el lo sabe hacer.

A mí “Roció” le doy Gracias por su amor, esfuerzo, comprensión y dedicación; además, por darme el mejor regalo que Dios y la vida pueden dar, el cual lleva por nombre “Mateo”, que sin querer es mi razón de ser, de luchar, de perder el miedo y de existir, en pocas palabras el motor de mi vida, si hijo esto también es por tí.

A mis hermanas: “Iris Miriam e Ingrid Aidín” por su cariño, amor y comprensión que siempre me han demostrado.

A mis hermanos: “Irving y Jesús”, por su cariño y amor.

A mis amigos, que sin duda han influido de manera significativa en el logro de esta meta, y que espero me sigan acompañando a lo largo del camino; de manera muy especial al Ing. Ángel Andrade Lobato y su esposa, por su orientación, por las enseñanzas y sobretodo por su amistad y cariño.

A mis compañeros de trabajo, que de manera directa o indirecta me han enseñado a no detener mi camino por difícil que esté sea.

A mi director y asesor de tesis M.I. José Ángel Gómez Cabrera, por brindarme el apoyo y la confianza, para desarrollar este trabajo que formara parte de mi vida profesional.

A la Universidad Nacional Autónoma De México UNAM., en especial a la Facultad de Ingeniería por darme la oportunidad de pertenecer a la mejor Institución del país, espero no defraudar y poder brindar mi apoyo algún día.

Y a todas aquellas personas que formaron parte de mi vida, que de alguna manera aportaron alguna enseñanza.

No me queda más que decir, ¡¡¡Gracias, mil Gracias!!!

Atentamente

Iván González Nava.





ÍNDICE.	5
ÍNDICE DE FIGURAS.	10
RESUMEN.	15
CAPITULO 1.	
INTRODUCCIÓN.	
1.1. ENFOQUE.	18
1.2. CONTRIBUCIONES A LAS OPERACIONES DE LAS COMPAÑÍAS DEL PETRÓLEO.	20
1.3. ESCALA DE TIEMPO EN EL DESARROLLO DEL INGENIERO EN PRODUCCIÓN.	22
1.4. TÓPICOS DE INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN.	23
1.4.1. La productividad del pozo.	24
1.4.2. Terminación del pozo.	27
1.4.3. Estimulación del pozo.	27
1.4.4. Problemas asociados a la producción.	28
1.4.5. Técnicas de solución y trabajo.	29
1.4.6. Sistemas Artificiales de Producción.	30
1.4.7. Procesamiento en superficie.	31
CAPITULO 2.	
CONCEPTOS DE INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN.	
2.1. CONCEPTOS DE AGOTAMIENTO DEL YACIMIENTO.	32
2.1.1. Mecanismos de empuje de un yacimiento.	33
2.1.1.1. Empuje por gas disuelto liberado.	33
2.1.1.2. Empuje por expansión del casquete de gas.	36
2.1.1.3. Empuje por agua.	37
2.1.1.4. Desplazamiento por segregación gravitacional.	39
2.1.1.5. Empuje por compactación.	40
2.1.1.6. Empuje combinado.	41
2.1.2. Agotamiento del yacimiento y conceptos de balance de materia.	41
2.1.2.1. Conceptos generales de balance de materia.	42
2.1.2.2. Forma general de balance de materia.	46
2.1.2.3. Aplicación de balance de materia.	47
2.2. EL SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN.	49
2.2.1. El sistema de producción.	50
2.2.1.1. Descripción general.	50





2.2.1.2. Utilización de la presión del yacimiento.	53
2.2.2. Agregar energía al yacimiento.	55
2.2.2.1. Inyección de fluidos al yacimiento.	56
2.2.2.2. Implementando un sistema artificial de producción.	58
CAPITULO 3.	
COMPORTAMIENTO DE POZOS FLUYENTES.	84
3.1. COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA.	86
3.1.1. Ley de Darcy.	86
3.1.1.1. Ley de Darcy para flujo lineal.	87
3.1.2. Teoría del flujo radial para fluidos incompresibles.	88
3.1.2.1. Flujo radial estacionario para un fluido incompresible.	90
3.1.2.2. Flujo radial semi-estacionario para un fluido poco compresible.	93
3.1.3. La teoría de flujo radial para fluidos compresibles.	97
3.1.3.1. Flujo radial estacionario para un sistema de gas.	98
3.1.3.2. Régimen de flujo semi-estacionario para un sistema de gas.	101
3.1.4. Flujo multifásico dentro del yacimiento.	101
3.1.5. Flujo no Darcyano.	106
3.1.6. Índice de productividad (IP).	106
3.1.6.1. IP para el flujo estacionario incompresible.	107
3.1.6.2. IP para el flujo semi-estacionario de fluido incompresible.	107
3.1.6.3. IP para yacimientos de gas en régimen de flujo estacionario.	107
3.1.7. Perturbaciones de la teoría de flujo radial para flujo de una sola fase.	108
3.2. FUNDAMENTOS DE FLUJO A TRAVÉS DE TUBERÍAS.	111
3.2.1. Derivación de la ecuación fundamental de flujo en tuberías.	111
3.2.1.1. Principio de conservación de la energía.	111
3.2.1.2. El factor de fricción.	115
3.2.2. Características del flujo monofásico	116
3.2.2.1. Flujo de gas seco.	120
3.2.2.2. Flujo monofásico líquido: aceite o agua	122
3.2.3. Conceptos de flujo multifásico en pozos verticales e inclinados	123
3.2.3.1. Características de flujo en pozos verticales.	123
3.2.3.2. Características de flujo multifásico en pozos inclinados	129
3.2.3.3. Parámetros de fluidos en flujo multifásico	131
3.2.4. Pronósticos del comportamiento de flujo monofásico.	133
3.2.4.1. Flujo monofásico líquido.	133
3.2.5. Modelos de flujo multifásico.	134
3.2.5.1. Las correlaciones que no consideran el resbalamiento y los regímenes de flujo.	135
3.2.5.2. Las correlaciones que incluyen resbalamiento de fase, pero no los	136





patrones de flujo.	
3.2.5.3. Las correlaciones que consideran el resbalamiento y el régimen de flujo.	136
3.2.6. Correlaciones para pozos inclinados.	136
3.2.6.1. Uso de correlaciones para pérdida de presión en pozos verticales.	137
3.2.6.2. Correlaciones para pozos inclinados.	137
3.2.7. Curvas de gradiente de presión.	138
3.2.8. Optimización del flujo en tuberías.	143
3.2.8.1. Efectos de la relación gas-liquido RGL.	144
3.2.8.2. Efectos del tamaño de la tubería.	146
3.2.8.3. Los efectos de la relación agua-aceite R.A.A.	149
3.3. FLUJO EN ESTRANGULADORES.	150
3.3.1. Funciones de los estranguladores de tubería.	150
3.3.2. Equipo del estrangulador.	151
3.3.2.1. Estrangulador fijo o positivo.	152
3.3.2.2. Válvula de asiento con vástago ajustable.	153
3.3.2.3. Estrangulador de disco giratorio.	154
3.3.3. Características del estrangulador de flujo.	155
3.3.3.1. Comportamiento del flujo y distribución.	155
3.3.3.2. Flujo crítico a través del estrangulador.	156
3.3.4. Correlaciones de flujo en el estrangulador.	159
3.3.4.1. Flujo monofásico.	159
3.3.4.2. Flujo multifásico a través del estrangulador.	159
3.4. OPTIMIZACIÓN Y COMPORTAMIENTO DE FLUJO EN LA TERMINACIÓN DE POZOS.	163
3.4.1. Relacionando la afluencia y el comportamiento de la tubería.	163
CAPITULO 4.	
INTERVENCIÓN O REPARACIÓN DE POZOS.	169
4.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE UNA REPARACIÓN DE POZO.	169
4.2. TIPOS DE INTERVENCIÓN.	171
4.2.1. Problemas en el interior de la tubería.	171
4.2.2. Problemas en la recuperación de la tubería.	171
4.3. TÉCNICAS Y EQUIPOS DE REPARACIÓN DE POZOS.	172
4.3.1. Operaciones a través del interior de la tubería de producción.	172
4.3.2. Equipo de recuperación de tubería.	176
4.3.2.1. Unidad concéntrica de reparación de pozos.	176
4.4. SELECCIÓN DEL ARREGLO DE REPARACIÓN DEL POZO.	178
4.5. BENEFICIOS DE LA REPARACIÓN DEL POZO.	179
4.5.1. Acelerar la producción de ingresos.	179





4.5.2. Beneficio económico.	179
4.5.2.1. Medidas absolutas de rentabilidad.	180
4.6. MEDIDAS QUE CONSIDERAN EL TIEMPO DE EVALUACIÓN DEL FLUJO DE EFECTIVO.	181
CAPITULO 5.	
IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS Y RECOMENDACIONES DE SOLUCIÓN.	183
5.1. INTRODUCCIÓN. A LA FUENTE DE LOS PROBLEMAS DEL POZO.	183
5.1.1. Problemas asociados al yacimiento.	184
5.1.2. Los problemas de la productividad o inyectabilidad.	185
5.1.3. Consideraciones en el manejo del yacimiento.	192
5.1.2. Problemas asociados a la terminación.	194
5.1.2.1. Malfuncionamiento o daño del equipo de terminación.	194
5.1.2.2. Consideraciones para el rendimiento de los sistemas artificiales de producción.	197
5.1.3. Problemas del pozo.	198
5.1.3.1. Fallas mecánicas.	199
5.1.3.2. Modificación o rediseño.	200
5.1.3.3. Abandono.	200
5.2. RESPUESTAS A LOS PROBLEMAS DEL POZO.	201
5.2.1. Problemas en el yacimiento.	201
5.2.1.1. Consideraciones de productividad / inyectabilidad.	201
5.2.1.2. Problemas de manejo del yacimiento.	207
5.2.2. Problemas asociados a la terminación.	209
5.2.2.1. Consideraciones del equipo.	209
5.2.2.2. Consideraciones para el bombeo.	210
5.2.3. Problemas y reparación del pozo.	216
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	217
BIBLIOGRAFÍA.	219





LISTA DE FIGURAS

Figura		Pág.
CAPITULO 1.		
INTRODUCCIÓN.		
1.1	<i>Elementos del sistema integral de producción.</i>	19
1.2	<i>Fases económicas del desarrollo de campo e ingreso de la ingeniería de producción.</i>	21
1.3	<i>Tópicos de la tecnología de producción.</i>	24
1.4	<i>El sistema de producción.</i>	25
CAPITULO 2.		
CONCEPTOS DE INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN.		
2.1	<i>Empuje por gas disuelto liberado tanto al inicio como en la última etapa de producción.</i>	34
2.2	<i>Comportamiento del empuje de gas disuelto en el yacimiento.</i>	35
2.3	<i>Comportamiento del empuje por casquete de gas en el yacimiento, impacto considerable por el casquete de gas.</i>	37
2.4	<i>Empuje por entrada de agua al yacimiento.</i>	38
2.5	<i>Parte inferior del empuje de agua del yacimiento.</i>	38
2.6	<i>Comportamiento de un pozo con empuje de agua.</i>	39
2.7	<i>El proceso de empuje por gravedad.</i>	40
2.8	<i>El proceso de empuje por compactación.</i>	41
2.9	<i>Mantenimiento ideal de presión en el yacimiento: balanceando la inyección de fluidos y producción.</i>	44
2.10	<i>Fluidos producidos in-situ por expansión.</i>	45
2.11	<i>Forma generalizada de balance de materia.</i>	46
2.12	Descripción general de balance de materia.	46
2.13	<i>El sistema integral de producción.</i>	51
2.14	<i>El sistema de flujo del pozo al separador.</i>	52
2.15	<i>Los beneficios de la inyección de fluidos para mantener la producción.</i>	57
2.16	Sistema de bombeo Neumático.	60
2.17	<i>Optimización del índice de gas.</i>	61
2.18	<i>Aparejo de bombeo electrocentrífugo sumergido.</i>	64
2.19	<i>Sistema de bombeo hidráulico.</i>	66
2.20	<i>Circuito abierto.</i>	67
2.21	<i>Circuito cerrado.</i>	67
2.22	<i>Arreglos para bombas subsuperficiales.</i>	69
2.23	<i>Bomba tipo pistón.</i>	70
2.24	<i>Bomba tipo Jet.</i>	71





2.25	<i>Sistema de bombeo mecánico.</i>	73
2.26a	<i>Geometrías de la unidad de bombeo mecánico.</i>	74
2.26b	<i>Geometrías de la unidad de bombeo mecánico.</i>	74
2.27	<i>Unidad de bombeo convencional.</i>	75
2.28	<i>Unidad de bombeo mecánico Mark II.</i>	76
2.29	<i>Unidad de bombeo mecánico aerobalanceada.</i>	77
2.30	<i>Unidad de bombeo de cavidades progresivas.</i>	79
2.31	<i>Bomba de cavidades progresivas.</i>	80
2.32	<i>Paso del rotor y del estator.</i>	80
2.33	<i>Paso del flujo a través de las cavidades del rotor y estator.</i>	81
2.34	<i>Tipos de geometrías BCP.</i>	82

CAPITULO 3.

COMPORTAMIENTO DE POZOS FLUYENTES.

3.1	<i>Modelo de afluencia radial.</i>	89
3.2	<i>Nomenclatura para el flujo ideal cilíndrico</i>	90
3.3	<i>Comportamiento de la gráfica de presión para flujo radial.</i>	92
3.4	<i>Gráfica del Índice de productividad de una sola fase, fluido incompresible.</i>	93
3.5	<i>Modelo para régimen semi-estable con límites cerrados.</i>	94
3.5a	<i>La producción de fluidos en el radio "r" es proporcionada por la expansión del sistema roca/fluido del yacimiento entre el radio "r" y el límite exterior.</i>	94
3.6a	<i>Graficas de comportamiento de afluencia de un pozo de gas.</i>	101
3.6b	<i>Grafica P^2 del comportamiento de un pozo de gas.</i>	101
3.7	<i>Curva de permeabilidad relativa de gas-aceite.</i>	103
3.8	<i>Relación del comportamiento de la afluencia para un empuje de gas en solución (Vogel).</i>	104
3.9a	<i>Gasto de la producción con una presión inicial por encima del punto de burbuja.</i>	105
3.9b	<i>Presión inicial del yacimiento por debajo del punto de burbuja.</i>	105
3.10	<i>Perturbaciones en la teoría de flujo radial.</i>	109
3.11	<i>Efectos del daño p_{wf}.</i>	110
3.12	<i>Desvió y orientación del pozo.</i>	114
3.13	<i>Factores de fricción para cualquier tipo de tubería comercial diagrama de Moody.</i>	119
3.14	<i>Grafica de presión y temperatura de un pozo con flujo de aceite y gas.</i>	120
3.15	<i>La fase de gas individual y la pérdida de presión de la tubería.</i>	121
3.16	<i>Flujo líquido incompresible en la tubería.</i>	123
3.16a	<i>Flujo multifásico en la tubería.</i>	124
3.17	<i>Mapa de patrones de flujo para una mezcla de agua/gas.</i>	127
3.18	<i>Mapa de patrones de flujo para una mezcla de agua-aceite.</i>	128





3.19	<i>Patrones de flujo en tuberías horizontales.</i>	131
3.20	<i>Representación de las curvas de presión vs. Profundidad de Gilbert's.</i>	139
3.21	<i>Normalización de las curvas de Gilbert.</i>	140
3.22	<i>Profundidad aproximada de un gradiente de presión para una tubería de 2.875 pg.</i>	141
3.23	<i>Predicción de la presión de fondo de pozo fluyente.</i>	142
3.24	<i>Pérdida de presión en función de la producción de varios gastos gas/liquido, índices de (Gilbert).</i>	145
3.25	<i>Perdidas de presión en función de los gastos gas/liquido en varios gastos de producción (Gilbert).</i>	145
3.26	<i>El efecto del índice de flujo según las pérdidas de presión en flujo vertical: varios tamaños de tubería. Baja RGL (Gilbert).</i>	146
3.27	<i>El efecto del índice de flujo según las pérdidas de presión en flujo vertical: varios tamaños de tubería. Alta RGL (Gilbert).</i>	147
3.28	<i>Pérdida de presión en flujo vertical por el efecto del diámetro de la tubería: varios índices de flujo (Gilbert).</i>	148
3.29	<i>Pérdida de presión en flujo vertical por el efecto del diámetro de la tubería: varios índices de flujo.</i>	148
3.30	<i>Presión de fondo del pozo vs. Índice para un pozo de gasto alto con 0.1% de corte de agua.</i>	149
3.31	<i>Presión de fondo del pozo vs. Índice para un corte de agua de 25%.</i>	150
3.32	<i>Estrangulador fijo.</i>	152
3.33	<i>Estrangulador ajustable.</i>	153
3.34	<i>Estrangulador de disco ajustable.</i>	154
3.35	<i>Modelo de flujo del estrangulador.</i>	155
3.36	<i>Relación de presión corriente abajo a corriente arriba.</i>	157
3.37	<i>Velocidades de la mezcla gas/aceite a través del estrangulador.</i>	158
3.38	<i>Correlación para el comportamiento del estrangulador de Gilbert's.</i>	161
3.39	<i>Diagrama de comportamiento del estrangulador (después de Achong).</i>	162
3.40	<i>Aproximación simplificada para la evaluación de la presión de fondo fluyente.</i>	165
3.41	<i>Evaluación del índice de flujo operacional.</i>	165
3.42	<i>Gastos de operación para diferentes tamaños de estranguladores.</i>	167
3.43	<i>Tamaño de la tubería con el método 1.</i>	168

CAPITULO 4.

INTERVENCIÓN O REPARACIÓN DE POZOS.

4.1	<i>Metodología para la conducción y planeación de la reparación del pozo.</i>	170
4.2	<i>Esquema de instalación de la tubería flexible.</i>	174
4.3	<i>Arreglo hidráulico de reparación del pozo.</i>	177
4.4	<i>Periodo de reembolso.</i>	180
4.5	<i>Tasa interna de retorno.</i>	181
4.6	<i>Grafica idealizada de la reparación de un pozo.</i>	182



**CAPITULO 5.****IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS Y RECOMENDACIONES DE SOLUCIÓN.**

5.1	<i>La fuente de los problemas del pozo.</i>	184
5.2	<i>Problemas relacionados con el yacimiento.</i>	185
5.3	<i>Historial de producción para un empuje de gas en solución en el yacimiento.</i>	188
5.4	<i>Fenómeno de conificación de agua.</i>	191
5.5	<i>Fenómeno de cono de gas.</i>	191
5.6	<i>Procesos relacionados con la terminación.</i>	197
5.7	<i>Problemas relacionados con el pozo.</i>	199
5.8	<i>Opciones para mejorar el comportamiento de flujo limitado a través de perforaciones.</i>	202
5.9	<i>Opciones para mejorar productividad de las limitaciones del yacimiento.</i>	204
5.10	<i>Opciones para el control de arenas.</i>	206
5.11	<i>Opciones para cambiar la ubicación del drene.</i>	207
5.12	<i>Gráfica del comportamiento ideal del pozo.</i>	210
5.13	<i>Consecuencia del cambio en la IPR.</i>	211
5.14	<i>Consecuencias en el cambio de la relación gas-aceite.</i>	211
5.15	<i>Consecuencias en el aumento del corte de agua.</i>	212
5.16	<i>Impacto en el tamaño óptimo de la tubería con aumento de corte de agua.</i>	213
5.17	<i>Opciones para la implementación.</i>	214
5.18	<i>Consideraciones en la aplicación del bombeo artificial.</i>	216





RESUMEN.

CAPITULO 1. INTRODUCCIÓN.

La ingeniería de producción es una disciplina amplia y diversa, íntimamente asociada con el mantenimiento, operación y manejo de los pozos. Es muy importante para el éxito económico de los campos en desarrollo.

Como disciplina interactúa con la perforación, comportamiento de pozos, comportamiento de yacimientos, ingeniería de yacimientos, así como también con especialistas en la intervención de pozos. Es una profesión dirigida con responsabilidad pero está basada en un entendimiento integral del comportamiento del yacimiento y los sistemas de ingeniería.

CAPITULO 2. CONCEPTOS DE INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN.

En esta sección hemos considerado los conceptos generales del comportamiento de las reservas y también de la productividad. Los puntos clave son:

- La recuperación del yacimiento y la velocidad de producción están controlados por el mecanismo de empuje del yacimiento.
- La producción del yacimiento puede ser maximizada optimizando la caída de presión del sistema.
- La constancia de los índices de producción se puede lograr mediante la inyección de fluidos.
- Los sistemas artificiales de producción pueden mantener o aumentar los índices de producción.
- El bombeo de gas reduce la pérdida de presión por carga hidrostática.
- Las bombas ayudan proporcionan energía adicional al pozo para los fluido llegar a la superficie.

El diseño del pozo es crucial para controlar el flujo de fluidos en el pozo, así como, su retención en el yacimiento y por lo tanto maximizar la recuperación de hidrocarburos.





CAPITULO 3. COMPORTAMIENTO DE POZOS FLUYENTES.

En este capítulo hemos revisado el principio básico de pozos con producción por flujo natural.

Nuestro punto de partida fue la presión del yacimiento y su caída a través del sistema de producción, tal como se define en el **Capítulo 2**. El uso de la Ley de *Darcy* fue discutido en particular, su aplicación en las coordenadas radiales. La respuesta del sistema al agotamiento se definió por dos modelos, el modelo de régimen estacionario en el que no se produce el agotamiento y el régimen semi o pseudo estacionario en el que se cerró el límite exterior.

Inicialmente se consideró para el flujo monofásico en el caso de fluidos incompresibles, tales como líquidos, que aproximadamente tienen una viscosidad y densidad constante. En el caso de fluidos ligeramente compresibles, tales como aceite volátil y el gas, fueron considerados.

El concepto de Índice de Productividad (**IP**), se presentó como una muestra de la caracterización y capacidad de suministro del pozo. Tanto para los fluidos incompresibles y ligeramente compresibles, se demostró que la **IP** se mantuvo constante en un amplio rango de condiciones. Sin embargo, para el gas estaba claro que el **IP** continuamente disminuiría con la reducción de la presión de poro. En el caso de flujo multifásico en el yacimiento, es particularmente relevante para el empuje de gas en solución en el yacimiento y la física del proceso de producción se discutió. La mayoría de las pérdidas de presión en los pozos de aceite son atribuibles a las pérdidas en la sarta de producción. La caída de presión en la tubería fue revisada con respecto al balance de energía. Los conceptos físicos de flujo multifásico en tuberías se presentó haciendo hincapié en conceptos tales como: patrones de flujo, el resbamiento y colgamiento.

La representación de las graficas de presión de fondo, mediante curvas de gradiente y su utilización en la predicción de los requerimientos de la presión de fondo del pozo y el rango de operación, fue resumido a través de la relación del comportamiento de la tubería.

La necesidad de estranguladores fue presentada como un medio de control de producción. El tamaño y el comportamiento de los estranguladores son obtenidos por un número de correlaciones que fue discutido.

Finalmente, la integración del pronóstico tanto de los requerimientos del comportamiento como de la afluencia fueron considerados, para determinar y seleccionar los tamaños de la tubería así como la optimización y diseño del pozo.





CAPITULO 4. INTERVENCIÓN O REPARACIÓN DE POZOS.

En esta sección hemos revisado las operaciones de reparación o intervención del pozo. En general, los siguientes puntos deben ser revisados.

- (1) La intervención puede llevarse a cabo a través de la tubería o exigir la recuperación de la tubería en función de la naturaleza del problema.
- (2) Existe un rango de alternativas de solución para la mayoría de los problemas.
- (3) Estamos manejando un pozo vivo, por lo tanto la seguridad, la protección de la productividad y el índice de la inyectabilidad son consideraciones importantes.
- (4) Los datos son esenciales para el diagnóstico de problemas, así como la recopilación y evaluación de opciones tanto técnica como económica.

CAPITULO 5. IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS Y RECOMENDACIONES DE SOLUCIÓN.

En esta sección hemos revisado las fuentes de problemas potenciales dentro del sistema de producción, que a su vez se dividen en categorías:

- Problemas de pozo.
- Problemas de yacimiento.
- Problemas asociados a la terminación.

En cada una de estas categorías se detalla la problemática que se presenta a lo largo de la vida productiva del yacimiento, así como la manera de afrontar y resolver dichos problemas.





CAPITULO 1.

INTRODUCCIÓN.

INTRODUCCIÓN A LA INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN.

El objetivo del ingeniero de producción es muy amplio. En la actualidad dentro de las empresas que operan en la industria del petróleo, el papel y la responsabilidad del ingeniero de producción varían entre las empresas, pero en términos generales es responsable del sistema de producción.

1.1. ENFOQUE.

El sistema integral de producción, básicamente es un sistema compuesto que describe el proceso de producción e incluye los siguientes componentes principales:

- (1) El yacimiento.- su capacidad productiva y sus características dinámicas de producción más allá de la vida concebida de desarrollo.
- (2) El agujero barrenado o perforado del pozo.- el intervalo de producción, el colector de aceite y fluidos en el pozo.
- (3) Conducto de producción.- incluye la tubería de producción y los componentes, herramientas de producción.
- (4) El cabezal del pozo.- árbol de navidad o árbol de válvulas y las tuberías de carga.
- (5) Instalaciones de tratamiento.

Estos son mostrados en la Figura 1.1.



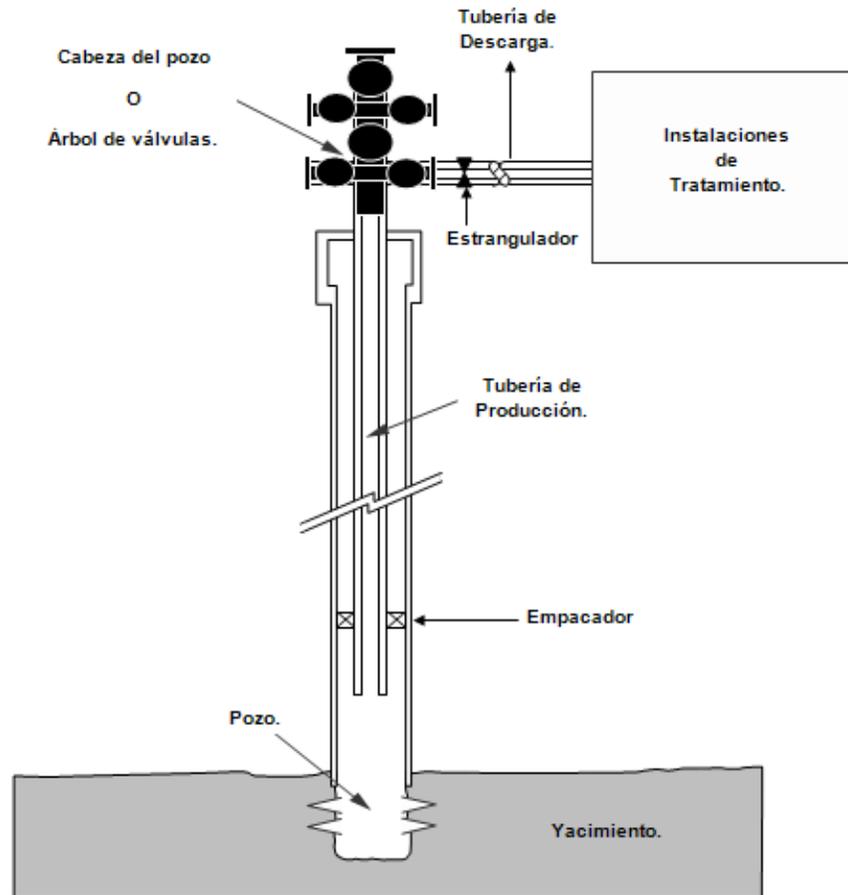


Figura 1.1. Elementos del sistema integral de producción.

De la definición anterior se puede observar que las responsabilidades de la Ingeniería de Producción incluyen principalmente los aspectos del sistema del subsuelo, pero pueden extenderse a algunas de las instalaciones de la superficie y a la capacidad de tratamiento, dependiendo de la compañía de operación.

El objetivo del ingeniero de producción es lograr un rendimiento óptimo del sistema de producción, para lograr esto el ingeniero debe entender totalmente las características químicas y físicas de los fluidos, los cuales van a ser producidos y también de los sistemas de ingeniería que serán utilizados para controlar la producción e inyección eficiente y segura de fluidos. La importancia de los procesos químicos en la producción ha sido reconocida recientemente. Está claro que los procesos físico-químicos que tienen lugar en la producción de fluidos pueden tener un impacto en la economía del proyecto, en la capacidad de producción y en la seguridad del pozo. Las principales disciplinas que están involucradas en la ingeniería de producción son:



**(1) Ingeniería de producción.**

Flujo de fluidos.

Dinámica de yacimientos.

Diseño de equipo, instalación, operación y diagnóstico de fallas.

(2) Caracterización del pozo.

Los fluidos.- Producidos, inyectados y tratamiento de fluidos.

La Roca.- Mineralogía, propiedades físicas y químicas, resistencia de la roca y respuesta al flujo de fluido.

1.2. CONTRIBUCIÓN A LAS OPERACIONES DE LAS COMPAÑÍAS DEL PETRÓLEO.

La Ingeniería de producción contribuye substancialmente como una de las funciones técnicas principales dentro de la operación de una compañía y en particular, a su rendimiento económico y flujo de efectivo. Como cualquier riesgo comercial, el incentivo global será para maximizar el provecho económico y es en este contexto que las operaciones por las cuales el ingeniero de producción es el responsable. Los objetivos de una compañía de operación podrían ser clasificados con respecto a dos controladores complementarios de negocios, es decir, (a) maximizar la magnitud de la aceleración de flujo de efectivo y (b) la minimización de costo en términos de costo/barriles, es decir, la minimización del costo no es recomendable.

(1) Flujo de efectivo.

Los objetivos principales serian idealmente para maximizar tanto el flujo de efectivo, así como las reservas recuperables. Esto requerirá normalmente mantener el pozo en un estado operacional, para lograr:

- a) Índices de máxima producción.
- b) Longevidad del máximo económico.
- c) Disminución de tiempo.

Como se muestra en la Figura 1.2.



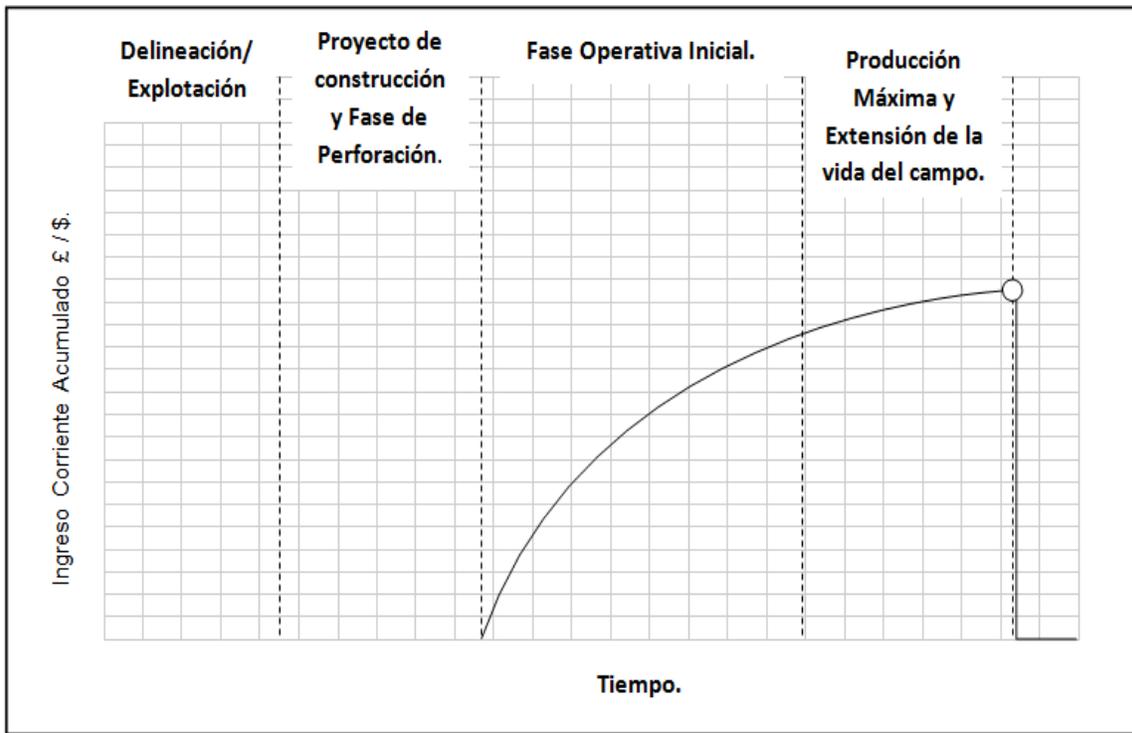
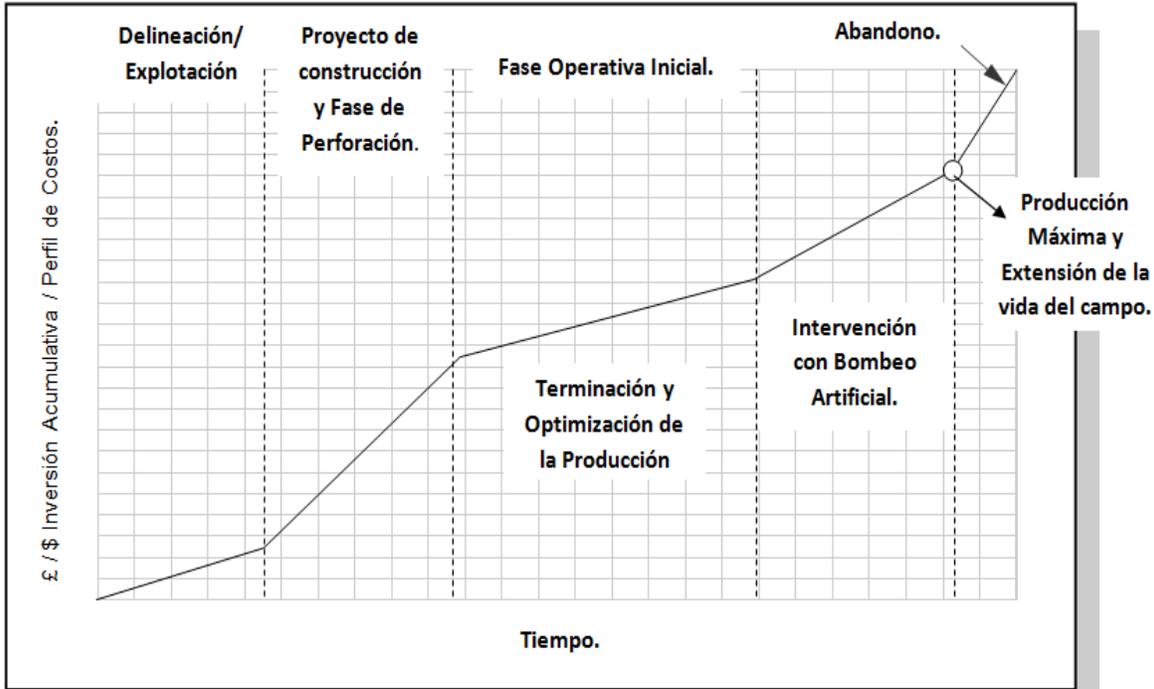


Figura 1.2. Fases económicas del desarrollo de campo e ingreso de la ingeniería de producción.





(2) Costos.

En esta categoría habría costos fijos y directos; los costos fijos siendo estos por el manejo de la operación, y los costos directos o variables asociados con el nivel de producción y la naturaleza de los problemas de operación. Los costos de este último, se define en términos de costo por barril de petróleo producido. En esta base, el ingeniero de producción busca:

- i. Minimizar los costos de capital.
- ii. Minimizar los costos de producción.
- iii. Minimizar los costos de tratamiento.
- iv. Minimizar los costos de reparación del pozo.

De lo anterior, la mayor parte de las operaciones de las cuales el ingeniero de producción es responsable o tiene mayor responsabilidad, su principal prioridad es la de asegurar que las operaciones de la compañía sean seguras, eficientes y de provecho económico.

1.3. ESCALA DE TIEMPO EN EL DESARROLLO DEL INGENIERO DE PRODUCCIÓN.

La tendencia en las operaciones de las compañías es asignar tareas a equipos especialistas en campos, grupos de pozo o pozos individuales por ejemplo; grupo de campo o equipos calificados. Además hay grupos o individuos especialistas que proveen experiencia técnica específica. Esto asegura que haya un desarrollo amplio y continuo para el campo y pozos en desarrollo.

El ingeniero de producción está involucrado en el diseño inicial del pozo y tendrá interés en las operaciones de adiestramiento desde el momento en que el yacimiento es penetrado. Además, sus contribuciones duraran toda la vida productiva del pozo hasta el momento del abandono. Las contribuciones en orden cronológico para el desarrollo y las operaciones del pozo son las que se muestran en la Tabla 1.1.





FASE.	CONTRIBUCIÓN/ ACTIVIDAD.
Perforación.	Diseño de la tubería de revestimiento. Selección de fluidos de perforación.
Terminación.	Diseño / Instalación de la sarta de terminación.
Producción.	Monitoreo del pozo y eficiencia de la terminación.
Reparación / Estimulación.	Diagnostico / recomendaciones / Instalación de nuevos y mejorados sistemas de producción.
Optimización	Identificación de falla / búsqueda de posibles técnicas y tecnología.
Abandono.	Identificar a los candidatos y los procedimientos.

Tabla 1.1. Desarrollo y operaciones del pozo.

1.4. TÓPICOS DE INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN.

La ingeniería de producción es a la vez un área compleja y diversa. Con el desarrollo actual de la industria del petróleo el enfoque de la ingeniería continúa expandiéndose y siempre aumenta en profundidad y complejidad. Sin embargo, es posible identificar varias áreas claves dentro de la ingeniería de producción, es decir:

- 1) Productividad del pozo.
- 2) Terminación del pozo.
- 3) Estimulación del pozo.
- 4) Problemas asociados a la producción.
- 5) Técnicas de estimulación y reparación de pozos.
- 6) Bombeo artificial / mejoramiento de la productividad.
- 7) Procesos superficiales.

Esto constituye las facetas de la ingeniería de producción, como se muestra en la Figura 1.3.



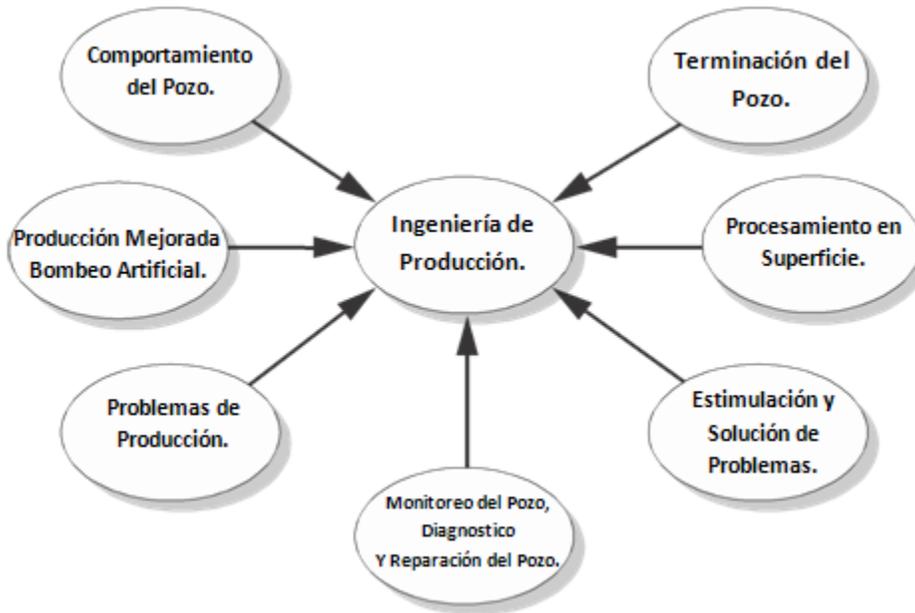


Figura 1.3. Tópicos de la ingeniería de producción.

Considere cada uno de estos en turno.

1.4.1. La productividad del pozo.

Un yacimiento de gas o de aceite contiene fluidos hidrocarburos compresibles a una elevada presión y temperatura, como tal, el fluido se almacena acumulando una energía considerable de compresión. La producción eficiente de los fluidos de un yacimiento requiere de una efectiva disipación de esta energía a través del sistema de producción. La utilización óptima de esta energía es una parte esencial del éxito en el diseño de la terminación del campo en desarrollo, y finalmente económico. En caso necesario y económico, este proceso puede mejorarse con el apoyo del sistema artificial de producción: bombeo neumático, bombeo mecánico.

La productividad del sistema depende de la pérdida de presión, la cual ocurre en varias áreas del sistema de flujo, es decir:

- El yacimiento.
- La perforación del pozo.
- La sarta de producción.
- El estrangulador.
- La línea de flujo.
- El separador.





Estos son mostrados en la Figura 1.4. Bajo condiciones naturales de flujo la presión del yacimiento debe proveer la energía para operar el sistema, es decir, todas las caída de presión en el sistema.

$$P_R = \Delta P_{SISTEMA} + P_{SEP}$$

Dónde:

P_R = Presión del yacimiento.

$\Delta P_{SISTEMA}$ = Perdidas de presión total en el sistema.

P_{SEP} = Presión del separador.

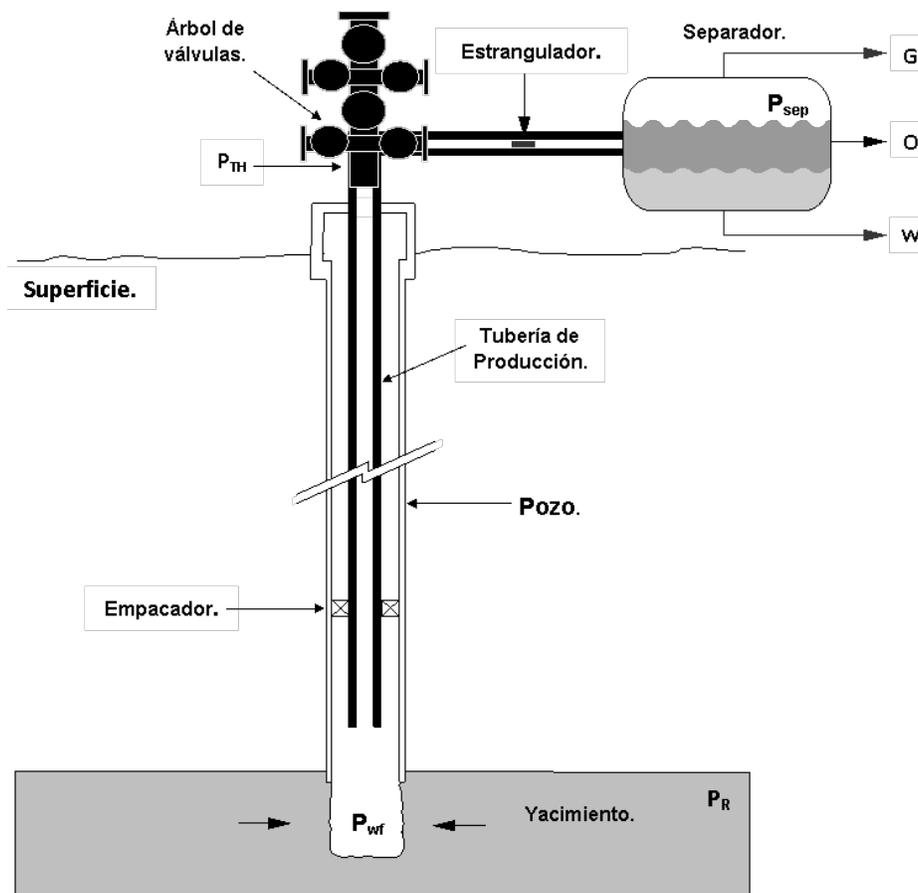


Figura 1.4. El sistema de producción.





La distribución óptima de la energía entre las diversas áreas representa una importante carga en la rentabilidad de un diseño de pozo, y por lo tanto en los costos de producción.

La caída de presión la cual ocurre a través del yacimiento, ΔP_{RES} se define como comportamiento de afluencia del pozo o **IPR**. La caída de presión en la tubería es causada por la placa y el agujero del pozo, ΔP_{TBG} , es lo que ocurre en el bombeo de fluidos del yacimiento hacia la superficie y es conocido como el comportamiento de elevación vertical, **VLP** o la relación de comportamiento de la tubería o **TPR**.

Por ejemplo, para el flujo natural $R = \Delta P_{RES} + \Delta P_{TBG} + P_{TH}$

Dónde:

P_{TH} = Presión en la cabeza del pozo.

La caída de presión a través del yacimiento, en la tubería de producción y en estrangulador son índices dependientes, por lo tanto están relacionados para definir el medio por el cual se puede optimizar la producción de los fluidos del yacimiento.

En algunos casos habrá limitaciones significativas en la medida en que podemos optimizar la disipación de la energía. Estos son los siguientes:

- (1) **Límite de la presión del yacimiento-** En los casos en que la presión del yacimiento es limitada, puede que no sea factible alcanzar una tasa de producción significativa y económica del pozo. En tales casos puede ser necesario ayudar al mantenimiento de la presión del yacimiento, detener la baja producción, utilizando gas o agua para el mantenimiento de la presión o un posible sistema de represión. Como alternativa, el uso de alguna técnica del sistema artificial de producción para compensar algunos requerimientos del bombeo vertical, permitiendo una mayor reducción de presión que se aplicara en el yacimiento y así aumentar la capacidad de producción del sistema, para que pueda ser implementado.
- (2) **Presión mínima en superficie-** Al llegar a la superficie, los fluidos hidrocarburo pasan a través de un estrangulador y subsecuentemente al sistema de procesamiento donde los fluidos serán separados, tratados y medidos. Para que sea posible dirigir a los fluidos por este proceso de separación, es necesario que cuenten con la energía necesaria para el proceso en sí, será necesario tener un mínimo de presión en superficie, la cual estará basada en la presión requerida para la operación del separador. El nivel de la presión con la que opera el separador dependerá de la





dificultad física con la que las fases son separadas. En muchos casos la mezcla será acelerada para atravesar una serie de separadores.

1.4.2. Terminación del pozo.

Históricamente la mayoría de las actividades de la ingeniería de producción han estado relacionadas con la ingeniería y la instalación del equipo de terminación del fondo del pozo. La sarta de terminación es un componente crítico del sistema de producción y para ser efectiva, debe ser, de diseño e instalación eficiente, para movimientos a presiones más altas y áreas de desarrollo más hostiles. El capital de costos actual de la tubería de terminación, ha llegado a ser de suma importancia en proporción al costo total del pozo, y por lo tanto, es digna de mayor consideración técnica y optimización. El proceso de terminación se puede dividir en varias áreas clave las cuales requieren ser definidas incluyendo:

- (1) Los fluidos que serán utilizados para llenar el pozo durante los procesos de terminación deben ser identificados, esto requiere que la función de los fluidos y las propiedades requeridas sean específicas.
- (2) La terminación debe de considerar y especificar como entraran los fluidos al pozo y a la formación, si el pozo será abierto o si existe una tubería de revestimiento, la cual necesitara ser perforada subsecuentemente para permitir la entrada de fluido por un número determinado de puntos del yacimiento al pozo.
- (3) El diseño de la tubería de terminación en si debe proveer la capacidad de contenido requerido, para permitir a los fluidos fluir a la superficie con una pérdida mínima de presión. Además, sin embargo, será crucial que la tubería fuera capaz de presentar varias funciones, las cuales pueden estar relacionadas a la seguridad, control, monitoreo, etc. En muchos casos la terminación debe proveer la capacidad de expansión del yacimiento. La tubería de terminación debe considerar las contingencias y cambios en las características de los fluidos de producción, así como permitir las operaciones de mantenimiento que pueden llevarse a cabo, por ejemplo, la sustitución de válvulas, etc.

1.4.3. Estimulación de pozos.

La productividad natural de un pozo surge del estado comprimido de los fluidos, su movilidad y las propiedades de flujo de la roca, sobre todo en términos de permeabilidad. En algunos casos los yacimientos pueden contener importantes





reservas de hidrocarburos, pero el grado de interconexión de la porosidad y la facilidad con que los fluidos pueden fluir a través de la roca, puede ser muy pobre. En tales casos, podría ser benéfico estimular la capacidad de producción del pozo. Las técnicas de estimulación tienen por objeto:

- (1) Mejorar el grado de interconexión entre el espacio poroso, particularmente por la baja permeabilidad de las rocas vulgares.
- (2) Eliminar o remover los obstáculos de flujo, por ejemplo, el daño.
- (3) Proveer un canal conductor hidráulico grande, el cual permitirá al pozo comunicarse con una mayor área del yacimiento.

En general, hay cuatro técnicas principales, las son:

- (1) **Fracturamiento hidráulico** – Los líquidos se inyectan a un ritmo elevado y a una presión que exceda la presión de fractura deformación. La roca mecánicamente producirá un "crack". Para evitar el cierre de la fractura se mantiene abierta con un material granular. Esta técnica aumenta el radio de drene del pozo.
- (2) **Acidificación matricial** – Este proceso se lleva a cabo a presiones debajo de la presión de fractura de la formación, y requiere la inyección de ácido al yacimiento para disolver la matriz de la roca o disolver el daño de la formación que ha invadido el espacio poroso de la roca. El principal objetivo de la acidificación matricial es incrementar la conductividad de la roca.
- (3) **Fracturamiento Ácido** – En este proceso el ácido es inyectado por arriba de la presión de fractura de la formación, y crea una fractura. El ácido a continuación agranda los canales de flujo en la superficie de la fractura, en la cual, al final del proceso proveerá profundos canales conductores de fluido.
- (4) **Empacamiento de la Fractura** – Es una fractura hidráulica de penetración profunda y alta penetrabilidad, programada usualmente en formaciones de baja a alta permeabilidad, es abierta y posteriormente cerrada. El proceso es usado para reducir el esfuerzo inducido por el flujo cerca del pozo y en algunos casos puede también limitar o reducir la producción de arena.

Una serie de tratamientos químicos están disponibles para situaciones específicas.

1.4.4. Problemas asociados a la producción.

Actualmente el proceso de producción de hidrocarburos de un pozo es un proceso dinámico, éste es a menudo en términos de los cambios en la roca y en





las características del fluido de producción. Los problemas son frecuentemente encontrados como resultado de:

1. Cambios Físicoquímicos de los fluidos producidos, mientras experimentan una reducción de temperatura y presión como resultado del flujo a través del yacimiento y hasta en el pozo. Esto puede resultar en un depósito de materiales de hidrocarburos pesados, tales como: los asfáltenos y parafinas.
2. Incompatibilidad entre los fluidos del yacimiento con aquellos introducidos en el pozo, el cual puede resultar con daño a la formación, por ejemplo depósitos de sarro o emulsiones.
3. El colapso o avería mecánico de la formación, puede dar lugar a la producción de granos individuales o grupos de arena de la formación con los fluidos producidos.
4. En las formaciones que contienen silicio o polvo de arcilla, estos pueden ser producidos con los hidrocarburos obstruyendo el contacto del yacimiento con el pozo.
5. La corrosión, debido a la naturaleza corrosiva de algunos de los componentes contenidos en el sistema de hidrocarburos, por ejemplo: el ácido sulfhídrico (H_2S), dióxido de carbono (CO_2), etc. Iones clorhídricos en agua producida y oxígeno en agua inyectada crean corrosión.
6. Los problemas de procesamiento que pueden encontrarse son tales como: sarros radioactivos, espumas, depósito de metales pesados, etc.

1.4.5. Técnicas de solución y trabajo.

El ingeniero de producción es el responsable del monitoreo y de asegurar la producción del pozo. Como tal, las responsabilidades incluyen.

La identificación y solución de problemas que ocurran con el sistema de producción. Esta área de trabajo es crítica para la actual viabilidad de los campos en desarrollo y los pozos, puede subdividirse en un número de áreas, es decir:

- (1) **La identificación de problemas y su fuente.** Estas son normalmente manejadas en base a la información obtenida en superficie, la cual indica cambios en las características de la producción tales como, la velocidad y la presión. Además, se establecen las investigaciones del agujero con las técnicas de extracción y las pruebas de variación de presión (pruebas de flujo), también puede ayudar a identificar la ubicación de los problemas y las razones de los cambios.





(2) **Planear la acción correctiva requerida** – esto requiere considerable atención a detalle y necesitara:

- a) Identificación del equipo, del trabajador y otras capacidades necesarias.
- b) Identificación y evaluación de las incógnitas e incertidumbres.
- c) Identificación y evaluación de los puntos clave de seguridad.

(3) **La evaluación de la probabilidad de éxito técnico y económico.**

(4) **Identificar los recursos necesarios de destreza y supervisión.**

(5) **La fase de reparación de pozos**, es la más peligrosa en términos de control, y existente la posibilidad de dañar los pozos de producción. La atención a detalle y una planificación cuidadosa es esencial.

1.4.6. Sistema artificial de producción.

Como se indicó anteriormente, los pozos producen bajo condiciones de flujo natural, cuando la presión del yacimiento soporta flujos sustentables, cumpliendo los requisitos de la pérdida de presión total entre el yacimiento y el separador. En casos de que la presión del yacimiento sea insuficiente para bombear el fluido a la superficie en una taza económica, puede ser necesario apoyar el proceso de bombeo de la siguiente manera:

- Reducción del gradiente de presión de flujo en la tubería, por ejemplo: la reducción de la presión hidrostática mediante la inyección de gas en el flujo de los fluidos producidos. Este proceso se conoce como bombeo neumático.
- Proveer de energía adicional usando una bomba, para proporcionar la energía que se perderá a lo largo de la tubería de producción.

En el caso del bombeo neumático, el gradiente de presión se reduce debido al cambio en la composición del fluido en la tubería, por encima del punto de inyección.

Cuando las bombas se utilizan, además de la recompresión de fluidos y las propiedades asociadas a los fluidos, no hay ningún cambio en la composición del fluido. Existen muchos mecanismos específicos para proporcionar energía de bombeo y mecanismo de elevación. Por ejemplo:

- Bombas eléctricas de poder centrífugo.
- Bombas hidráulicas centrífugas / turbina, bombas de pistón reciproco.





- Bomba de varilla de succione y bombas de hélice.

Cada sistema de bombeo artificial tiene una cobertura de operación económica influenciada por los factores tales como: tipo de pozo, el tipo de fluidos, R.G.A., los índices de producción, así como también, los factores de desarrollo, ubicación y la disponibilidad de energía.

1.4.7. Procesamiento en superficie.

En algunos casos el tratamiento en superficie se sitúa en el dominio de ingeniería de producción, pero en otros casos, es la responsabilidad del departamento de producción. Los objetivos del tratamiento en la superficie son los siguientes:

- (1) Separar efectivamente el aceite, el gas, el agua y remover otros materiales producidos como las arenas.
- (2) Para controlar y ajustar las propiedades químicas principales de separación / transporte / reinyección por ejemplo:
 - Desgasificación.
 - Antiespumante.
 - Filtración.
 - Escala de inhibición.
- (3) Para disponer del aceite y gas a través del ducto o para el almacenaje esté necesitara de bombeo, compresión, remoción de agua, eliminación de hidratos.
- (4) Para preparar e inyectar los fluidos necesarios tales como gas y agua.





CAPITULO 2.

CONCEPTOS DE INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN.

INTRODUCCIÓN.

La roca de un yacimiento producirá fluido hacia el agujero del pozo como consecuencia del fluido que existe en el espacio poroso a alta presión, la roca está en un estado de compactación. Así, el yacimiento, como tal, contiene una enorme cantidad de energía almacenada en la compresión del fluido de hidrocarburos que se pueden utilizar para permitir que el fluido se produzca a partir del yacimiento al pozo. Bajo condiciones naturales de flujo, la presión es lo suficientemente fuerte como para permitir que el fluido fluya a la superficie y finalmente a las instalaciones de tratamiento.

La respuesta del yacimiento para el proceso de agotamiento de la presión que se produce en la producción, será dinámica y el fluido restante en el yacimiento va a cambiar tanto en términos de su volumen, las propiedades de flujo y en algunos casos su composición. La forma en que el sistema del yacimiento responde al proceso de agotamiento será naturalmente regida por el mecanismo de empuje. La capacidad de producción a largo plazo del yacimiento será definido por la extensión y la índice de agotamiento de presión. Los efectos de agotamiento pueden ser compensados de cierta medida por la inyección de líquido nuevamente en el yacimiento.

Una vez que el yacimiento produce el fluido al pozo, se necesita que haya suficiente energía de presión para bombear el fluido a la superficie, si el pozo está operando en flujo natural. En caso de no existir suficiente energía para permitir la producción o se produzca a un ritmo económico no rentable, el pozo requerirá de un sistema de bombeo artificial para compensar las pérdidas de presión parcial, total o por bombeo vertical.

2.1. CONCEPTOS DE AGOTAMIENTO DEL YACIMIENTO.

El concepto básico con respecto a la producción de los fluidos de un yacimiento, es que los fluidos son producidos como resultados de su alta presión, después de que el sistema de presión del yacimiento se agote, y deba ser compensada la pérdida del fluido producido por uno o más de los siguientes mecanismos:

- (1) Compactación de la matriz de la roca del yacimiento.





- (2) Expansión del agua congénita.
- (3) Expansión de las fases del hidrocarburo presentes en el yacimiento.
 - a) Si el yacimiento está por arriba del punto de burbuja, como consecuencia la expansión de aceite remanente.
 - b) Si el yacimiento está por debajo del punto de burbuja la expansión del aceite y la fase de gas que coexisten.
 - c) Expansión del casquete de gas.
- (4) La expansión de un acuífero adyacente.

En la mayoría de los casos, así como el aceite es producido, el sistema no puede mantener su presión, por lo tanto la presión total del yacimiento se reduce.

La presión almacenada en el yacimiento en forma de fluidos y rocas comprimidos, representa la disponibilidad de la energía natural de suma importancia para la producción de fluidos y requiere ser optimizada para asegurar la máxima recuperación económica.

El mecanismo por el cual un yacimiento produce fluidos, y compensa la producción se denomina mecanismo de empuje del yacimiento.

2.1.1. Mecanismos de empuje del yacimiento.

El mecanismo de empuje del yacimiento se refiere al método por el cual el yacimiento provee la energía para la producción del fluido. Existe una gran variedad de mecanismos de empuje; un yacimiento puede que esté bajo la influencia de uno o más de estos mecanismos simultáneamente.

2.1.1.1. Empuje por gas disuelto liberado.

Si un yacimiento contiene aceite inicialmente arriba del punto de burbuja mientras la producción continua, la extracción del aceite producido del yacimiento será compensada por una expansión del aceite remanente dentro del yacimiento. Esto llevara a una reducción en la presión, y eventualmente la presión dentro del yacimiento caerá abajo del punto de burbuja. El gas es liberado de la solución y las producciones posteriores de los fluidos darán lugar a una expansión tanto del aceite como de la fase de gas en el yacimiento esto se puede observar en la Figura 2.1.



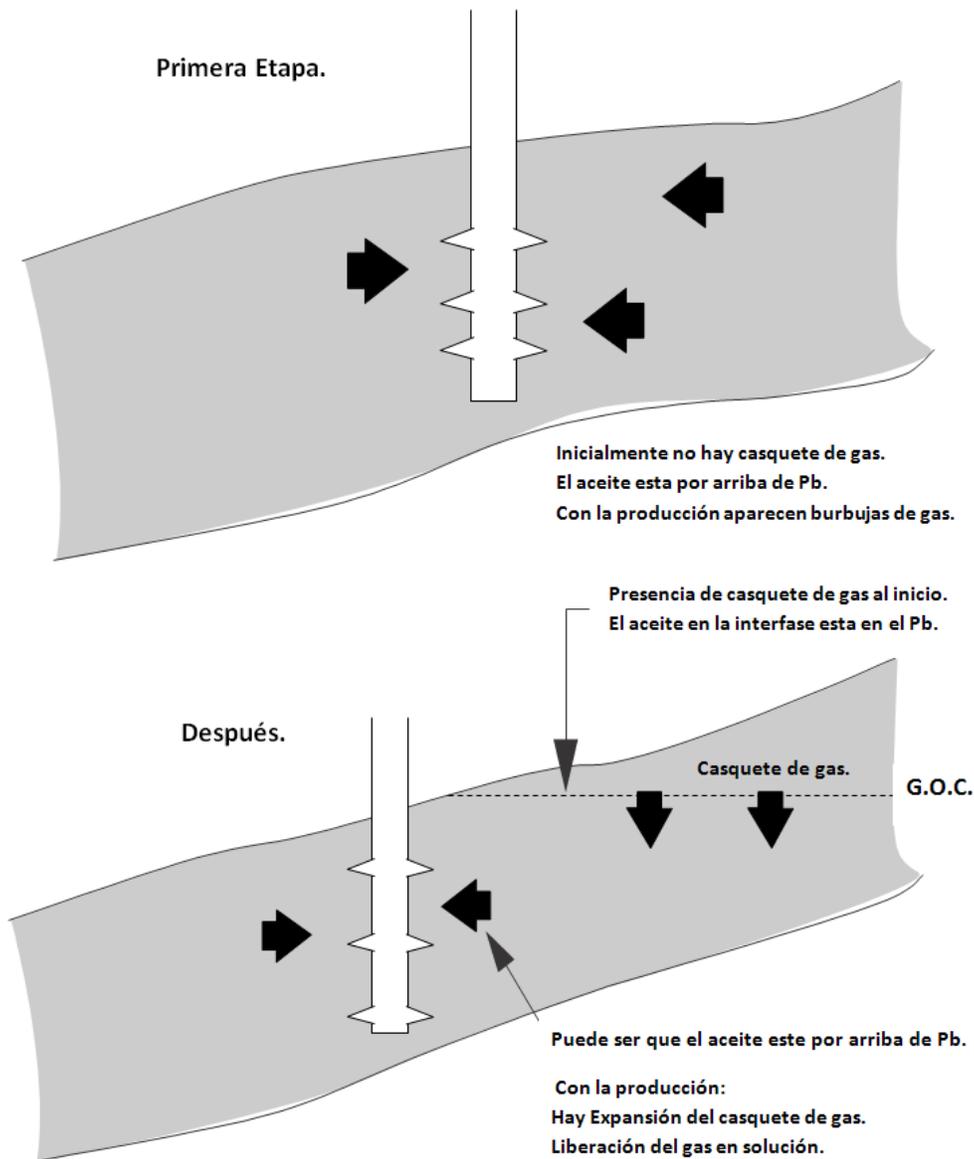


Figura 2.1. Empuje por gas disuelto liberado tanto al inicio como en la última etapa de producción.

El gas es liberado de la solución como burbujas dispersas en todo el yacimiento, dónde la presión está por debajo del punto de burbuja, pero se concentrara en las zonas de baja presión como alrededor de los pozos de producción. Sin embargo, como se indicó anteriormente, la permeabilidad relativa del gas no será significativa sino hasta que aumente la saturación de gas dentro del espacio poroso. Por lo tanto, hasta que esto suceda, el gas que se ha liberado de la solución se acumula en el yacimiento, y su saturación le permita producirse más fácilmente. Esto será evidente en la reducción de la proporción volumétrica de gas-aceite producido en la superficie, es decir, el **RGA**, a corto plazo.





Eventualmente, a medida que aumenta la saturación de gas aumenta el gas libre, y se producirá en cantidades cada vez mayores asociado con el aceite producido. Además, el gas puede emigrar hacia la parte superior del aceite en el yacimiento, y formar un casquete de gas si la permeabilidad vertical lo permite, y si el tiempo permite la segregación gravitacional. La **RGA** producida puede que decline en la superficie, una vez que el punto de burbuja sea alcanzado debido a la retención de gas liberado en el espacio poroso. El otro efecto será una reducción en el índice de producción de aceite, porque mientras el gas se libera de la solución de aceite, la viscosidad y la densidad de la fase de aceite se incrementan, y su factor de volumen de formación disminuye (menos mermas ocurrirán con la producción). Además, mientras la saturación de gas en el espacio poroso aumenta, la permeabilidad relativa del aceite disminuye. Después la producción observada en la relación gas-aceite se incrementara debido al aumento de la saturación y movilidad del gas como se muestra en la Figura 2.2.

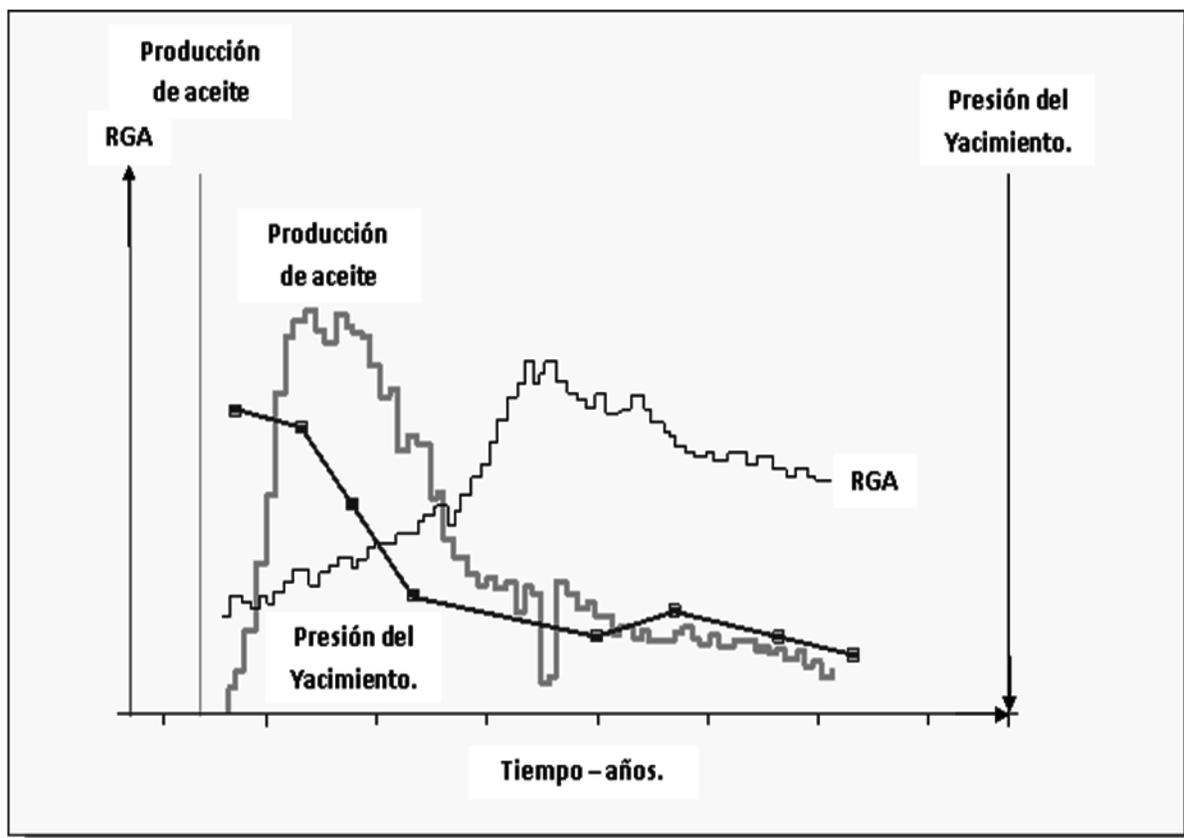


Figura 2.2. Comportamiento del empuje de gas disuelto en el yacimiento.





2.1.1.2. Empuje por expansión del casquete de gas.

Con frecuencia la presión del yacimiento es inicialmente igual a la presión del punto de burbuja o en una etapa posterior corresponda a la presión de dicho punto, el gas liberado de la solución puede migrar hacia arriba para formar una capa de gas en la parte superior del aceite. Como se mencionó anteriormente, la pérdida del gas en solución, dará lugar a que el aceite tenga una viscosidad mayor y menor movilidad.

Con el empuje de gas disuelto liberado, la producción de fluidos ocurrirá principalmente con la expansión del gas mientras viaja hacia el pozo. El empuje del casquete de gas de un yacimiento en términos de índice de producción de aceite y la **RGA** varían con respecto al empuje de gas disuelto liberado como se muestra en la Figura 2.3. La presión en el yacimiento declinara en general más lento, debido a la expansión del casquete de gas. El volumen del casquete de gas dependerá de:

- i. La presión promedio del yacimiento.
- ii. La presión del punto de burbuja.
- iii. De la **RGA** y de la composición del gas.

En este tipo de yacimientos, para no permitir que caiga la presión del yacimiento, se debe aumentar el tamaño del casquete de gas y proveer una máxima capacidad de expansión, sin embargo, también se reducirá la movilidad del aceite. Por lo tanto, hay dos efectos opuestos. El comportamiento final del empuje del casquete de gas del yacimiento no solo está influenciado por lo anterior, sino también por la capacidad operacional del control de gas situándose en la cúspide del pozo y así retener su volumen en el casquete de gas.



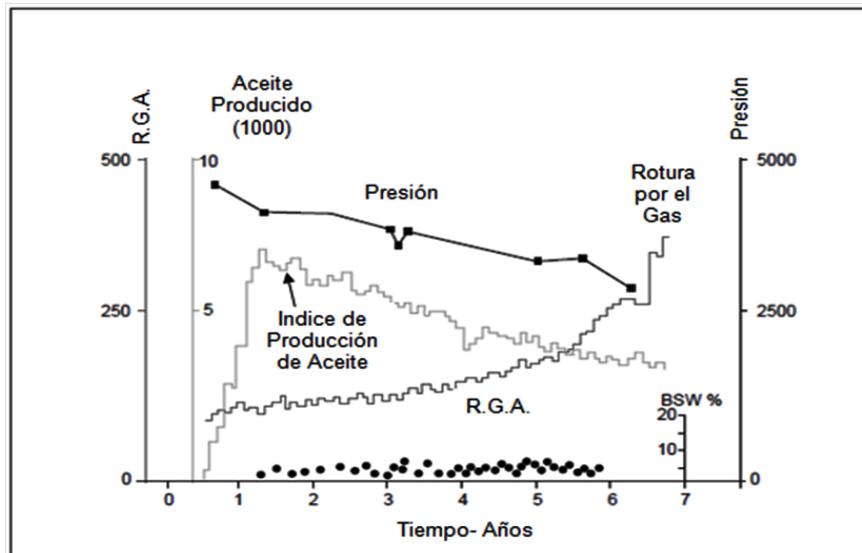


Figura 2.3. Comportamiento del empuje por casquete de gas en el yacimiento, impacto considerable por el casquete de gas.

2.1.1.3. Empuje por agua.

En un yacimiento con un mecanismo de empuje por agua para mantener la energía del yacimiento y la producción de los fluidos del yacimiento, se compensa con la expansión del acuífero o bien, a través, de la inyección de agua en el yacimiento. El agua contenida normalmente en un acuífero se puede definir como borde o fondo del empuje de agua, dependiendo de la forma estructural, el ángulo de medición o contacto agua-aceite (**CAA**) dentro del yacimiento, como se observa en las Figuras 2.4 y 2.5. El efecto de entrada del flujo de agua en el yacimiento puede evitar la caída de presión del yacimiento, teniendo en cuenta la capacidad de compresión relativamente baja, para que esto ocurra sin el agotamiento de la presión del acuífero, el volumen del acuífero debe ser muy grande. En la mayoría de los casos, el acuífero es de un tamaño finito, y por consiguiente, tanto la presión del yacimiento como la del acuífero disminuirán en situaciones en las que el índice de producción es importante. Si el índice de producción es pequeño en comparación con el volumen del acuífero, en consecuencia, la compensación de la expansión del acuífero puede dar lugar a que no se presente disminución notable de parte de la vida de producción del campo.



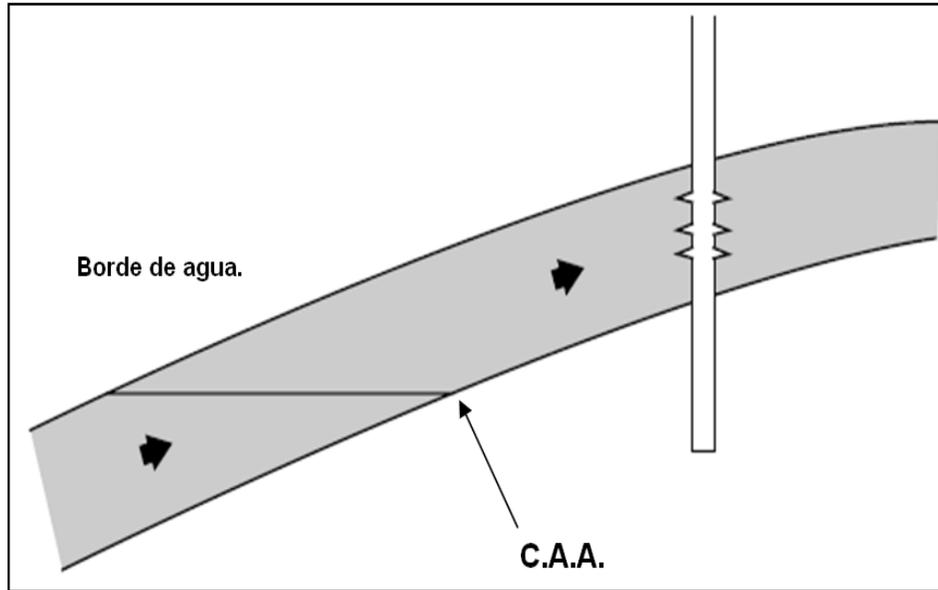


Figura 2.4. Empuje por entrada de agua al yacimiento.

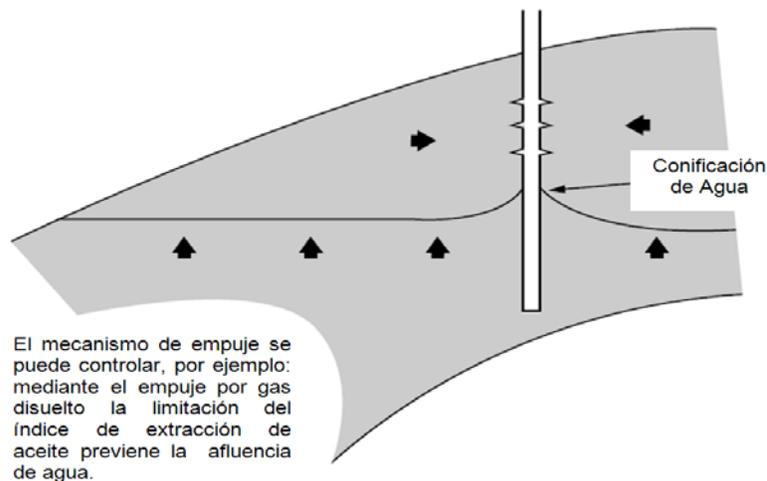


Figura 2.5. Parte inferior del empuje de agua del yacimiento.

La expansión del acuífero hacia la zona de aceite en agotamiento en el yacimiento conducirá a una elevación estable en el contacto agua-aceite (**CAA**) y puede que esto afecte la zona dentro del yacimiento de cuya producción se requiere, por ejemplo, la sección perforada. En la mayoría de los casos, el aumento del contacto agua-aceite (**CAA**) puede que no sea uniforme y especialmente en la localidad de un abatimiento de presión de importancia, el agua puede subir por arriba del promedio del nivel del acuífero hacia la zona de disparos. A este fenómeno se le denomina conificación de agua. Además, la digitación debido a la heterogeneidad





puede ocurrir y esto pudiera llevar al movimiento preferencial a través de los niveles más conductivos y al acceso del agua de formación permanentemente.

Aunque el empuje de agua es frecuentemente encontrado como un mecanismo de empuje natural, ocurre en muchos campos particularmente en el mar del norte, son artificialmente colocados en empuje de agua a través de inyección de agua en un estado primario de su desarrollo. Esto extiende el periodo de producción por arriba del punto de burbuja, maximiza los índices de productividad y mejora la recuperación por desplazamiento que no se mezcla como se muestra en la Figura 2.6. Aunque el agua es menos compresible que el aceite o el gas, por lo tanto menos capaz de proveer la expansión de volumen requerido en el yacimiento para compensar la eliminación del fluido producido, que ofrece ventajas en términos de facilidad de reinyección, de seguridad, disponibilidad y un manejo más seguro en comparación de gas, así como poderosos argumentos económicos.

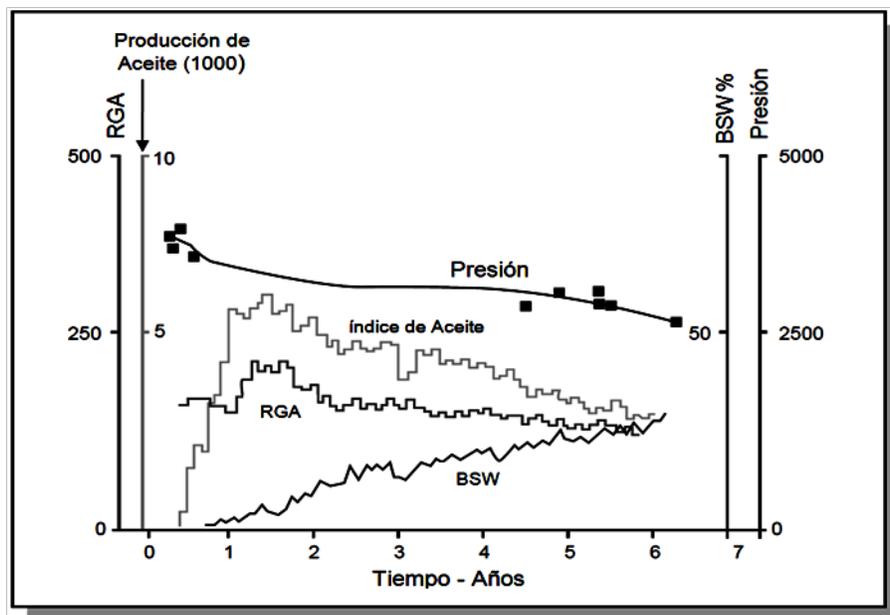


Figura 2.6. Comportamiento de un pozo con empuje de agua.

2.1.1.4. Desplazamiento por segregación gravitacional.

El empuje eficiente de Segregación Gravitacional dentro del yacimiento, aunque siendo un mecanismo de recuperación ideal, es menos común. En el empuje de Segregación Gravitacional, la presión hidrostática debida a la columna de aceite y a la presión del casquete de gas provee un empuje de descenso en el sistema del pozo de producción como se muestra en la Figura 2.7. Además, el





aumento estable de la expansión del acuífero subyacente soporta la compresión del contacto aceite, aunque en muchos casos el acuífero es pequeño o no existe. Para que este sistema sea eficaz requiere de una máxima inclinación estructural, la viscosidad del aceite baja, buena permeabilidad vertical y horizontal, de preferencia un casquete de gas activos y la actividad del acuífero insignificante.

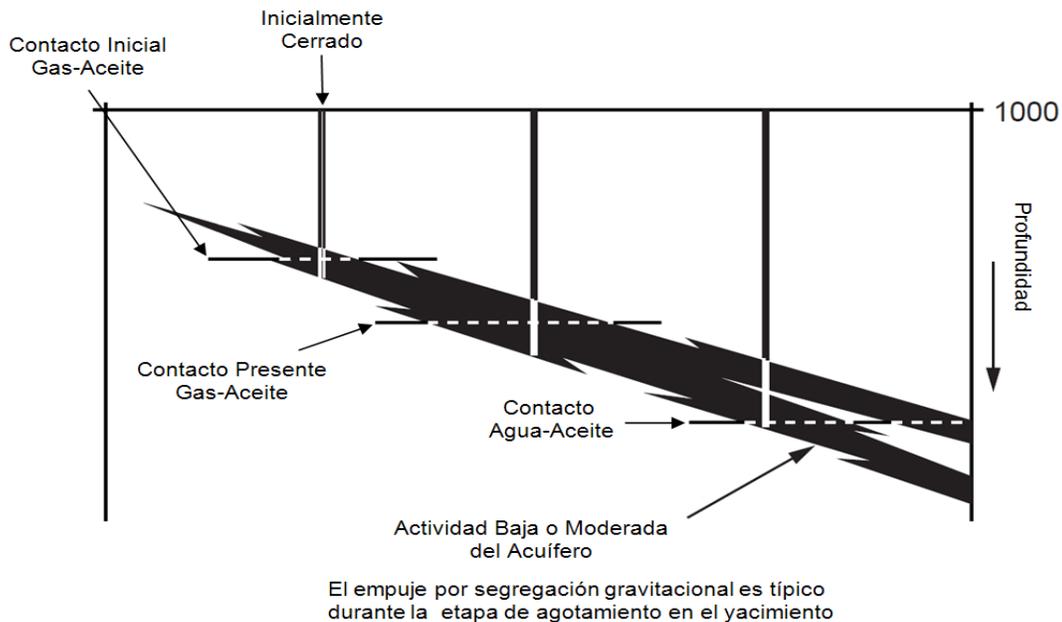


Figura 2.7. El proceso de empuje por gravedad.

2.1.1.5. Empuje por compactación.

El aceite dentro del espacio poroso del yacimiento está comprimido por el peso de los sedimentos que lo cubren y la presión de los fluidos que contiene el yacimiento. Si el líquido es retirado del yacimiento, entonces es posible que la caída de la presión en el espacio poroso atribuible a la producción de fluidos pueda ser compensada por la compactación de los sedimentos que recubre los sedimentos inferiores como los de la zona de producción del yacimiento. El impacto de esto es crear una reducción en la porosidad y por lo tanto un efecto de compresión potencial.

Este mecanismo se conoce como empuje por compactación, hará una compresión de compensación de los fluidos en el sistema de poros del yacimiento. La compactación ocurre en alguna extensión limitada en muchos yacimientos, pero el





movimiento de compactación de la superficie terrestre o marino son rara vez mensurables, excepto en ciertos casos como se muestra en la Figura 2.8.

2.1.1.6. Empuje combinado.

En la mayoría de los yacimientos, la producción de los fluidos no está controlada por uno, sino a menudo por varios mecanismos de empuje combinados. En tales situaciones la respuesta del yacimiento a la producción es menos predecible.

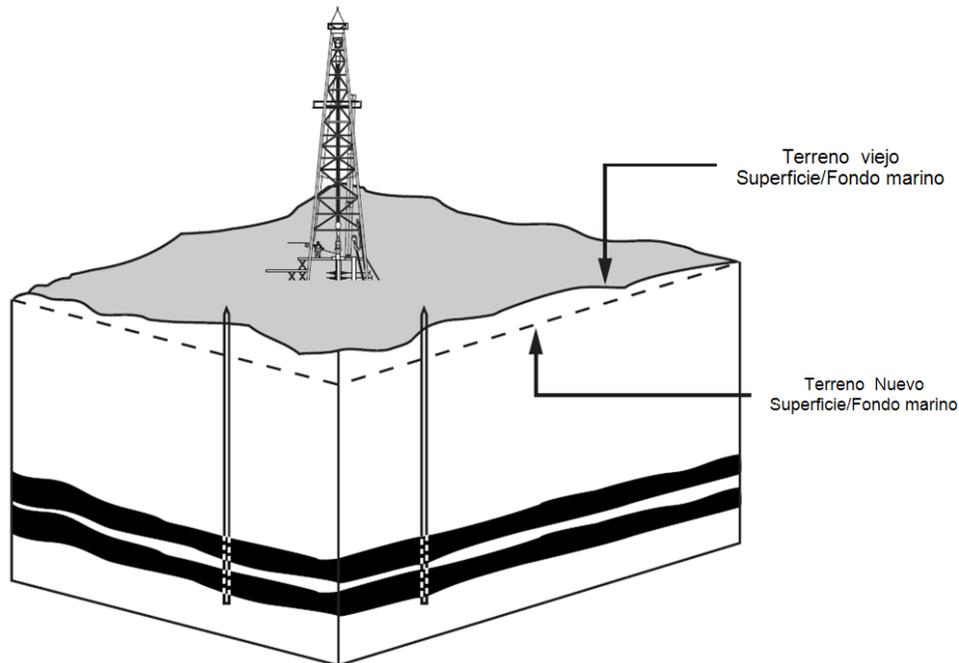


Figura 2.8. El proceso de empuje por compactación.

2.1.2. Agotamiento del yacimiento y conceptos de balance de materia.

Un yacimiento puede ser visto en términos volumétricos, como un contenedor en el cual múltiples fases coexisten como líquido, gas y sólidos. De las discusiones sobre los mecanismos de empuje de yacimientos, es claro que para un yacimiento de volumen conocido, fases de fluidos específicos y condiciones físicas de yacimiento, debe ser posible igualar la producción de fluidos desde el yacimiento, para el incremento del volumen de las fases específicas, debido a la afluencia o expansión de cada uno de los mecanismos de empuje predominantes y cualquier cambio grande en la presión de poro. Esta técnica de conteo volumétrico es denominado balance de materia.





2.1.2.1. Conceptos generales de balance de materia.

El balance de materiales es una técnica que relaciona el movimiento y salida de fluidos desde el yacimiento, con la cantidad de fluido contenido en el yacimiento.

El método relaciona la producción de fluido acumulado a la presión del yacimiento y el fluido acumulado producido, pero no suele definir el período de producción, es decir, que utiliza volúmenes no los índices. El balance de materiales utiliza el principio de conservación de la masa, es decir:

$$\boxed{\text{Masa del fluido original en el sitio.}} = \boxed{\begin{array}{c} \text{Fluidos} \\ \text{Producidos.} \\ + \\ \text{Reservas} \\ \text{Remanentes.} \end{array}}$$

La respuesta de un yacimiento a la producción es dinámica, es decir, es una función del tiempo y además, depende de una serie de cambios, por ejemplo, a medida que disminuye la presión en el yacimiento como resultado de la extracción de fluidos, pueden llevarse a cabo los siguientes cambios:

- (1) El volumen de poro del yacimiento se volverá más pequeño debido a la compactación.
- (2) El agua congénita se expandirá.
- (3) Si el aceite está bajo saturado, se expandirá.
- (4) Si el aceite $P_Y \leq P_b$ disminuirá, el gas sale de la solución.
- (5) Si se presenta gas libre, se expandirá.
- (6) Puede que el agua fluya hacia el yacimiento desde un acuífero.

El desarrollo de balance de materia es la formulación de un modelo de dimensión cero, que relacionan los cambios de volumen de distintos fluidos dentro del yacimiento, debido a que el volumen es dependiente de la presión, esto significa que el modelo utiliza la presión como variable dependiente.

Dado que el modelo es de dimensión cero, utiliza las condiciones y propiedades supuestas promedio de la unidad del yacimiento, por lo que la teoría de flujo radial y su evaluación de \bar{P} es de importancia para el balance de materia.





Para mejorar la predicción de balance de materia, el modelo puede ser reformulado como un sistema numérico 1-3 dimensiones e incluyen dependencia del tiempo, que es la base de la simulación numérica de yacimientos.

Una de las principales aplicaciones de los estudios de balance de materia, es la predicción de la recuperación acumulada de hidrocarburos del yacimiento.

$$STOIPP = N = V_r \phi \frac{(1-S_{wc})}{B_{oi}} \quad (1)$$

Donde **STOIPP** define el volumen total de la unidad de aceite dentro del yacimiento.

V_r = Volumen de roca del yacimiento.

ϕ = Porosidad.

B_{oi} = Factor de volumen del aceite a las @ iniciales del yacimiento.

S_{wc} = Saturación de agua congénita.

En particular, de la cantidad de las reservas recuperables el de mayor interés real, puesto que define el aprovechamiento total y el flujo de efectivo. Por lo tanto.

Máxima Recuperación = **STOIPP** x **RF**

$$Reservas\ Recuperables = \left(V_r \phi \frac{(1-S_{wc})}{B_{oi}} \right) RF \quad (2)$$

El factor de recuperación, **RF**, está influenciado por el método técnico elegido para el proceso de recuperación, cuya aplicación depende de las limitaciones técnicas y no técnicas, tales como:

- (1) Regímenes de evaluación física.
- (2) Impacto del estabilidad política más allá de las inversiones.
- (3) Factores ambientales / ecológicos.
- (4) Predictibilidad / complejidad de la tecnología.

La recuperación eficiente de los hidrocarburos requiere del máximo aprovechamiento de la energía disponible del yacimiento, la recuperación primaria. Sin embargo, las consideraciones tienen que ser dadas a las técnicas de recuperación secundaria, como la inyección de agua o de gas e igualmente importantes en el momento de implementar tales métodos para proveer la producción más eficiente de todo el sistema.





Un esquema ideal de producción-inyección para mantener el volumen de fluidos en el yacimiento y evitar la caída de presión del yacimiento como muestra la Figura 2.9. Esto permitirá que el índice de producción se mantenga.

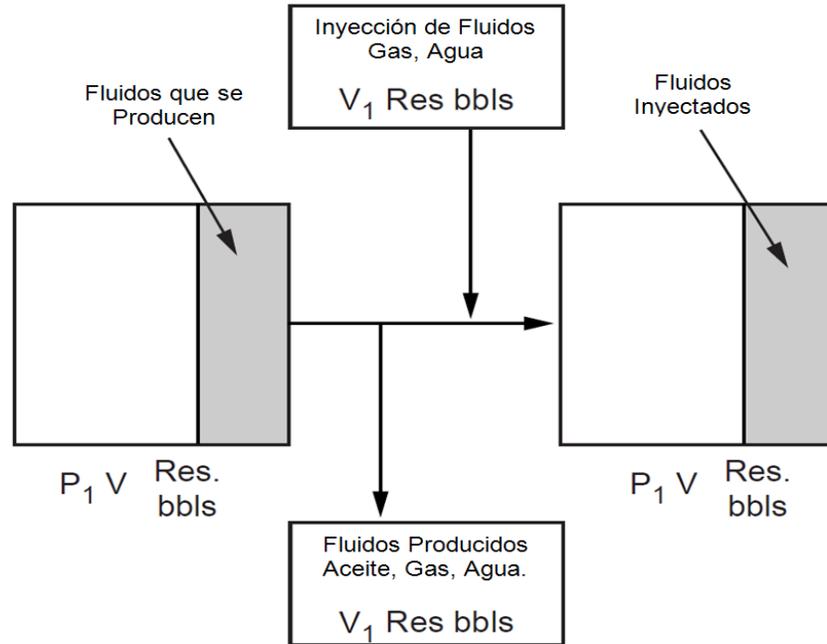


Figura 2.9. Mantenimiento ideal de presión en el yacimiento: balanceando la inyección de fluidos y producción.

Debido a que la recuperación primaria eficiente es tan importante, los estudios de balance de materiales tienen que ser altamente dependientes de la capacidad de expansión de los fluidos in situ, es decir, la compresibilidad de los fluidos.

El coeficiente de expansión isotérmico de un fluido se define como:

$$C = \frac{1}{V} \left. \frac{\partial V}{\partial P} \right|_T \quad (3)$$

Redefiniendo ∂V como expansión dV da:

$$dV = C \times V \times dp \quad (4)$$

Relacionando cada fluido con su compresibilidad usando la ecuación (4), es decir:

$$dV = \text{Producción} = C_o V_o \Delta p + C_w V_w \Delta p + C_g V_g \Delta p$$





$$\text{Producción} = \Delta p(C_o V_o + C_w V_w + C_g V_g) \quad (5)$$

Así, por un sistema multifásico, la suma de los cambios en el volumen de cada fase de fluido, debe ser igual al volumen acumulado (medido a condiciones de yacimiento) del fluido extraído del yacimiento, como se muestra en la Figura 2.10.

$$\Delta V_{Total} = \Delta V_o + \Delta V_g + \Delta V_w$$

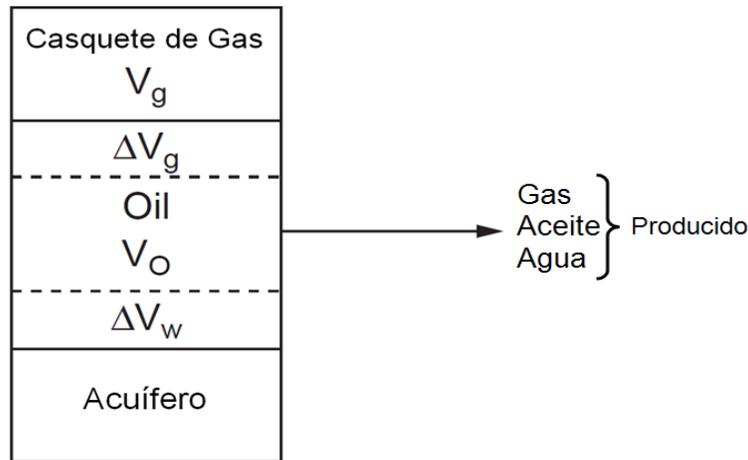


Figura 2.10. Fluidos producidos in-situ por expansión.

Los valores de compresibilidad para cada fase son composicionalmente dependientes, sólo un ejemplo de compresibilidad a **2000** psia son:

$$C_o = 15 \times 10^{-6}/psi$$

$$C_w = 8 \times 10^{-6}/psi$$

$$C_g = 500 \times 10^{-6}/psi$$

Por lo tanto, dV_{tot} es altamente dependiente de $C_g V_g$, es decir, de la cantidad del casquete de gas si está presente en el yacimiento.

Nota:

- (1) Lo anterior pasa por alto la contribución de la expansión de la roca.
- (2) Esto reafirma los beneficios de la inyección de fluidos, hecho en nuestra primera discusión de mantenimiento de presión.





2.1.2.2. Forma general de balance de materia.

Para la base de elaboración de una forma generalizada del balance de materia de un yacimiento, se asumirá el siguiente balance.

$$\text{Volumen original Ocupado por fluidos} = \text{Volumen presente Ocupado por fluidos} + \text{Compresión en el espacio poroso}$$

Además, como una forma generalizada de la ecuación de balance de materia, se requiere suponer que la unidad del yacimiento contiene gas libre, aceite, gas en disolución y agua congénita en la matriz de la roca. El concepto de la forma generalizada del balance de materia se muestra en la Figura 2.11.

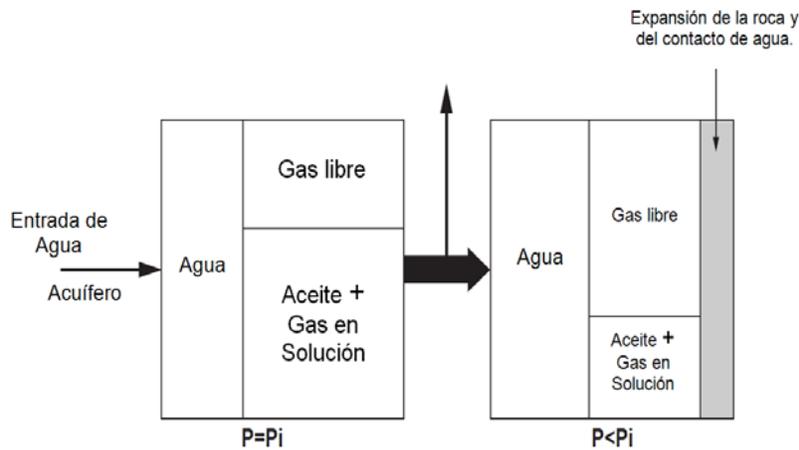


Figura 2.11. Forma generalizada de balance de materia.

Durante la declinación de presión de un valor original P_i a P , usando la relación volumétrica anterior, la forma general del balance de materiales puede ser concebida como se muestra en la Figura 2.12.

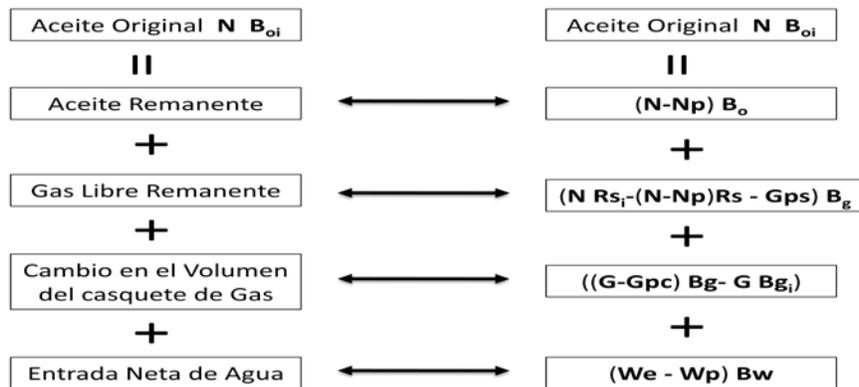


Figura 2.12. Descripción general de balance de materia.





Dónde:

N = Volumen de aceite original @ c.y.

N_p = Volumen de aceite producido @ c.s.

R_{s_i} = Relación de gas disuelto inicial en el aceite.

G_{p_c} = Gas producido a partir del casquete de gas.

B_{g_i} = Factor de volumen de gas inicial.

W_e = Entrada de agua por invasión de acuífero.

G_{p_s} = Gas producido liberado.

La ecuación anterior puede ser aplicada dependiendo de las características del yacimiento y del mecanismo de empuje.

- (1) Si la presión del yacimiento está por arriba del punto de burbuja entonces solamente la solución de gas se producirá, es decir, $G_p = N_p.R_s$ y $(b) G = 0$.
- (2) Si no ocurre el flujo de agua entonces $W_e = 0$ y si el agua congénita es asumida como inamovible, entonces $W_p = 0$.
- (3) Para la mayoría de los yacimientos, el grado de contracción del poro puede ser ignorado.

Tras la inspección de la ecuación de balance de materia, se desprende que:

- (1) La ecuación no presenta características explícitas de la dependencia del tiempo.
- (2) La presión sólo se incluye explícitamente en el término relativo con la compresibilidad del agua y la roca. Sin embargo, hay que recordar que los factores de volumen de los fluidos de formación son implícitamente depende de la presión.

2.1.2.3. Aplicación de Balance de Materia.

- (1) Si tenemos los datos de producción y la presión, así como las estimaciones volumétricas de los hidrocarburos inicialmente en su lugar, entonces podemos Calcular W_e .
- (2) Si $W_e = 0$ entonces el modelo se reduce a uno, tanto con los datos de presión y producción.
- (3) Dado el volumen del casquete de gas y las reservas restantes más la presión y los datos de producción se puede extrapolar para predecir





la respuesta a la variación (o disminución) de la presión promedio del yacimiento. Tales predicciones son útiles si están relacionados con cálculos de comportamiento del pozo para identificar:

- a) La necesidad de bombeo artificial.
- b) Predicción de abandono.

(a) Datos requeridos.

La exactitud del balance de materia depende en gran medida de la exactitud de la información usada, como se puede observar en la Tabla 2.1.

Datos <i>PVT</i> .	<i>Bo, Rs, Z.</i>
Datos de producción.	Aceite, gas, agua, entrada de agua.
Aceite y gas originales <i>N</i> , tamaño de la zona de gas, <i>m, f, Sw_c</i> .	Petrofísica.
Datos de compresibilidad.	Agua y roca.
Datos de permeabilidad relativa.	<i>K_g/k_o, K_w/k_o, vs S_o</i> .
Presiones del yacimiento.	Pruebas de pozo.
Invasión de agua	<i>We.</i>

Tabla 2.1. Información requerida para la aplicación de balance de materia.

La nomenclatura es la siguiente:

Rs= Relación de solubilidad del gas.

Z= Factor z (factor de desviación del gas).

K_g= Permeabilidad del gas.

K_o= Permeabilidad del aceite.

K_w= Permeabilidad del agua.





So= Permeabilidad del aceite.

(b) Limitaciones de la formulación de balance de materia.

El método de balance de materia visto anteriormente no incluye / o permite.

(i). Inyección de fluido.

- Este puede contribuir a la represión del sistema.
- Para el agua, el balance no puede ser drásticamente afectada, aunque se debe tener cuidado en su aplicación.
- Para la inyección de gas, en el balance de materia (se le considera - la producción negativa) es muy poco recomendada ya que el gas puede no entrar en solución, además, puede resultar en un aumento de la presión que podría dar lugar a que el casquete de gas se valla al fondo de nuevo en solución.

(ii). Compactación.

Mientras el balance es importante para la expansión de la roca, no toma en cuenta el recurso o compactación de la formación.

(iii). Las cantidades cuantitativas expresada en términos de las características del yacimiento, son valores de volumen solamente - no se obtiene información acerca de los perfiles o distribución de fluidos.

(iv). El balance de materia solamente pronosticara el yacimiento y las características del fluido, es decir, pronosticara la condición del yacimiento después de un evento, por ejemplo; la producción acumulada, pero no pronosticara el tiempo de respuesta, es decir, el balance predice cuanto, no que tan rápido.

(v). La ecuación de balance de materia tiene al menos dos incógnitas, por ejemplo, los valores futuros de ***Np*** vs ***P***.

2.2. EL SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN.

De lo anterior, debe quedar claro que la energía almacenada en el yacimiento, es consecuencia de la compresión natural de los fluidos, está disponible para hacer que los fluidos fluyan desde el yacimiento hasta el pozo y luego a la superficie.

El diseño de un sistema de producción, el cual usa eficientemente esta energía disponible para maximizar la producción del yacimiento, es fundamental para el diseño de terminación eficiente del pozo.





2.2.1. El sistema de producción.

2.2.1.1. Descripción general.

La producción de aceite desde el yacimiento hasta el tanque de almacenamiento, el aceite tiene que fluir, por una variedad de restricciones, las cuales consumirán algo de la energía almacenada dentro de los fluidos comprimidos por su presión y temperatura. El sistema combinado del yacimiento, el pozo y las instalaciones de tratamiento en superficie, son generalmente conocidos como el sistema de producción como se puede observar en la Figura 2.13.

En primer lugar, el aceite debe fluir a través de la roca del yacimiento hasta llegar a la ubicación del drenaje de los pozos individuales y al hacerlo, una pérdida de presión se producirá dentro del fluido. Esta caída de presión del yacimiento, o como se llama a veces, el "*abatimiento*", principalmente depende de la roca del yacimiento y las características del fluido.

En el cruce entre el yacimiento y el borde del pozo, el fluido tiene que ser capaz de salir de la formación y entrar en el pozo. Una decisión importante de la terminación tiene que ser hecha de tal manera que la conectividad fluida entre la formación y el pozo sea proporcionada. En algunos casos, donde el agujero está perforado a través de la zona productora es usada para la producción. El área de la superficie cilíndrica del agujero está disponible para que el fluido entre desde el yacimiento. En otros casos, después de perforar la zona productora, el agujero está cubierto con un tubo de acero conocido como tubería de revestimiento / tubería corta de revestimiento y una capa de cemento entre el agujero perforado y el diámetro exterior de la tubería. A continuación, la conectividad del fluido no existe los puntos de entrada específicos para el fluido del yacimiento por la pared de la tubería estarán provistos por perforaciones (*disparos*). Una vez más, el número, ubicación y características de estas perforaciones influirán en el flujo del fluido y la pérdida de presión asociada. La caída de presión generada por las perforaciones y otros equipos cerca de la terminación del pozo que se conoce como la caída de presión de fondo del pozo.



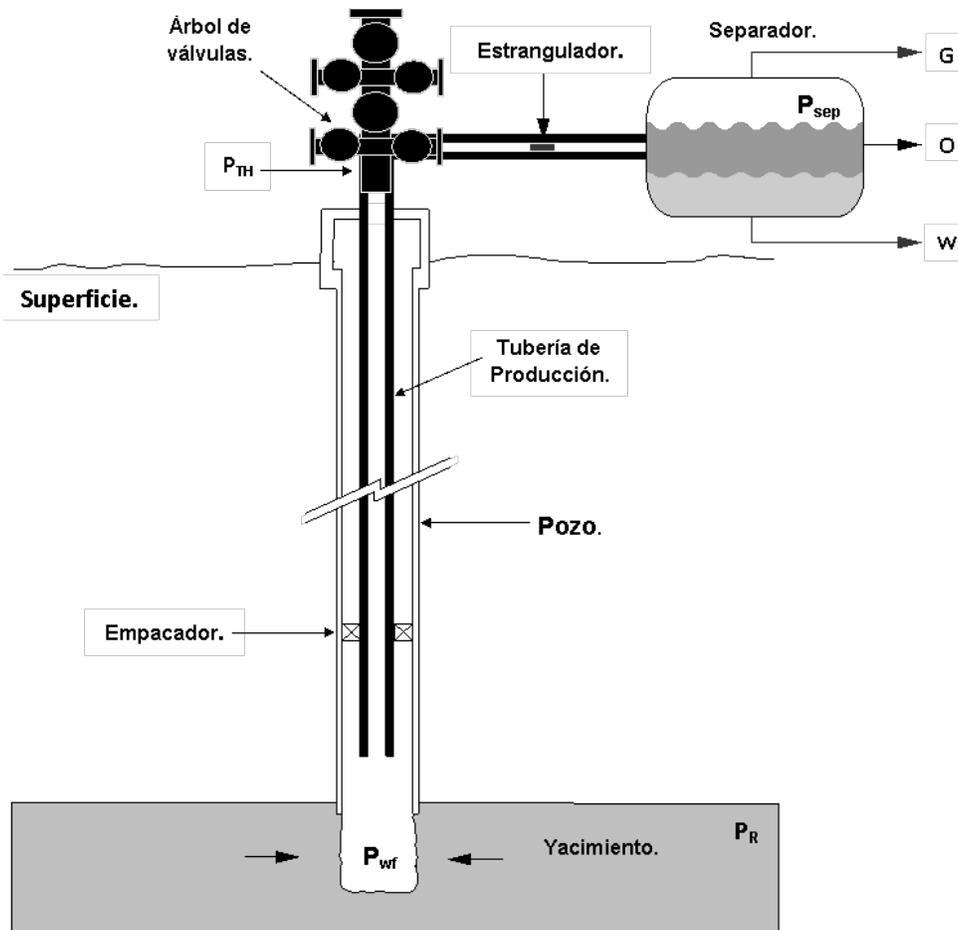


Figura 2.13. El sistema integral de producción.

Una vez dentro del pozo, el fluido tiene que fluir hacia arriba a través de la tubería de producción, pasando por varios tamaños de tubería y por restricciones causadas por otras series de componentes de terminación, resultando en una pérdida de presión del fluido entre el fondo del pozo y la superficie. Esta pérdida de presión en la tubería de terminación por bombeo vertical o por elevación, se atribuyen a tres fuentes principales:

- (1) Pérdidas de presión por fricción, es decir, la pérdida asociada con el flujo viscoso.
- (2) Pérdida de presión hidrostática en la cabeza debido a la densidad de la columna de fluido en la tubería de producción.
- (3) Las pérdidas de energía cinética debido a la expansión y contracción en el área de flujo de fluidos y la aceleración / deceleración del fluido, a medida que fluye a través de diversas restricciones.





A la suma de estas tres pérdidas de presión se le nombra pérdida de presión por elevación vertical. Es posible identificar la pérdida de presión debido a los componentes individuales de la tubería, tales como válvulas de fondo de pozo, para permitir la optimización en términos de selección de componentes específicos.

Cuando el fluido llega a la superficie, pasa a través del equipo de superficie y a la línea de descarga dando un alza adicional a la pérdida de presión. Dependerán en mucho de los sistemas de operación, siendo mínima para las plataformas con longitudes de línea de flujo pequeña, pero en algunos casos, siendo significativo para los pozos submarinos o en pozos colectores de producción en tierra distante, estaciones de recolección.

El fluido entonces fluye a través de una restricción conocida como estrangulador que está diseñado para causar una pérdida significativa de presión, y por tanto, proporcionar estabilidad a la separación de aguas abajo y las operaciones de tratamiento en un amplio rango de condiciones del yacimiento.

Aguas abajo de la estrangulación un separador que está diseñado para separar las fases líquidas continuamente, el gas producido, el aceite para la exportación y el agua para su eliminación.

Dependiendo de la extracción del aceite, el volumen de aceite producido por el volumen de aceite extraído del yacimiento dependerá del agotamiento del aceite, como se puede observar en la Figura 2.14.

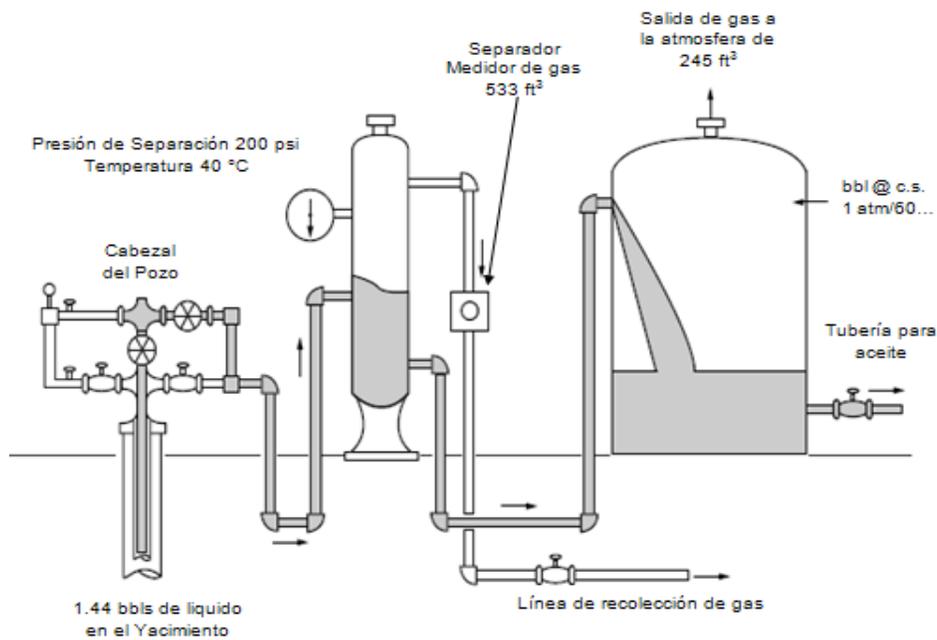


Figura 2.14. El sistema de flujo del pozo al separador.





2.1.2. Utilización de la presión del yacimiento.

En el desarrollo de un yacimiento de hidrocarburos, la energía almacenada en la compresión de los fluidos del yacimiento en el caso de flujo natural, para contribuir a la pérdida de presión total en el sistema de producción. Basado sobre una presión de trabajos fijos para el separador, podemos formular la distribución de pérdidas de presión de la siguiente manera:

$$P_{RES} = \Delta P_{RES} + \Delta P_{BHC} + \Delta P_{VL} + \Delta P_{SURF} + \Delta P_{CHOKE} + \Delta P_{SEP} \quad (7)$$

Dónde:

P_{RES} = Es la presión inicial o promedio dentro del área de drene del yacimiento al pozo (**Ver capítulo 3**).

ΔP_{RES} = Es la pérdida de presión causada por el flujo del fluido dentro del yacimiento al pozo.

ΔP_{BHC} = Es la pérdida de presión total generada por el diseño de la entrada de fluido en el pozo, es decir, la realización de orificios inferiores.

ΔP_{VL} = Es la pérdida de presión por elevación vertical causada por el fluido que fluye por la tubería de producción.

Dónde:

$$\Delta P_{VL} = \Delta P_{FRIC} + \Delta P_{HHD} + \Delta P_{KE} \quad (8)$$

ΔP_{FRIC} = Es la pérdida de presión por fricción.

ΔP_{HHD} = Es la pérdida de presión por carga hidrostática.

ΔP_{KE} = Es la pérdida de la presión por la energía cinética.

ΔP_{SURF} = Es la pérdida de presión generada en las líneas de flujo que sale del árbol de válvulas de la superficie.

ΔP_{CHOKE} = Es la pérdida de presión a través del estrangulador.

ΔP_{SEP} = Es la presión de funcionamiento necesaria para el separador.

Reorganización de la ecuación 7 para dar:

$(P_{RES} - P_{SEP})$ = Baja de presión disponible para el sistema = ΔP_{TOT}

$$\Delta P_{TOT} = \Delta P_{RES} + \Delta P_{BHC} + \Delta P_{VL} + \Delta P_{SURF} + \Delta P_{CHOKE} \quad (9)$$





Todos los términos de caída de presión en la ecuación 9 son coeficientes dependientes, por lo tanto la pérdida total de presión en el sistema es:

$$\Delta P_{TOT} = [\Delta P_{RES} + \Delta P_{BHC} + \Delta P_{VL} + \Delta P_{SURF} + \Delta P_{CHOKE}]_Q \quad (10)$$

Por lo tanto, cada una de las caídas de presión puede ser minimizada de forma individual o colectivamente, para producir un índice de producción máximo sostenible para la pérdida de presión disponible. Esto se conoce como la optimización del sistema de producción.

Es esencial considerar como cada una de estas bajas de presión pueden ser minimizadas para proveer un máximo potencial en el índice de producción.

- (i). Para reducir la pérdida de presión debido a la afluencia en el yacimiento, es necesario reducir la resistencia a fluir. Esto puede ser logrado al reducir la formación de la resistencia de la roca, por ejemplo, aumentando la permeabilidad por acidificación o fracturando, reduciendo la resistencia a fluir debido a las propiedades del fluido, por ejemplo, la viscosidad mediante la utilización de técnicas de recuperación térmica. Estas alternativas pueden ser costosas, no son aplicables a todos los yacimientos y pueden involucrar riesgos técnicos considerables o inseguridad, para ser aplicado con facilidad, excepto en situaciones específicas, por ejemplo, yacimientos carbonatados o yacimientos de aceite pesado.
- (ii). La pérdida de presión debido al método de terminación del fondo del pozo, tiene que ser especificada como parte del diseño de terminación, y como tal, es un área importante para la optimización de la producción. Es probable que la consideración detallada de algunos aspectos en esta área, tales como la densidad de los disparos y la longitud del intervalo perforado, podrían ser muy beneficioso en la maximización de la capacidad de producción del sistema.
- (iii). Una vez más, al igual que con la pérdida de presión por la terminación del fondo del pozo, la pérdida de presión por elevación vertical es un área muy importante para la optimización, ya que no sólo hace que el ingeniero tenga que especificar la longitud y el diámetro de todas las secciones de la tubería de producción, sino también de todos los componentes de terminación específicos como niples. El diseño cuidadoso en esta área puede proveer una optimización de gran importancia en la capacidad productiva del pozo.
- (iv). En la mayoría de las situaciones la pérdida de presión de la línea de descarga de la superficie es relativamente menos importante, aunque las velocidades en la fase será mayor que en la tubería de producción, es considerablemente más corta en longitud. Las excepciones incluyen algunos pozos submarinos y pozos costeros perforados en un amplio





espacio. Sin embargo, minimizando la pérdida de presión aquí, mediante la selección de una tubería de diámetro mayor, la restricción de la gravedad y el número de cambios de dirección puede producir una mejora significativa de la productividad del campo en algunas situaciones.

- (v). Existe poca flexibilidad para reducir al mínimo el tamaño del estrangulador, ya que está obligado a dar una caída de presión específica para un gasto conocido para proporcionar estabilidad al separador.

2.2.2. Agregar energía al yacimiento.

En la sección **2.2.1.2**, la utilización efectiva de la energía del yacimiento del cual se habló con respecto a la optimización del sistema de producción. En las ecuaciones (7) y (10), el índice de producción de un pozo es directamente proporcional a la presión media del volumen de poro del yacimiento drenado. Para mantener los índices de producción, y por lo tanto el flujo de efectivo, será necesario mantener la presión del yacimiento. De los argumentos anteriores sobre el balance de materia, se puede ver que para que esto ocurra, el yacimiento no tendría que presentar abatimiento de presión, estas condiciones podrían presentarse sí; el tamaño del yacimiento es infinito, y si existe la reposición volumétrica de los fluidos producidos, ya sea por: inyección de fluidos externos o por movimiento de un fluido adyacente de los fluidos del yacimiento: agua, gas o ambos.

El índice de producción también podría incrementarse sí se aumenta la presión del yacimiento o sí se proporciona más energía implementando un sistema artificial de producción.

El aumento de la presión del yacimiento por arriba de su valor inicial es difícil de alcanzar por dos sencillas razones:

- 1) En el desarrollo de cualquier yacimiento, para lograr un aumento notable en la presión del yacimiento, se requeriría que un fluido sea inyectado en el yacimiento durante un período considerable de tiempo, esto normalmente se oponen a las producciones significativas que tienen lugar en vista de la disminución consiguiente del volumen de hidrocarburos y la presión que estaría asociado a ella.
- 2) El volumen de fluido que se inyecta en el yacimiento para proporcionar un incremento de la presión dependerá de la capacidad de compresión total de la roca del yacimiento y del sistema de fluidos. Para yacimientos de talla comercial, el volumen de fluidos sería considerable y en consecuencia poco rentable, en comparación con los métodos alternativos disponibles para aumentar la producción de fluido.





Al concepto de apoyo a la producción de fluidos por proceso de elevación vertical se define como sistemas artificiales de producción. Mediante este método, la pérdida de presión por carga hidrostática es reducida por el bombeo de gas o la baja depresión en la tubería de producción es compensada por la energía que proporciona una bomba.

2.2.2.1. Inyección de fluidos al yacimiento.

El uso potencial de la inyección de fluidos para aumentar la presión del yacimiento por arriba de su nivel inicial fue eliminado en gran medida en el razonamiento anterior. Sin embargo, hay dos aspectos del problema, el primero es el nivel absoluto de los índices de producción probables, en segundo lugar, la duración para poder mantener estos índices y el periodo de declinación de los índices de producción.

De la discusión del concepto de balance de materiales aplicado a los yacimientos de hidrocarburos, es claro que a menos producción de fluidos del yacimiento está puede ser compensada por un volumen igual de fluido en el yacimiento, por ejemplo, un acuífero muy grande u otra fuente externa, entonces la presión del yacimiento caerá. Cuando la presión media del yacimiento disminuye, la energía disponible para la producción disminuye y como resultado los índices de producción caen.

Así, la aplicación principal de la inyección de fluido en el yacimiento es tratar de equilibrar el volumen de fluido producido del yacimiento con lo inyectado, para mantener así la presión del yacimiento. Si esto se logra, se restringirá la declinación de los índices de producción como se muestran en la Figura 2.15.



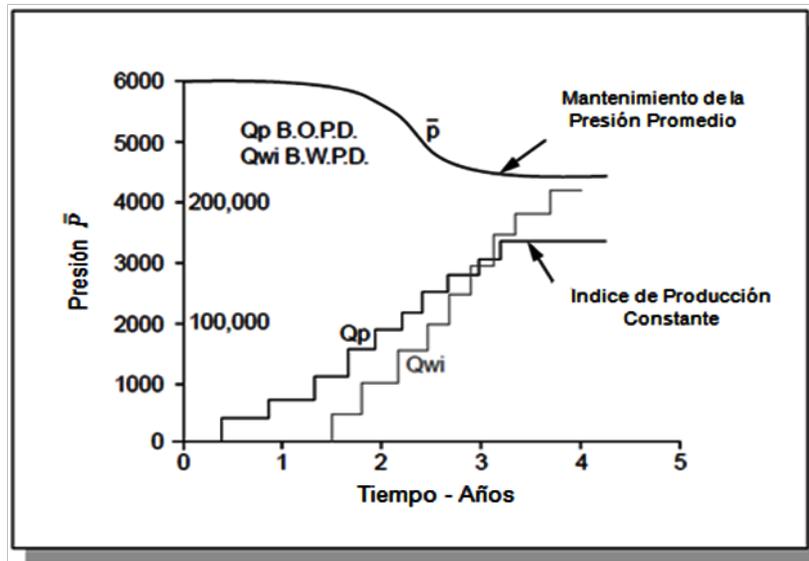


Figura 2.15. Los beneficios de la inyección de fluidos para mantener la producción.

La decisión acerca de si agua o gas debe ser inyectado está influenciada por la disponibilidad de fluidos y sus características.

La inyección de agua es de particular importancia ya que el agua suele estar disponible, ya sea como agua producida o agua de mar en una situación de alta mar. También requiere un mínimo de represurización y tratamiento. El agua es, sin embargo, sólo un poco compresible y como tal no es un fluido ideal para almacenar energía de compresión, pero alternativamente, como los costos de compresión son bajos normalmente es posible para el tratamiento de inyectar volúmenes relativamente grandes de agua.

El gas, para inyección es más compresible y por lo tanto más adecuado para mantener la presión del yacimiento, sin embargo, también requiere de una compresión considerable para permitir su inyección en el yacimiento. El suministro de gas sería un factor predominante en la mayoría de los casos, su valor comercial es de suma importancia y esto puede impedir su uso para re-inyección, a menos que no se tengan los medios para su exportación se quema como alternativa. La alternativa de postergar la venta del gas debido a su inyección produciría un costo económico.





2.2.2.2. Implementando un sistema artificial de producción.

Para obtener el máximo beneficio económico del yacimiento es necesario seleccionar un método de producción óptimo. Este es el que permite mantener los niveles de producción de la manera más rentable posible.

La manera más conveniente y económica de producir un pozo es por flujo natural, la mayoría de los pozos son capaces de producir por flujo natural en la primera etapa de su vida productiva. No obstante, una vez terminada la producción por flujo natural, es necesario seleccionar un método de bombeo artificial que permita seguir produciendo eficientemente al yacimiento.

En la selección de los métodos se deben considerar los siguientes factores:

- Disponibilidad de fuentes de energía en superficie: red de la fuerza electromotriz, plantas compresoras y otras.
- Característica del fluido por producir: viscosidad, °API, porcentaje de agua y sedimento, relación gas-líquido y otras.
- Profundidad y presión estática del yacimiento.
- Índice de productividad del pozo.
- Tasa máxima permitida para que no se generen problemas de producción: conificación de agua o gas, arenamiento y otros.

La selección final del método de bombeo artificial a utilizar debería hacerse partiendo de un estudio económico de cada método, no obstante, la parte más difícil del análisis es obtener los costos futuros de operación y mantenimiento, correspondientes a los métodos durante la vida del proyecto.

(1) Sistema de bombeo neumático.

El bombeo neumático es un medio de levantamiento de fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie, el cual se hace por medio de inyección de gas a una presión relativamente alta (250 [psi] mínimo) a través del espacio anular. El gas pasa a la **TP** a través de válvulas conectadas en uno o más puntos de inyección, como se muestra en la Figura 2.16.

El bombeo neumático se lleva a cabo por uno de los métodos siguientes:

- A.** Bombeo continuo.
- B.** Bombeo intermitente.





a) Bombeo neumático continuo.

En este método se introduce un volumen continuo de gas a alta presión por el espacio anular a la **TP** para aligerar la columna de fluidos, hasta el punto en que la reducción de la presión de fondo permita una diferencial suficiente a través de la formación, causando que el pozo produzca el gasto deseado.

Para realizar esto, se utiliza una válvula (operante) en el punto de inyección más profundo con la presión disponible del gas de inyección, junto con la válvula reguladora en la superficie. Este método se utiliza en pozos con alto **IP** (mayor a 0.5 [**bpd/psi**]) y presión de fondo fluyendo relativamente alta (columna hidrostática del orden de 50 % o más en relación a la profundidad del pozo).

b) Bombeo neumático intermitente.

En este tipo de bombeo, el gas penetra a la tubería de producción, una vez que se ha acumulado en el pozo cierta cantidad de fluidos, el gas entra súbitamente desplazando a los fluidos acumulados como un pistón.

El fluido dentro de la tubería de producción es levantado en forma de baches o pistones. La expansión adicional del gas obliga al fluido a moverse hacia la superficie.

A continuación se mencionan algunas de las ventajas y desventajas del bombeo neumático continuo.

Ventajas:

- Es adaptable a pozos direccionales.
- Es aplicable en instalaciones marinas.
- Su diseño se puede modificar por medio de operaciones con línea de acero.
- Tiene una larga vida de servicio.
- Es un sistema que se puede ajustar a cualquier profundidad y gasto de aceite requerido.
- No presenta problemas por presencia de arena en la corriente de flujo.

Desventajas:

- Debe existir disponibilidad de para inyección.
- El gas a inyectar debe ser procesado, mediante deshidratación y endulzado.
- Se pueden presentar problemas por formación de hidratos en la línea de inyección.





- La eficiencia se puede reducir por depositación de parafinas.
- El sistema no es eficiente cuando el aceite tiene una alta viscosidad o está emulsionado.
- Su operación es de alto riesgo por el manejo de gas a presiones altas.

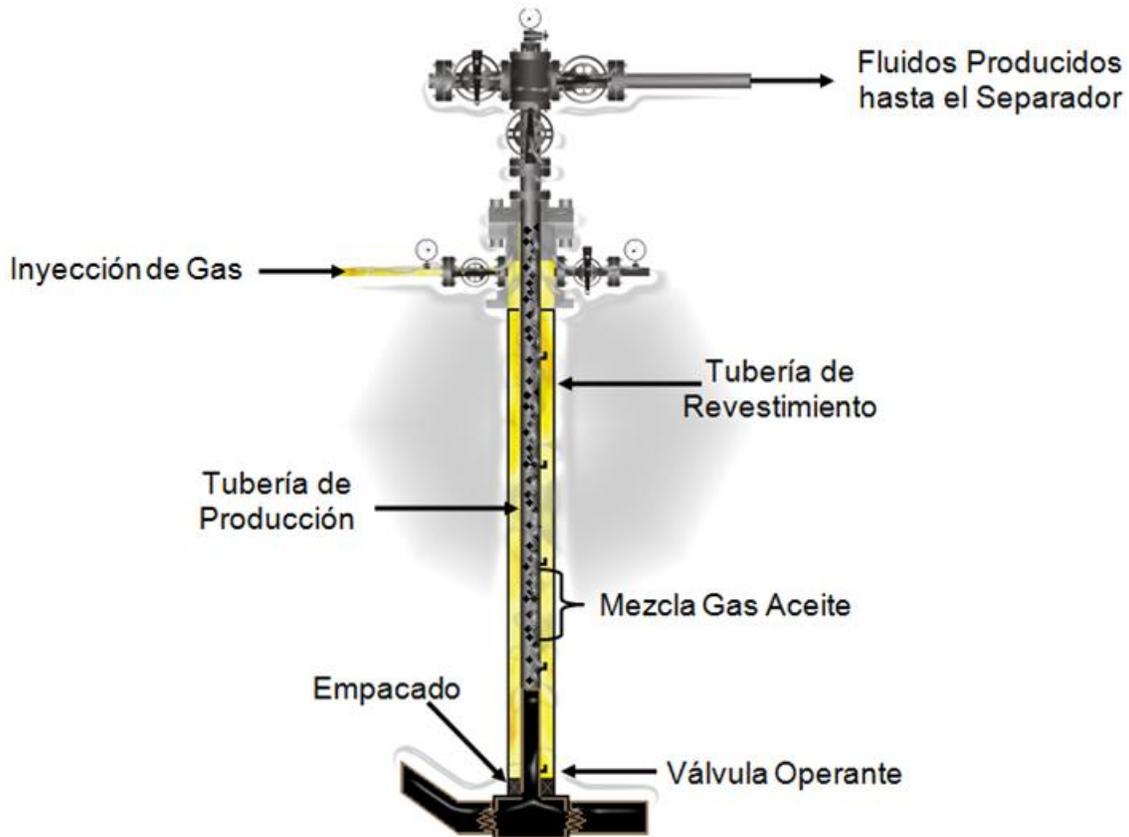


Figura 2.16. Sistema de bombeo Neumático.

Para entender claramente la acción del bombeo neumático hay que considerar la ΔP_{VL} en la ecuación (8).

$$\Delta P_{VL} = \Delta P_{Fric} + \Delta P_{HHD} + \Delta P_{KE} \quad (11)$$

Mediante la inyección de gas, la relación gas-líquido (**RGL**) del fluido se incrementa, es decir, su densidad efectiva del flujo se reduce y en consecuencia ΔP_{HHD} se reduce. Además, la compresibilidad del gas ayudará en el proceso de bombeo ya que el gas se eleva por la tubería con el líquido al expandirse, causando un aumento en la velocidad de flujo en la tubería. Sin embargo, como el gas se expande se produce un cierto aumento en las pérdidas de presión por





fricción lo cual reduce parte de la ventaja debido a la presión hidrostática (se refieren a la ecuación (8)). Con el aumento de volumen de inyección de gas, la presión hidrostática seguirá disminuyendo hacia una pendiente mínima de la relación gas-aceite (**RG**) muy alto. Los beneficios en la reducción de la densidad pueden reducir gradualmente mientras que el aumento en la pérdida de presión por fricción aumentará de manera significativa después de un cierto índice de inyección de gas. Por lo tanto, un índice óptimo de inyección de gas existe, como se muestra en la Figura 2.17.

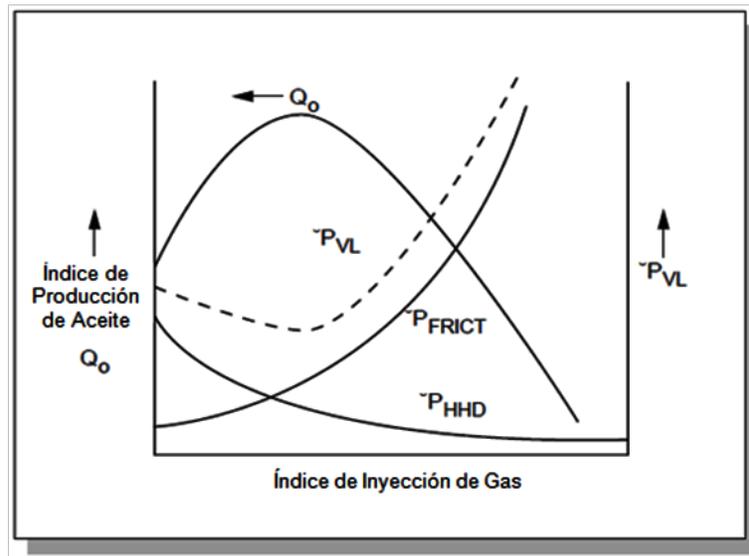


Figura 2.17. Optimización del índice de gas.

Considere la ecuación (10).

La caída de presión total del sistema.

$$\Delta P_{TOT} = [\Delta P_{RES} + \Delta P_{BHC} + \Delta P_{VL} + \Delta P_{SURF} + \Delta P_{CHOKE}]_Q \quad (12)$$

Si el sistema sufre una baja del bombeo neumático, entonces ΔP_{TOT} se mantiene constante, pero ΔP_{VL} disminuirá al mínimo y Q aumentará al máximo. Por lo tanto ΔP_{VL} aumentará y Q disminuirá como se muestra en la ecuación (10).

El bombeo neumático es un método muy efectivo para aumentar el índice de producción, dado que el gas es eficientemente disperso en la columna de fluido y si el índice óptimo de inyección no es excedido.

Con referencia a la ecuación (7), si se usa un sistema de bombeo, entonces un término adicional es introducido para reflejar la energía suplementaria





proporcionada ΔP_{PUMP} . Esto permitirá que índice de producción sea el más elevado del pozo.

$$P_{RES} + \Delta P_{PUMP} = [\Delta P_{RES} + \Delta P_{BHC} + \Delta P_{VL} + \Delta P_{SURF} + \Delta P_{CHOKE}]_Q + P_{SEP} \quad (13)$$

(2) Sistema de bombeo electrocentrífugo sumergido (BEC).

El bombeo electrocentrífugo sumergido (**BEC**), también conocido como bombeo eléctrico, desde su primera aplicación para un pozo petrolero en 1929, ha probado ser un sistema artificial de producción eficiente y económico.

Comparando con otros sistemas artificiales de producción tiene ventajas y desventajas, debido a que no siempre pueden resultar el mejor. Es decir, un pozo candidato a producir artificialmente con bombeo electrocentrífugo sumergido, debe reunir características tales que no afecten su funcionamiento, como las altas relaciones gas-aceite, las altas temperaturas, la presencia de arena en los fluidos producidos y medio ambiente de operación agresivo, que son factores con influencias indeseables sobre la eficiencia del aparejo.

Entre las características únicas del sistema está su capacidad de producir volúmenes considerables de fluido desde grandes profundidades, trabaja sobre un amplio rango de profundidades y gastos. El sistema opera sin empacador inferior de la tubería de producción, generalmente por arriba de los disparos.

Anteriormente, para el diseño del aparejo de bombeo eléctrico se consideraba como único requisito, que la bomba debía colocarse por debajo del nivel dinámico del fluido del pozo, de tal manera que estuviera garantizada la alimentación continua de líquidos en la succión de la bomba, previniendo posibles variaciones en las condiciones del pozo.

Más adelante, el procedimiento de diseño evolucionó con la operación de métodos para determinar caídas de presión en tuberías verticales con flujo multifásico; entonces, también se utilizaron correlaciones para el cálculo de propiedades **PVT** de los fluidos. Lo anterior, permitió efectuar la selección de equipo de bombeo con mejor aproximación, para pozos en los que existe una cantidad importante de gas que se produce con los líquidos.

En la actualidad, el diseño ha mejorado, incorporando en los cálculos la consideración de que el volumen y propiedades de la mezcla, varían constantemente en el interior de la bomba; lo cual se traduce en reducciones importantes de su capacidad volumétrica, desde la presión de succión hasta la descarga. Consecuentemente las dimensiones del motor y de la bomba son aún





menores, para una operación más eficiente del sistema, para obtener el gasto de líquido deseado, manteniendo la presión necesaria en la cabeza del pozo.

Una unidad típica de bombeo electrocentrífugo sumergido está compuesta de dos partes que son: los componentes subsuperficiales y los componentes superficiales.

Componentes subsuperficiales.

- Bomba centrífuga de etapas múltiples.
- Separador de gas.
- Protectores.
- Motor eléctrico, que se encuentra en la parte inferior y provee la potencia necesaria para mover la bomba.
- Cable conductor de potencia.

Los ejes de todos los componentes están interconectados entre sí, y además el **BEC** es suspendido de la tubería de producción.

Componentes superficiales.

- Cabezal.
- Cable superficial.
- Tablero de control.
- Transformador.

Como se puede ver en la Figura 2.18, se muestra la distribución de los componentes del aparejo en la forma tradicional, ya dentro del pozo.



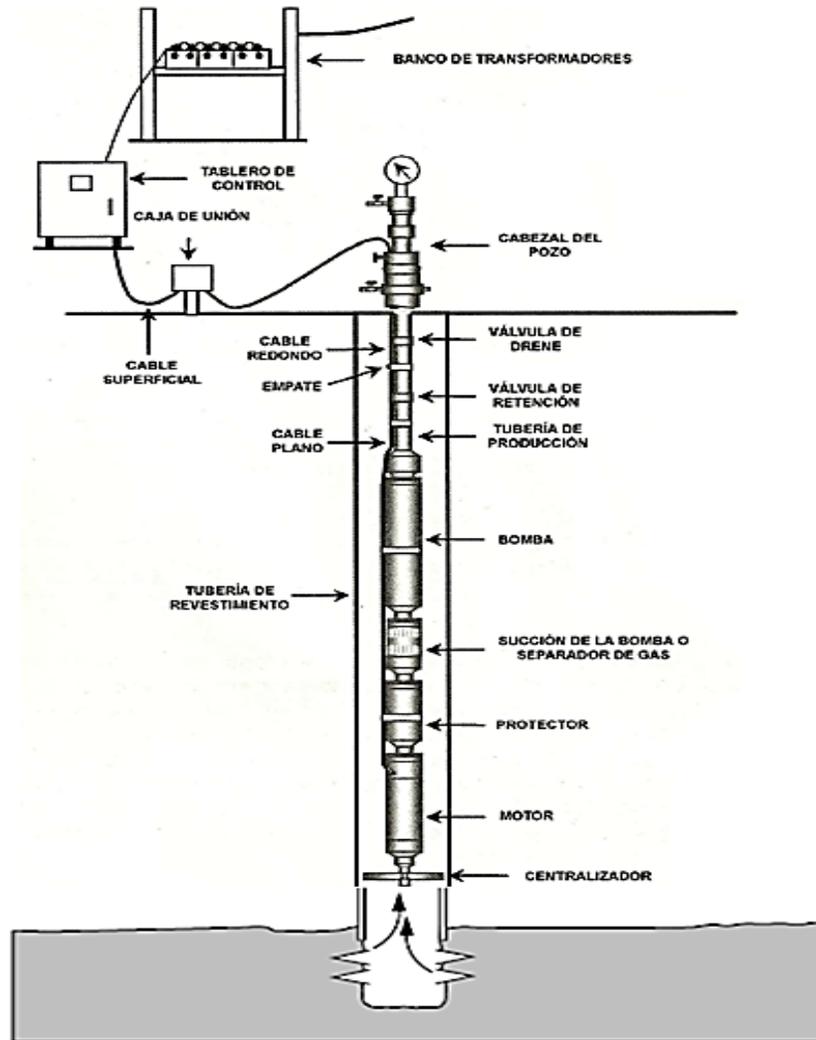


Figura 2.18. Aparejo de bombeo electrocentrífugo sumergido.

Ventajas:

- Está considerado como un sistema efectivo y económico para producir grandes volúmenes de fluidos, a grandes profundidades.
- Capaz de manejar gastos desde 200 hasta 60,00 bl/día de fluidos, en profundidades aún superiores a los 15,000 pies, también se utiliza para producir fluidos con altas viscosidades y manejo simultaneo de aceite, agua y gas.
- El comportamiento del sistema es muy eficaz cuando se maneja únicamente líquidos; más no por esta razón, se deja de intentar su aplicación en pozos que produzcan cantidades considerables de gas libre,





ya que la bomba centrífuga tiene la capacidad de tolerar ciertas cantidades de gas libre.

Desventajas:

- La profundidad de operación está limitada por el rango de potencia del motor eléctrico, como por las altas temperaturas; ésta a su vez, limitan el tamaño del motor y las características del cable.
- El costo inicial puede ser alto, ya que las múltiples etapas en la bomba para un alto volumen y las elevadas potencias en el motor son costosas.
- El cable también es de alto costo, especialmente si se requiere recubrimientos para que opere en un medio ambiente agresivo, las fallas en el cable son frecuentes debido a las altas temperaturas, por corrosión o por mal manejo.
- También las fallas en el motor son muy frecuentes, se deben a las altas temperaturas, corrosión, abrasión, altas **RGA** (eficiencias bajas) y frecuentemente a la liberación de gas encerrado en la bomba.

(3) Sistema de bombeo hidráulico.

El bombeo hidráulico es un sistema artificial donde se transmite energía al fondo del pozo mediante la inyección de un fluido presurizado a través de las tuberías del pozo. A este fluido presurizado se le llama **fluido de potencia o fluido motriz** y puede ser agua, aceite o una mezcla de estos. La energía es adicionada a los fluidos del yacimiento mediante una bomba instalada en el fondo, esta bomba puede ser de tipo pistón o jet, en la Figura 2.19, se muestra un esquema con las principales partes que componen a un sistema de bombeo hidráulico.

El sistema funciona de la siguiente manera, en los tanques de la unidad superficial se recibe el fluido, el cual dependiendo del tipo de sistema de inyección: circuito abierto o cerrado, será una mezcla del fluido del pozo con el fluido inyectado o únicamente fluido de inyección. De aquí una vez limpio de sólidos el fluido necesario de acuerdo a las condiciones de operación y diseño es succionado por la bomba múltiple para ser inyectado hacia el pozo, el fluido restante se envía a la batería de producción. Una vez en el fondo el fluido presurizado entra a la bomba de fondo para que esta proporcione el incremento de energía a los fluidos del pozo y se repite el ciclo.

La presión de operación, presión de inyección, de los sistemas hidráulicos varían de 2,000 a 4,000 psi. Normalmente para generar estas presiones se utilizan bombas de desplazamiento positivo cuya fuerza motriz puede ser proporcionada





por motores eléctricos o de combustión interna, para la conducción y control de los fluidos se utilizan válvulas de control y conexiones en la tubería así como uno o dos tanques que actúan como separadores.

Además nos permite inyectar químicos para prevenir corrosión, parafina y emulsiones junto con el fluido motriz. Cuando se están bombeando fluidos muy viscosos el fluido motriz nos puede ayudar a disminuir la viscosidad y mejorar el flujo.

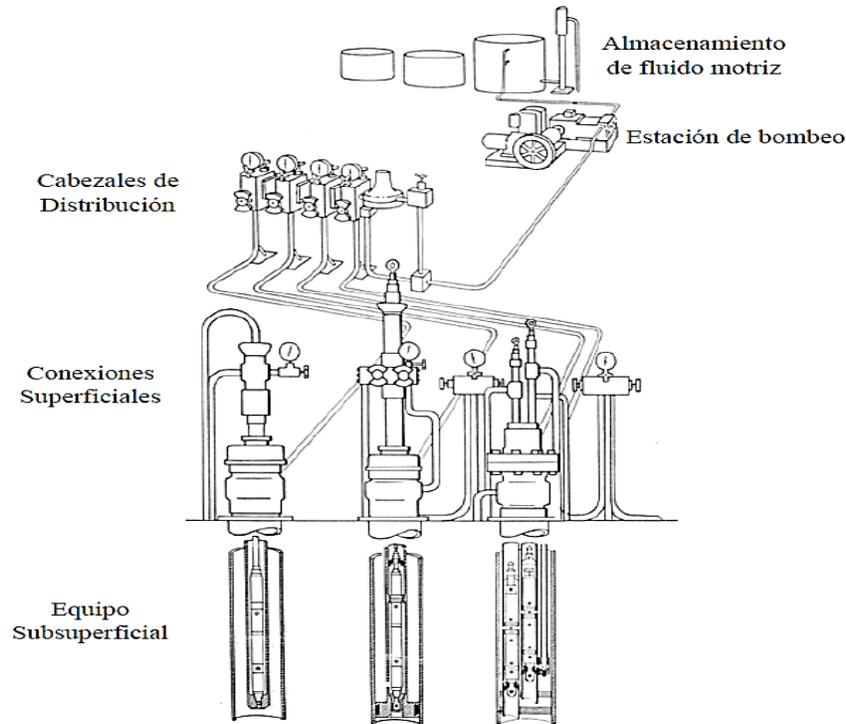


Figura 2.19. Sistema de bombeo hidráulico.

Como se mencionó anteriormente existen dos sistemas de inyección del fluido de potencia o fluido motriz, los cuales detallan a continuación:

- **Circuito abierto.**- El sistema de inyección con circuito abierto fue el primero que se utilizó y su aplicación es la más sencilla y económica ya que el fluido motriz regresa a la superficie mezclado con el fluido producido por el espacio anular de las tuberías de revestimiento, producción o inyección, dependiendo del equipo subsuperficial que se tenga, como se puede observar en la Figura 2.20.



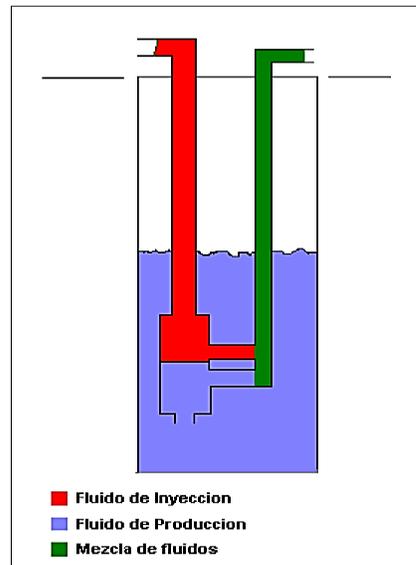


Figura 2.20. Circuito abierto.

- **Circuito cerrado.**- El fluido motriz retorna a la superficie, independiente de los fluidos producidos por el pozo, hasta el tanque de almacenamiento formando un circuito cerrado como se puede observar en la Figura 2.21, esto se logra por medio de una tubería adicional que va alojada en un dispositivo mecánico llamado “cámara de fondo”, instalado en el fondo del pozo, además se utiliza un elemento de empaque en la unidad de bombeo, que permite aislar el fluido motriz recuperado.

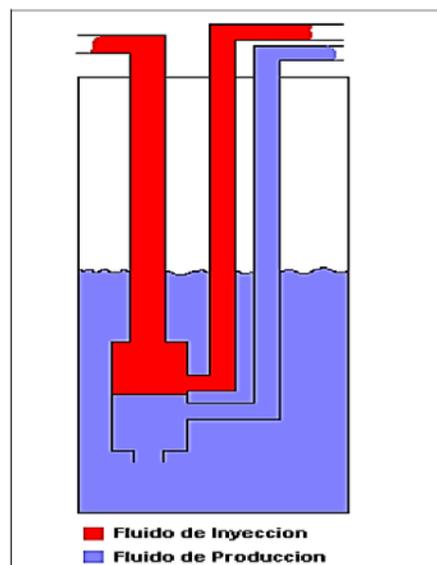


Figura 2.21. Circuito cerrado.





También existen dos tipos de instalaciones subsuperficiales básicas que son: instalaciones fijas e instalaciones libres. En las primeras la bomba se conecta al final de la tubería de producción, mientras que las bombas libres están diseñadas para ser recuperadas o insertadas mediante la circulación de fluido en las tuberías.

1. Bombas subsuperficiales fijas.

Como se mencionó anteriormente este tipo de bombas van conectadas al fondo de la sarta de producción, por lo que es necesario realizar movimientos de tubería con equipo de reparación o tubería flexible para su introducción o extracción. Los diferentes arreglos de este tipo de bomba son:

- Bomba Fija de Inserción. La bomba se conecta a una zapata colocada en la tubería cuyo diámetro interior es mayor que el diámetro exterior de la bomba. El fluido motriz es inyectado a través de tubería interior y el fluido producido regresa por el espacio anular entre las dos tuberías. En este tipo de conexiones se crea un espacio que permite el venteo de gas por el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la de producción.
- Bomba fija a tubería. Este tipo de bombas se utilizan para producciones altas ya que la bomba va conectada a la tubería de producción por lo que pueden ser de mayor diámetro. En la parte inferior después de la bomba debe llevar un empacador recuperable que le permita fijar la sarta aislando al mismo tiempo el espacio anular. El fluido motriz es inyectado por la tubería de producción y la mezcla de fluidos, inyectado y producido, regresa por el espacio anular de la tubería de revestimiento.

2. Bombas subsuperficiales libres.

En este tipo de arreglo la bomba no está enroscada a ninguna tubería y es una de las ventajas más significantes del bombeo hidráulico ya que permite circular el fluido motriz con la bomba hacia abajo para iniciar la producción del pozo y circular el fluido en forma inversa para regresarla a la superficie para su reparación, redimensionamiento o cambio. Las instalaciones de bomba libre requieren un ensamble de fondo que debe ser introducido con la tubería de producción. El ensamble de fondo consiste básicamente de un niple de asiento y de uno o varios puntos de sello arriba de este que a su vez sirven como receptáculo para la bomba.





En la Figura 2.22, podemos observar los distintos arreglos para las bombas subsuperficiales.

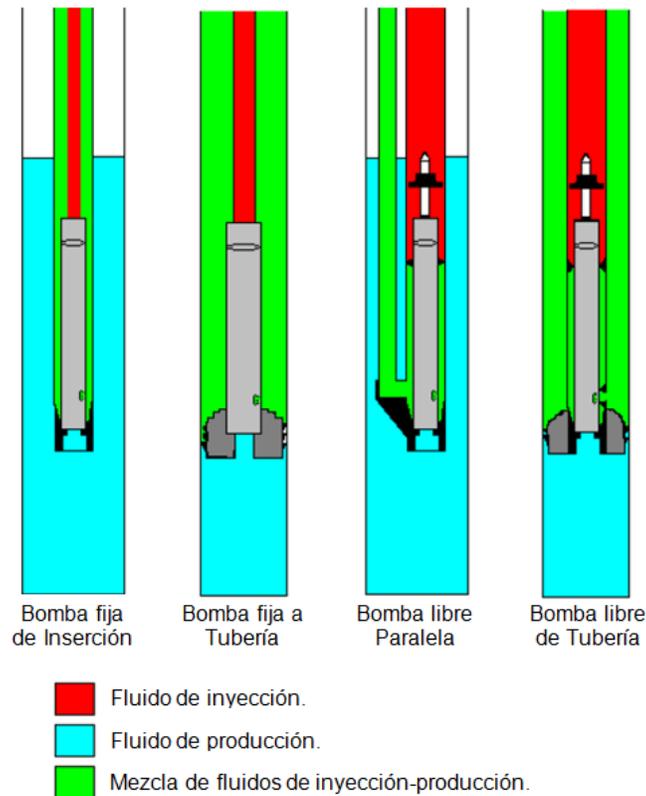


Figura 2.22. Arreglos para bombas subsuperficiales.

De acuerdo al tipo de bomba de subsuelo.

- A. Bomba tipo pistón.
- B. Bomba tipo jet.

a) Bomba tipo pistón.

La diferencia principal en los dos tipos de bombeo hidráulico radica en la bomba subsuperficial, en el caso del bombeo tipo pistón consta de pistones que mediante el fluido motriz realizan un movimiento reciproco añadiendo así la presión necesaria para elevar los fluidos a la superficie. Este tipo de bombeo hidráulico está basado en el "*principio de Pascal*" que dice, la presión aplicada a un fluido se transmitirá en todas direcciones con la misma intensidad. La presión que se aplica al fluido motriz se transmitirá al pistón de la bomba, en la Figura 2.23





se muestra un esquema general de la bomba en carrera ascendente y descendente.

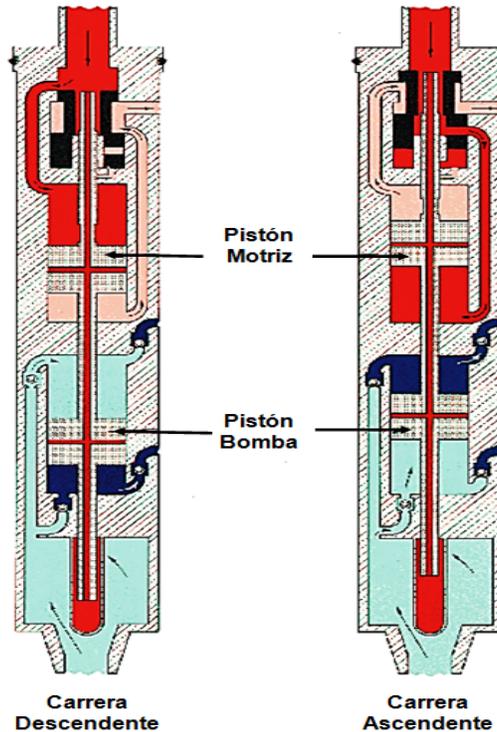


Figura 2.23. Bomba tipo pistón.

Ventajas:

- Alta eficiencia de desplazamiento volumétrico.
- Se pueden utilizar bombas libres (auto recuperables)
- Buena aplicación en pozos desviados.
- Profundidades de aplicación de 5,000 metros.
- Aplicaciones en pozos múltiples.

Desventajas:

- Volúmenes de producción medios de 50 a 1000 BPD.
- Requiere ensambles de fondo específicos.
- Disminuye su eficiencia con la presencia de gas y sólidos.

b) Bomba tipo jet.

El bombeo tipo jet o chorro, es un sistema especial de bombeo hidráulico, porque a diferencia del tipo pistón, no ocupa partes móviles, y la acción de





bombeo se realiza por medio de transferencia de energía entre el fluido motriz y los fluidos producidos.

Un esquema típico de una bomba subsuperficial tipo jet se muestra en la Figura 2.24, el fluido motriz entra por la parte superior de la bomba y pasa a través de la tobera, donde su presión total del fluido motriz es convertida en energía cinética para los fluidos a producir. La tobera descarga un chorro en la cámara de entrada de los fluidos del pozo, la cual tiene comunicación con la formación. En la cámara de mezclado cuyo diámetro es mayor al de la tobera, se mezclan los fluidos producidos y el fluido motriz.

Al mismo tiempo que se efectúa la mezcla, el fluido motriz pierde energía que es ganada por los fluidos del pozo. Después, la mezcla pasa al difusor, que es la última sección de trabajo, en donde la energía que en su mayor parte es conservada en forma de energía cinética se convierte en presión estática; cuando esta presión es mayor que la ejercida por la columna de fluidos en el espacio anular, se establece el flujo hacia la superficie.

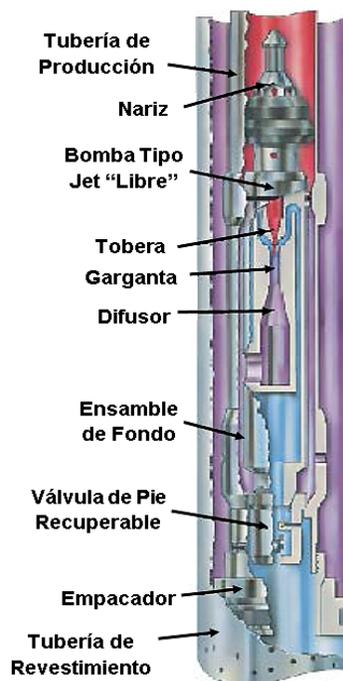


Figura 2.24. Bomba tipo Jet.

Ventajas:

- No hay partes en movimiento.
- Puede manejar altos gastos de producción.





- Buena aplicación en pozos desviados.
- Aplicaciones pozos múltiples.
- Bombas Libres (auto recuperables)
- Bajo mantenimiento
- Diámetros pequeños para aplicaciones con línea de acero o tubería.

Desventajas:

- Producción depende de la presión de fondo y RGA.
- Requieren ensambles de fondo específicos.
- Altos requerimientos de presión superficial.
- Baja eficiencia de aprovechamiento de la potencia del motor.

(4) Sistema de bombeo mecánico.

El Bombeo Mecánico es un sistema artificial de producción, cuya función es extraer fluidos mediante un movimiento ascendente-descendente, que se transmite por medio de la sarta de varillas a la bomba colocada dentro de la **TP** en el fondo, cerca del yacimiento. Los fluidos que se acumulan en la **TR** llegan a la superficie a través de la **TP**.

El sistema de bombeo mecánico consta de dos principales equipos:

- Equipo superficial.
 - Motor.
 - Reductor de engranes.
 - Unidad de bombeo.
- Equipo subsuperficial.
 - Bomba.
 - Sarta de varillas.

En la Figura 2.25, se muestra un esquema general de los principales componentes del sistema de bombeo mecánico.



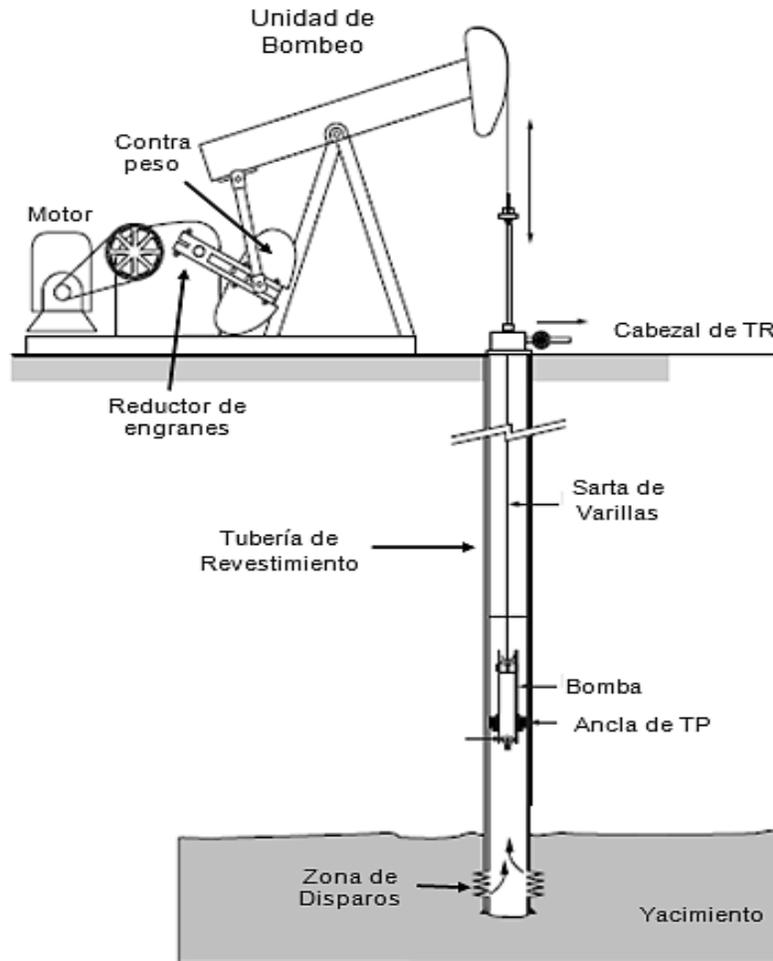


Figura 2.25. Sistema de bombeo mecánico.

Para mover la bomba de fondo se utilizan las Unidades de Bombeo Mecánico, su función es convertir el movimiento rotativo de un motor en un movimiento recíprocante.

Existen diferentes tipos de unidades, entre las más comunes están: la de balancín (bimba) e Hidroneumática.

- En una Bimba el motor mediante el reductor de engranes hace girar las manivelas y que a su vez mueven el balancín.
- En una Unidad de bombeo Hidráulico UBH, el motor mueve una bomba hidráulica para que mediante el sistema hidráulico se muevan en forma recíprocante unos cilindros (gatos hidráulicos).

El peso de la sarta de succión, la bomba y de la columna de fluidos desequilibran la fuerza necesaria para el movimiento recíprocante, es decir, se requiere mucha





fuerza para levantar el aparejo, y solo la gravedad para bajar. Para disminuir este esfuerzo, el peso del aparejo se equilibra o balancea con masas de acero (contrapesos), en el caso de la bimba y en el caso de la UBH con la fuerza que proporciona el nitrógeno a presión. Una vez balanceado, solo es necesaria poca fuerza para subir y bajar la bomba en el fondo, esto reduce por mucho el consumo de energía necesaria, de ahí la importancia de un buen balanceo.

La geometría de todas las unidades de bombeo mecánico cae dentro de dos clases:

- La **clase I**, que tiene el reductor de engranes colocado en la parte trasera con apoyo a la mitad del balancín y está representado por la unidad convencional. En la Figura 2.26a se aprecia el apoyo (F) cerca del centro, el esfuerzo del motor principal (E) aplicado en un extremo del balancín y la resistencia de la carga del pozo (R), está aplicada en el extremo opuesto del balancín.
- La **clase III**, con el reductor de engranes colocado al frente, representada por las unidades Mark II y aerobalanceada. En la Figura 2.26b puede verse que para ambas unidades, el esfuerzo (E) y resistencia (R) se aplican en un mismo extremo del balancín con relación al apoyo (F), que se encuentra en el otro extremo.

Las diferentes distribuciones de palancas y localización de los cojinetes en el balancín con relación a la flecha de la manivela, dan como resultado las distintas geometrías.

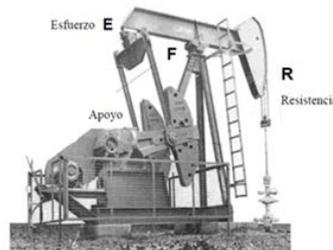


Figura a.

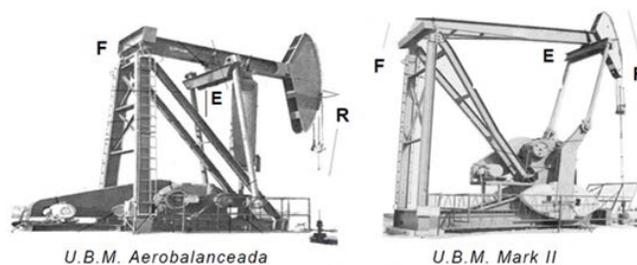


Figura b.

Figuras 2.26. a-b. Geometrías de la unidad de bombeo mecánico.





- **Unidad de bombeo mecánico convencional.**

En la U.B.M. convencional como se puede observar en la Figura 2.27, su balanceo es a través de contrapesos y su rotación (vista del lado izquierdo de la unidad) es en contra de las manecillas del reloj, puede operar en sentido contrario pero no se debe, ya que la rotación de los dos lados da lubricación a los engranes del reductor.

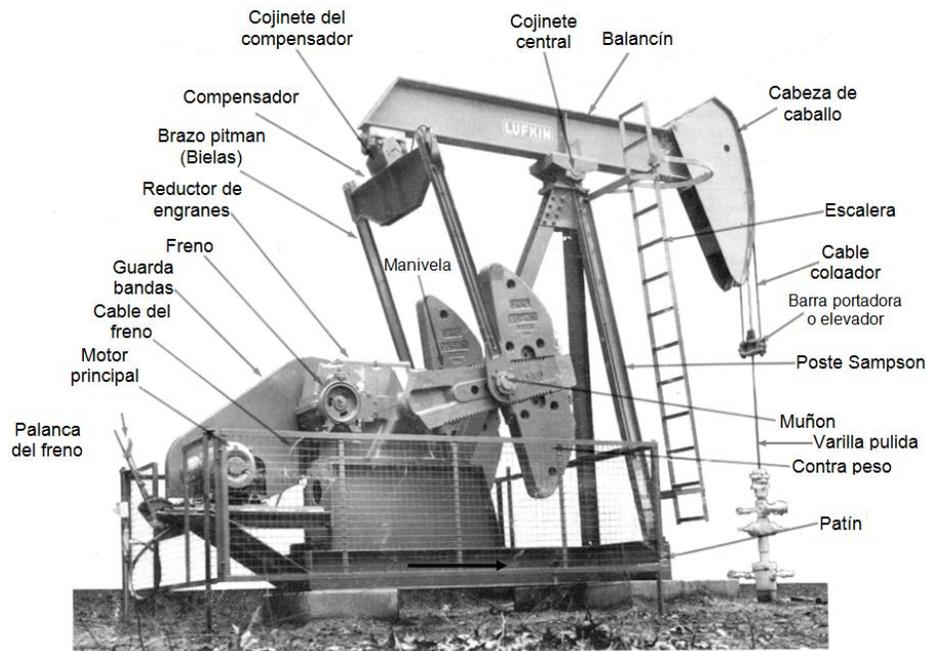


Figura 2.27. Unidad de bombeo convencional.

Ventajas:

- Tiene bajo costo de mantenimiento
- Costos menores que otro tipo de unidades.
- Es usualmente mejor con varillas de fibra de vidrio.
- Puede girar en el sentido de las manecillas del reloj y contrario.
- Puede bombear más rápido que la Mark II sin problemas.
- Requiere menos contrabalanceo que la Mark II.

Desventajas:

- En muchas aplicaciones, no es tan eficiente como la Mark II.
- Puede requerir una caja de velocidades mayor que otro tipo de unidades (especialmente con varillas de acero).





- **Unidad de bombeo mecánico Mark II.**

En la U.B.M. Mark II como podemos observar en la Figura 2.28, su balanceo es a través de contrapesos y su rotación (vista del lado izquierdo de la unidad) es conforme a las manecillas del reloj, ya que su sistema de lubricación en el reductor es exclusivamente para esta rotación, no puede operar en rotación contraria porque dañaría considerablemente el reductor.

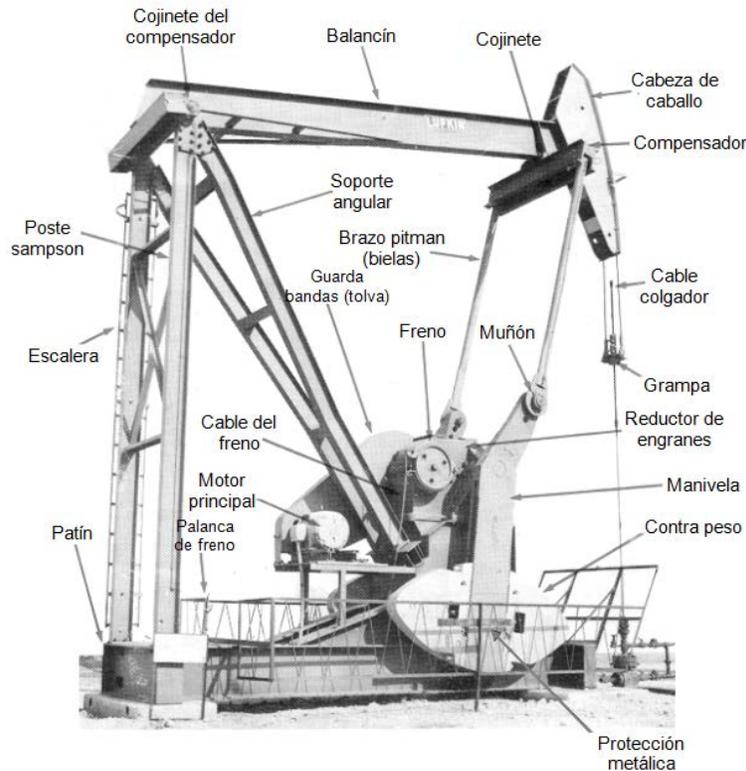


Figura 2.28. Unidad de bombeo mecánico Mark II.

Ventajas:

- Tiene bajo torque en muchos casos (con varillas de acero).
- Puede bajar costo (5 a 10 %) comparada con el siguiente tamaño de la unidad convencional.

Desventajas:

- En muchas aplicaciones, no puede bombear tan rápido como la Convencional, porque puede causar problemas de fallas en las varillas.
- Puede girar solamente en sentido contrario a las manecillas del reloj.





- Puede girar en el sentido de las manecillas del reloj o sentido contrario.

Desventajas:

- Es más complicada y requiere mayor mantenimiento (compresor de aire, cilindro de aire).
- La condensación de agua en el cilindro puede causar problemas.
- La caja de velocidades puede ser dañada si el cilindro pierde presión de aire.

(5) Sistema de cavidades progresivas.

El principio de operación de este sistema está basado en el tornillo de Arquímedes, que es la principal diferencia con el sistema de bombeo mecánico.

El Sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas (BCP) es un método de levantamiento artificial de fluidos, cuya popularidad en la industria petrolera se ha estado incrementando en los últimos años.

La unidad típica del sistema de bombeo por cavidades progresivas está constituida en el fondo del pozo por los componentes: rotor, estator, varillas, centralizador y tubería de producción. Las partes superficiales son: motor eléctrico, cabezal de rotación, líneas de descarga, tablero de control, sistema de frenado, sistema de transmisión de energía (conjunto de bandas), caja de cambios, caja de sello y eje impulsor, como lo podemos observar en la figura 2.30.



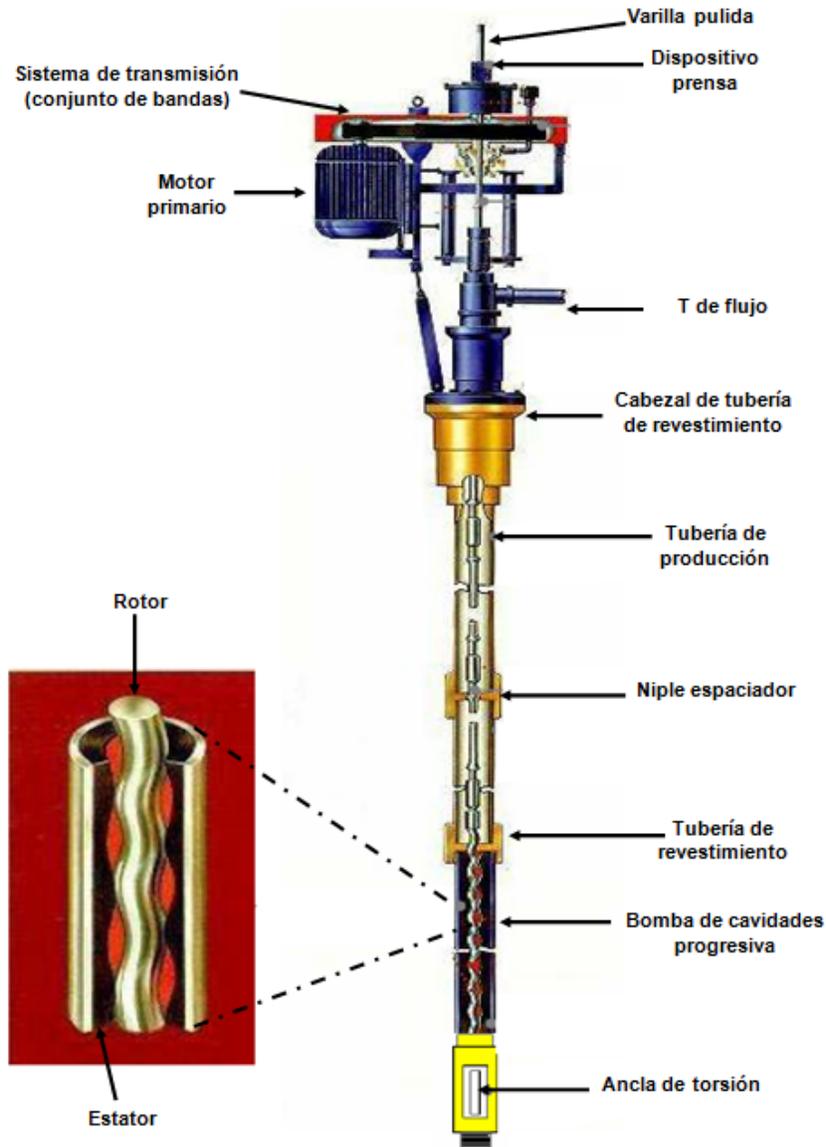


Figura 2.30. Unidad de bombeo de cavidades progresivas.

La bomba BCP está constituida por dos piezas longitudinales en forma de hélice, como se muestra en la Figura 2.31, una que gira en contacto permanente dentro de la otra que está fija, ambos con igual diámetro menor, formando un engranaje helicoidal:

1. El **rotor** metálico, es la pieza interna conformada por una sola hélice.
2. El **estator**, la parte externa está constituida por una camisa de acero revestida internamente por un elastómero (goma), moldeado en forma de hélice enfrentadas entre sí, cuyos pasos son el doble del paso de la hélice del rotor.



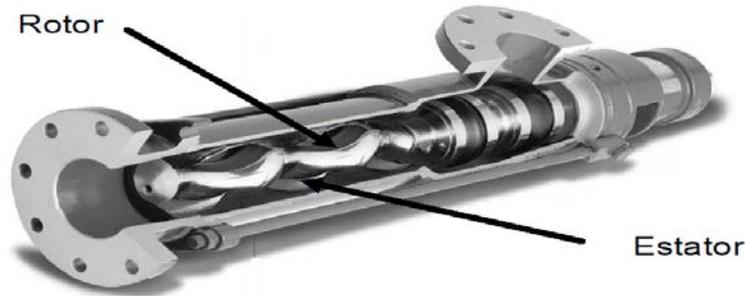


Figura 2.31. Bomba de cavidades progresivas.

El desplazamiento de la bomba es directamente proporcional al área transversal del rotor, su excentricidad, la longitud de la línea de sello helicoidal del estator y la velocidad de rotación del rotor.

El estator y el rotor no son concéntricos, el movimiento del rotor es combinado girando sobre su propio eje y dirección opuesta a su propio eje alrededor del eje del estator. La distancia que se desplaza una cavidad en un giro completo del rotor es igual a dos veces la longitud de la línea de sello; misma que está definida por la distancia cresta a cresta, como se puede observar en la Figura 2.32.

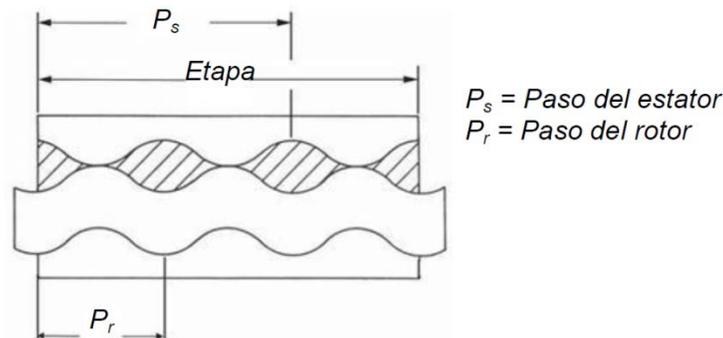


Figura 2.32. Paso del rotor y del estator.

El paso se define como el volumen desplazado por la bomba en una revolución, siendo que la longitud del paso depende de la capacidad de la bomba. A continuación se muestra la geometría del estator y el rotor.

Conforme el rotor gira excéntricamente, se generan cavidades selladas, desfasadas 180° entre sí; estas progresan desde la entrada hasta la descarga de





la bomba. Cuando una disminuye, otra se genera al mismo ritmo resultando en un flujo continuo. El área transversal de cavidades permanece constante sin importar la posición del rotor en el estator, como se puede observar en la Figura 2.33.

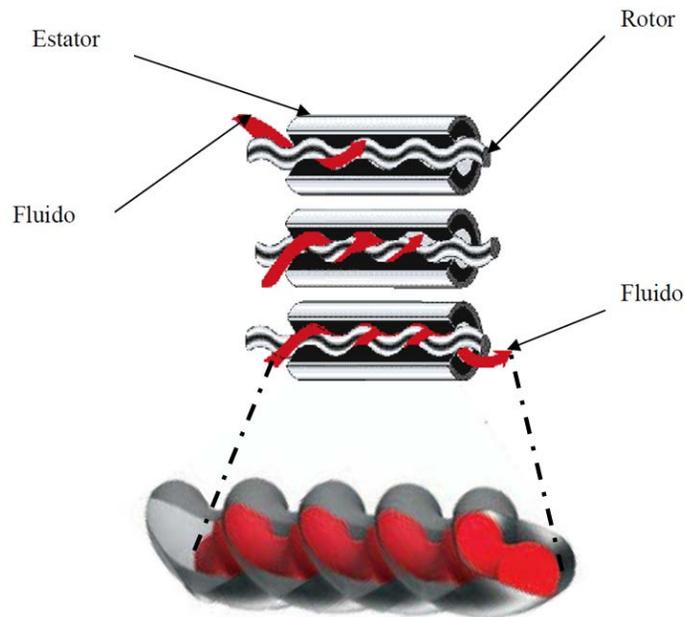


Figura 2.33. Paso del flujo a través de las cavidades del rotor y estator.

Existen diversas configuraciones o geometrías de la bomba de cavidades progresivas, las cuales dependen de la relación de lóbulos entre el rotor y el estator. Como regla debe cumplirse que: número de lóbulos del estator = 1+ número de lóbulos del rotor. Partiendo de esta regla, se diseñan rotores y estatores de varios lóbulos que pueden combinarse en diversas formas (rotor: estator) llamadas simples y multilobulares:

- **Simple:** Son aquellas en las cuales el número de lóbulos de rotor es de 1, mientras que el del estator es de 2 lóbulos (relación 1:2).
- **Multilobulares:** Ofrecen rotores de dos o más lóbulos en estatores de tres o más (relación 2:3, 3:4, etc.) Estas bombas ofrecen mayores caudales en comparación con las simples, a continuación se muestra en la Figura 2.34 las posibles geometrías.



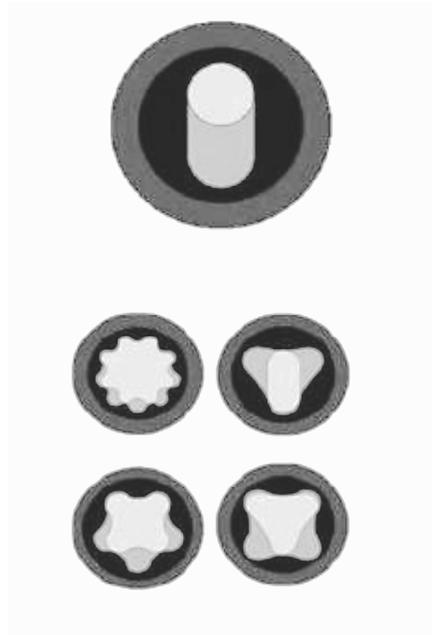


Figura 2.34. Tipos de geometrías BCP.

El diseño más utilizado en el levantamiento artificial de petróleo, es el diseño 1:2 de la bomba. Las bombas multilóbulos (5:4) fueron probadas, pero problemas como la vibración, el rompimiento del rotor, el desgaste del elastómero y un mayor torque por fricción, las hicieron menos utilizables.

Ventajas:

- Bajos costos de inversión inicial.
- Bajas inversiones para pozos someros y bajos gastos.
- Bajos costos de energía.
- Excelente eficiencia hidráulica (50% al 70%).
- Fácil de instalar y operar.
- Ofrece mayor resistencia que cualquier otro sistema al operar con altos contenidos de arena y altas RGA.
- Aumenta su eficiencia conforme aumenta la viscosidad del fluido.
- Instalación y operación simple.
- Bajos niveles de ruido en comparación con otros equipos superficiales.
- Alta resistencia a la abrasión.

Desventajas:

- Es un sistema relativamente nuevo, por lo que requiere un buen desarrollo de la experiencia y de su conocimiento.





- Alta sensibilidad a los fluidos producidos (los elastómeros pueden hincharse o deteriorarse con el contacto de ciertos fluidos).
- Desgaste por contacto entre varillas de bombeo y la tubería de producción puede tornarse un problema grave en pozos direccionales y horizontales.
- Capacidad de desplazamiento real de entre 2 mil y 4 mil barriles diarios.
- Su vida útil es corta por los problemas con el elastómero.
- Problemas de desgaste TP/varillas cuando se aplica a pozos desviados.
- Capacidad de elevación real entre 1 mil 850 y 3 mil 500 m.
- Resistencia a la temperatura entre 138 y 178 °C.
- Disminuye su eficiencia cuando trabaja con gas.





CAPITULO 3.

COMPORTAMIENTO DE POZOS FLUYENTES.

INTRODUCCIÓN.

El análisis del comportamiento de la afluencia del pozo ocupa un lugar importante tanto en el desarrollo de tecnología de producción como en la utilización de técnicas de producción. En la década de 50's. *W.E. Gilbert de la compañía "Shell Oil"*, fue uno de los primeros ingenieros que trabajo en esta materia.

Su trabajo "*Comportamiento de Afluencia en pozos con Bombeo Neumático*" hasta la fecha sigue en uso, así como también, los conceptos de curvas de gradiente de presión, relaciones del comportamiento de flujo (IPR) y las soluciones gráficas de los problemas de comportamiento de pozos, a continuación un fragmento de la introducción de su trabajo.

"La producción por flujo natural produce más aceite que todos los sistemas artificiales de producción juntos, se produce a un costo mínimo en relación a las dificultades que se presentan en los pozos con algún sistema artificial de producción y finalmente se abandona en un ambiente lleno de dificultades; un acto irreversible con ideas que fortalecen la conclusión de abandono. No obstante, los hombres de campo durante años han tenido la idea de que un conocimiento más detallado del comportamiento de flujo, permitiría mayor eficiencia y control de la producción, y de esta manera aumentar la recuperación de aceite económicamente rentable por flujo natural".

Desde entonces, existe una mejor comprensión de los conceptos que definen el comportamiento del pozo. Sin embargo, estamos lejos de la verdad para decir que nuestra comprensión es total.

En el capítulo 2, se introdujo el concepto del sistema integral de producción. La producción de fluidos del yacimiento o la inyección de fluidos en él, requiere la disipación de energía en forma de presión. El diseño efectivo o evaluación del comportamiento de un pozo requiere la consideración de la pérdida de presión a través del sistema de flujo incluyendo algunos o todos los componentes siguientes:

- El yacimiento.
- La terminación del pozo.
- La tubería de revestimiento o tubería de producción.





- La cabeza del pozo.
- La tubería de descarga.
- El estrangulador de la línea de flujo.
- Las pérdidas de presión en la tubería de separación, exportación y almacenamiento.

La producción de aceite y gas de un yacimiento es intrínsecamente limitado por la presión en el yacimiento. Una tarea importante en la ingeniería de producción es el diseño de una terminación efectiva para optimizar y maximizar la recuperación de aceite y gas.

La importancia relativa de esto fue ilustrada en la Tabla 3.1 por *Duns* y *Ros*, que prevé la siguiente distribución de caída de presión de un pozo en particular.

IP	Q ÍNDICE DE PRODUCCIÓN. BOPD/PSI BOPD	% DE LA PÉRDIDA TOTAL DE PRESIÓN.		
		YACIMIENTO.	TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.	LÍNEA DE DESCARGA.
2.5	2700	36	57	7
5.0	3700	25	68	7
10.0	4500	15	78	7
15.0	4800	11	82	7

Tabla 3.1. Distribución de las pérdidas de presión.

Obviamente, la mayoría de las pérdidas de presión se producirá en el yacimiento y la tubería, como aumento de la productividad del yacimiento, la proporción de pérdida de presión por unidad de afluencia en la tubería irá en aumento. La especificación de la sarta de producción será crucial para la optimización de la capacidad del sistema de producción.

El comportamiento de la producción consiste en hacer coincidir los tres aspectos siguientes:

- 1) Comportamiento de la afluencia de la formación que fluye desde la formación hasta el pozo.
- 2) El comportamiento del bombeo vertical así como de los fluidos que fluyen hacia arriba en la tubería hasta la superficie.
- 3) Estrangulador o el comportamiento del estrangulador mientras los fluidos fluyen a través de la restricción en la superficie.





3.1. COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA.

3.1.1. Ley de Darcy`s.

La relación más simple es la definición que postula *Darcy* a partir de sus observaciones sobre la filtración de agua. La Ley se aplica a flujo lineal en el área transversal de flujo constante, independientemente de la posición del medio poroso. Además, la Ley de *Darcy* se aplica a flujo laminar:

$$\frac{q_r}{A} = U = \frac{-k}{\mu} \left[\frac{dP}{dl} - \rho g \frac{dD}{dl} \right] \quad (14)$$

Dónde:

q_r	Flujo de fluido a condiciones de yacimiento	cm ³ /seg.
A	Área de sección transversal de flujo	cm ²
U	Velocidad del fluido	cm/seg.
P	Presión	atm.
ℓ	Longitud de los medios porosos	cm
ρ	Densidad del fluido	gms/cm ³
D	Elevación	cm
μ	Viscosidad del fluido centipoises	cp
K	La permeabilidad de la roca	cm ²

En la ecuación (14), el primer término del lado derecho cuantifica el efecto de las fuerzas viscosas, mientras que el segundo término entre paréntesis es el efecto de la fuerza gravitacional.

Para un flujo horizontal es decir, medio horizontal, sin segmentación por gravedad:

$$dD = 0$$

y, por tanto

$$U = \frac{-k}{\mu} \times \frac{dP}{dl} \quad (15)$$

La ecuación (15) resulta:

$$\text{Puesto que } W = \frac{q_r}{A}$$





$$Y q_r = q_s B$$

$$\frac{q_s B}{A} = \frac{k}{\mu} \times \frac{dP}{dl} \quad (16)$$

Donde **B** es el factor de volumen de aceite de la formación, y **q_s B** es el índice de afluencia en el yacimiento **bbls/día**, es decir **q_r**.

En términos de campo, queremos obtener resultados en un sistema más útil de unidades, como se puede observar en la tabla 3.2:

q_s	bbl/día, barriles del tanque de almacenamiento.
A	ft ²
μ	Cp
p	Psi
ℓ	ft
K	Md

Tabla 3.2. Unidades de campo.

1.1.1. Ley de Darcy para flujo lineal.

Un modelo de flujo lineal asume que:

- El flujo será horizontal.
- El área transversal para el flujo es constante entre la entrada y la salida del medio poroso.

Si el fluido se supone incompresible entonces su densidad es independiente de la presión y el flujo volumétrico es constante e independiente de la posición en el medio poroso. Por lo tanto, la ecuación (15) puede ser integrado de la siguiente manera:

$$\frac{q}{A} = -\frac{K}{\mu} \cdot \frac{dP}{dl}$$

$$\frac{q}{A} \cdot dl = -\frac{K}{\mu} dP$$

Definición de los límites de la integración de un modelo lineal como:

En la entrada del medio poroso.

$$\ell = 0 ; P = P_1$$





y en la salida

$$\ell = L ; P = P_2$$

$$\int_0^L \frac{q}{A} \cdot dl = -\frac{K}{\mu} \int_{P_1}^{P_2} dP$$

Después de la integración y la sustitución de ℓ y P :

$$\frac{q}{A} \cdot L = -\frac{K}{\mu} (P_2 - P_1)$$

Ó

$$q = \frac{kA}{\mu} \cdot \left(\frac{P_1 - P_2}{L} \right) \quad (17)$$

El modelo de flujo lineal tiene poca aplicación en la evaluación de la productividad del pozo, en yacimientos la geometría de afluencia no se puede suponer que es lineal.

3.1.2. Teoría del flujo radial para fluidos incompresibles.

La producción de pozos están diseñadas para drenar un volumen específico del yacimiento y el modelo más simple supone que converge el fluido hacia un pozo central, como se muestra en la Figura 3.1. Esta convergencia producirá un aumento en la velocidad del fluido a medida que se acerca al pozo y en consecuencia, un aumento en el gradiente de presión.

De lo anterior, es claro que para modelar con mayor precisión las geometrías reales de flujo de la mayoría de los sistemas, se necesita desarrollar un modelo de flujo diferente. Para tomar en cuenta los efectos de convergencia de flujo, un modelo simplificado basado en la suposición de flujo radial a un pozo situado en el centro de un yacimiento cilíndrico se asume como se muestra en la Figura 3.2.



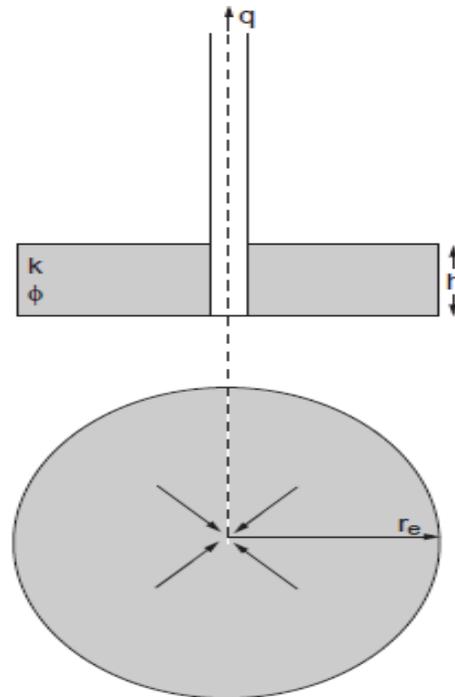


Figura 3.1. Modelo de afluencia radial.

El modelo supone:

- (1) El yacimiento es horizontal y de un espesor constante h .
- (2) El yacimiento es homogéneo respecto a las propiedades de la roca ϕ y K .
- (3) Flujo monofásico ocurre en el hueco del pozo.
- (4) El yacimiento es circular de radio r_e .
- (5) El pozo está situado en el centro del yacimiento y es de radio r_w .
- (6) El fluido es de viscosidad constante μ .
- (7) El pozo es vertical y con agujero abierto, es decir, el fluido entra en el pozo a través de la altura total h .

Dos casos de principal interés al describir los sistemas de producción del yacimiento:

- (i). El flujo de fluido se produce en el yacimiento a través de la frontera exterior, radio de drene. Si el flujo volumétrico en el yacimiento es igual al índice de producción de fluidos del yacimiento, se dice que el yacimiento está en condiciones estables de presión, es decir, en cualquier parte del yacimiento es constante independientemente de la duración de la producción.
- (ii). Si no se produce flujo de fluidos a través del límite exterior entonces la producción de fluidos debe ser compensada por la expansión de los fluidos residuales en el yacimiento. En tal situación, la producción provocará una





reducción de la presión toda de la unidad del yacimiento. Esta situación se describe como un régimen semi-estable o régimen pseudo estacionario.

El comportamiento del sistema de fluido también influirá en las ecuaciones de flujo de fluidos. Fluidos cuya densidad es independiente de la presión se conocen como incompresibles y se caracteriza por una índice de flujo volumétrico constante independiente de la posición y la presión dentro del yacimiento. El agua y los crudos más pesados pueden ser clasificados como fluidos incompresibles, aunque ligeramente compresible al existir como una sola fase. Fluidos cuya densidad es dependiente de la presión se denominan fluidos compresibles; el gas es un ejemplo de un fluido del yacimiento.

3.1.2.1. Flujo radial estacionario para un fluido incompresible.

En este caso, consideramos un fluido incompresible, es decir, aquella en la que la densidad es independiente de la presión y por lo tanto de la posición.

El modelo geométrico supuesto para la derivación de las ecuaciones de flujo se da en la Figura 3.1 y la terminología definida en la Figura 3.2.

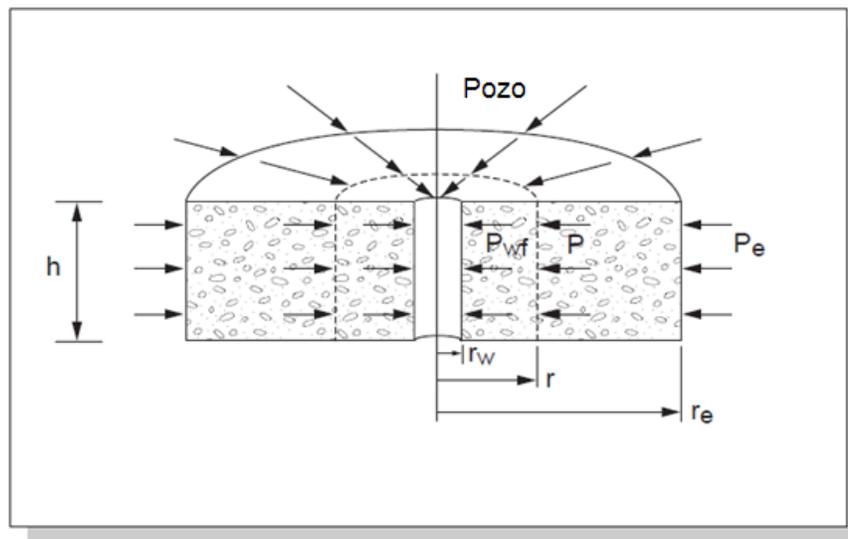


Figura 3.2. Nomenclatura para el flujo ideal cilíndrico.

En un radio r , el área transversal disponible para el flujo en $2\pi rh$ y la velocidad U para un gasto q viene dado por:





$$U = \frac{q}{2\pi r h} \quad (18)$$

Usando la *Ley de Darcy* se expresa en coordenadas radiales:

$$U = \frac{K}{\mu} \cdot \frac{dP}{dr} \quad (19)$$

Combinando las ecuaciones (18) y (19):

$$\frac{q_r}{2\pi r h} = \frac{K}{\mu} \cdot \frac{dP}{dr} \quad (20)$$

Ó

$$dP = \frac{q_r}{2\pi r h} \cdot \frac{dr}{r} \quad (21)$$

La ecuación (21) puede ser integrada entre los límites de:

En el límite interior, es decir, en el agujero del pozo en la arena.

$$r=r_w ; P = P_w$$

En el límite externo, es decir, en el radio de drene.

$$r=r_e ; P = P_e$$

Sustituyendo

$$\int_{P_w}^{P_e} dP = \frac{q_r \mu}{2\pi h k} \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r} \quad (21a)$$

Después de la integración y la sustitución de las condiciones de límite.

$$[P_e - P_w] = \frac{q_r \mu}{2\pi k h} \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) \quad (22)$$

Dónde:

$[P_e - P_w]$ es la caída de presión total en el yacimiento y se denota el abatimiento de presión.

q_r es el gasto de fluido a las condiciones del yacimiento.

Si el índice de producción medido a condiciones estándar, es decir, en la superficie q_s entonces $q_s \cdot B = q_r$.

En la ecuación (22) resulta:





$$[P_e - P_w] = \frac{q_s \mu B}{2 \pi k h} \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) \quad (23)$$

En unidades de campo:

$$[P_e - P_w] = \frac{1}{7.082 \times 10^{-3}} \frac{q_s \mu B}{k h} \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) \quad (24)$$

Donde P y q_s tienen unidades **psi** y **SBT/día** respectivamente.

En la gráfica P_w vs r indica que la presión declina mientras el fluido incompresible fluye y converge hacia el pozo Figura 3.3. Además en la ecuación (11), se puede ver que en un tramo de la gráfica P_w vs q_s tiende a ser una line recta Figura 3.4.

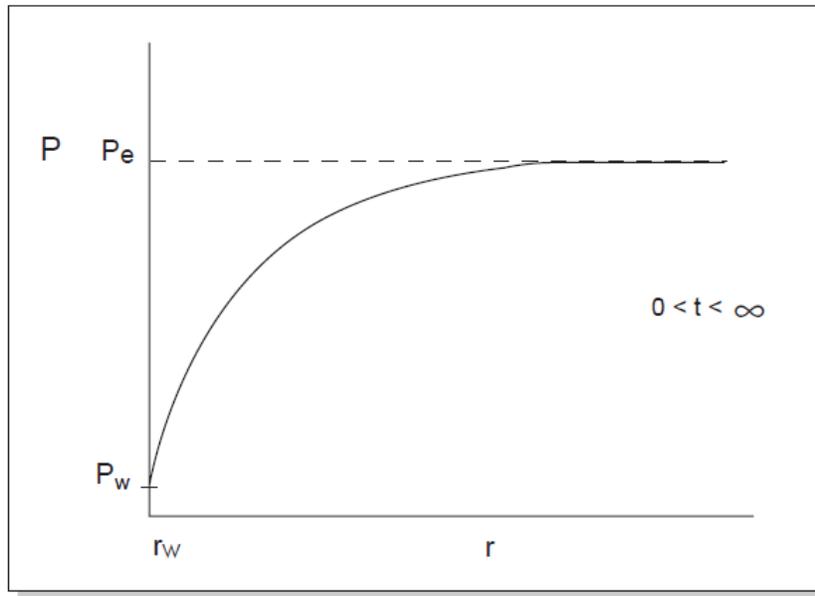


Figura 3.3. Comportamiento de la gráfica de presión para flujo radial.

La ecuación de flujo radial estable para un fluido incompresible realmente se aplica sólo cuando el yacimiento es de tamaño infinito y no ocurre el agotamiento de la presión con el tiempo. Se puede aproximar el comportamiento de un pozo en un yacimiento con apoyo de un acuífero infinito siempre que los efectos cambiantes de la movilidad de los fluidos sean insignificantes. Esto también se puede aplicar a los siguientes tipos de agotamiento con la condición de que la caída de presión experimentada sea pequeña en el yacimiento y suponiendo que no se producen cambios notables en las propiedades de las fases que fluyen:





- (1) El mantenimiento de la presión del yacimiento es altamente sustentable con la inyección de agua o reinyección de gas.
- (2) La producción del yacimiento es asociada a una expansión substancial del casquete de gas.

3.1.2.2. Flujo radial semi-estacionario para un fluido poco compresible.

En estas condiciones, el flujo se produce únicamente como consecuencia de la expansión del fluido remanente en el yacimiento. El yacimiento es frecuentemente definido como limitado ya que se supone que no se produce flujo a través de la frontera exterior como se puede observar en la Figura 3.5.

Por lo tanto:

$$\left(\frac{dP}{dr}\right)_{r=r_e} = 0$$

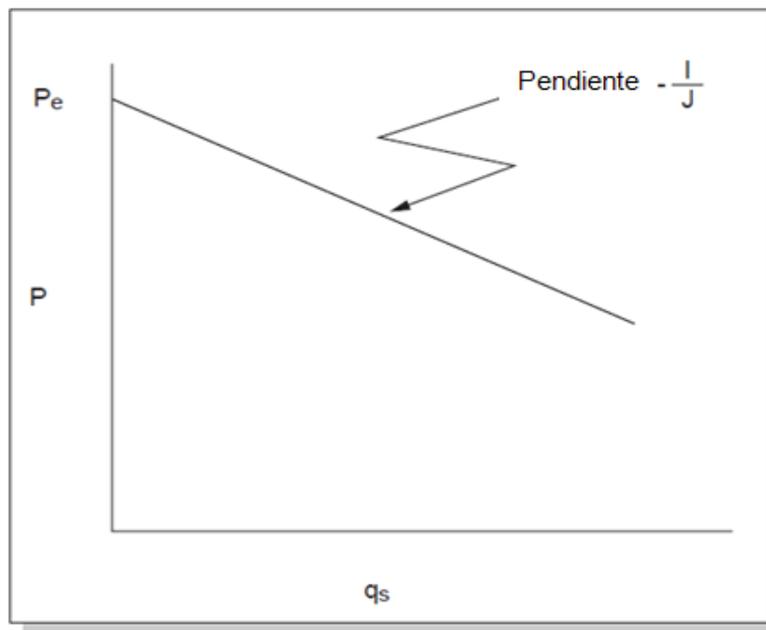


Figura 3.4. Gráfica del índice de productividad de una sola fase, fluido incompresible.

Es decir, no existe gradiente de presión a través del límite exterior. Dado que la producción se debe a la expansión del fluido en el yacimiento, la presión en el yacimiento será en función del tiempo y la declinación de la presión (dP/dt) será constante y uniforme en todo el sistema.



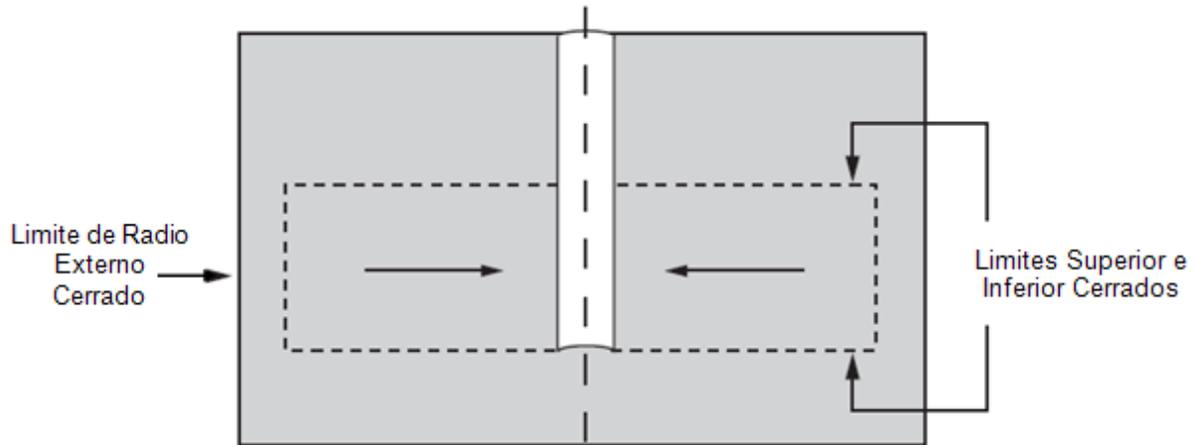


Figura 3.5. Modelo para régimen semi-estable con límites cerrados.

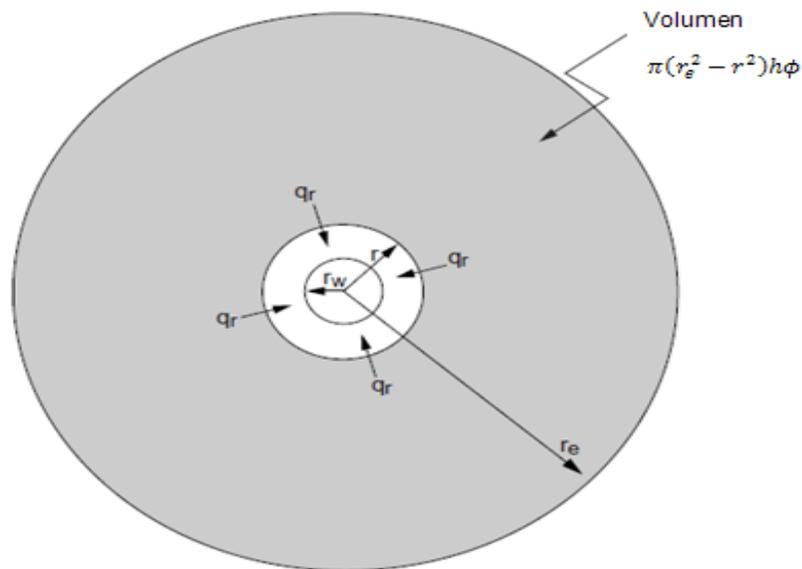


Figura 3.5a. La producción de fluidos en el radio " r " es proporcionada por la expansión del sistema roca/fluido del yacimiento entre el radio " r " y el límite exterior.

La grafica de la presión con el radio para el sistema será constante, pero los valores absolutos de presión serán dependientes del tiempo.

La producción, que ya se basa en la expansión volumétrica de los fluidos en el yacimiento, dependerá de la compresibilidad del fluido que se define como: "el





cambio en el volumen por unidad de volumen por unidad de caída de la presión", es decir.

$$C = -\frac{1}{V} \cdot \frac{\partial V}{\partial P} \quad (25)$$

Donde, C es el coeficiente de compresibilidad isotérmico. Para un sistema de producción del yacimiento como se explica en la sección (2), una reducción en la presión dentro del yacimiento causará una expansión en todas las fases del fluido presente, es decir, potencialmente en el aceite, gas y agua; así como una reducción en el espacio de los poros debido a la expansión de la roca. La compresibilidad debe ser isotérmica, para una evaluación real. El sistema de compresión total es C_t .

Para la mayoría de los yacimientos, C_t suele ser pequeña, por lo tanto, grandes cambios en la presión va a generar sólo la limitada de la expansión del fluido y la producción correspondiente.

La aplicación de la ley de *Darcy* y la ecuación de compresibilidad del sistema a un volumen cilíndrico del yacimiento, nos da una ecuación que debe ser resuelta analíticamente para obtener:

$$q = \frac{2 \pi k h (P_e - P_w)}{\mu \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{1}{2} + \frac{r_w^2}{r_e^2} \right]} \quad (26)$$

Puesto que, $r_w \ll r_e \left(\frac{r_w}{r_e}\right)^2 \rightarrow 0$, dando:

$$[P_e - P_w] = \frac{q \mu}{2 \pi k h} \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{1}{2} \right] \quad (27)$$

Que, cuando se expresa en unidades de campo, se convierte en:

$$[P_e - P_w] = \frac{1}{7.082 \times 10^{-3}} \frac{q \mu}{k h} \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{1}{2} \right] \quad (28)$$

Puesto que, por ser yacimiento limitado, P_e no tiene ninguna importancia física, una vez que el yacimiento empieza a agotarse, la productibilidad del yacimiento en cualquier punto se define mejor por la presión promedio del yacimiento volumétrico. Esta presión se realiza sólo si se cierra el pozo y la presión se equilibra en todo el volumen de drenaje y la presión promedio se define por:

$$\bar{P} = \frac{\int_{r_w}^{r_e} P \cdot dV}{\int_{r_w}^{r_e} dV} \quad (29)$$





Además, puesto que el yacimiento es limitado, con la producción continua la presión promedio del yacimiento disminuye continuamente.

Después de evaluar \bar{P} de la ecuación (29), puede sustituirse en la derivación previa de flujo radial estable, ecuación (27), para obtener después de la integración: (en unidades Darcy).

$$[\bar{P} - P_w] = \frac{q_s \mu B}{2 \pi k h} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right] \quad (30)$$

La suposición básica de la derivación anterior, es que el yacimiento es circular y perforado con un pozo central. En realidad, aun cuando la perforación sea muy grande en el yacimiento por un número de pozos, se comportará como si cada uno de los pozos drenara una parte del yacimiento. Cada uno de estos volúmenes de drene no serán circulares **Tabla 3.3. Dietz** desarrollado factores de formas, para determinar el agotamiento de los pozos ubicados en otras partes del drene o cuando el pozo se encuentra fuera del centro. La forma del área de drene será dictado por los límites que no fluyen, (en unidades Darcy).

$$[\bar{P} - P_w] = \frac{q_s \mu B}{2 \pi k h} \left[\frac{\ln 4 A}{\gamma \cdot C_A \cdot r_w^2} \right] \quad (31)$$

Donde, γ es la constante de *Eulers*, para cualquier forma de drene específico, C_A puede ser sustituido por un número obtenido por los factores de la tabla preparada por *Dietz*.





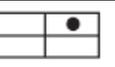
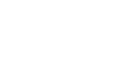
	C_A	$\ln C_A$	Exacto para $t_{DA} >$	Menos de 1% de error para $t_{DA} >$	Usando un sistema infinito para una solución con 1% de error para $t_{DA} <$
	31.62	3.4538	0.1	0.06	0.10
	31.6	3.4532	0.1	0.06	0.10
	27.6	3.3178	0.2	0.07	0.09
	27.1	3.2995	0.2	0.07	0.09
	21.9	3.0865	0.4	0.12	0.08
	0.098	-2.3227	0.9	0.60	0.015
	30.8828	3.4302	0.1	0.05	0.09
	12.9851	2.5638	0.7	0.25	0.03
	4.5132	1.5070	0.6	0.30	0.025
	3.3351	1.2045	0.7	0.25	0.01
	21.8369	3.0836	0.3	0.15	0.025
	10.8374	2.3830	0.4	0.15	0.025
	4.5141	1.5072	1.5	0.50	0.06
	2.0769	0.7309	1.7	0.50	0.02
	3.1573	1.1497	0.4	0.15	0.005

Tabla 3.3. Diversas formas y factores de drenaje cerrado.

3.1.3. La teoría de flujo radial para fluidos monofásicos compresibles.

En la mayoría de los casos, el aceite puede ser considerado poco compresible y mientras el peso molecular promedio del crudo aumenta la compresibilidad normalmente disminuye. Los gases, sin embargo, son fluidos altamente compresibles, que contiene sólo las moléculas más ligeras de los hidrocarburos. La predicción del comportamiento de la entrada para los pozos de gas es más compleja que para el aceite por las siguientes razones:





- (1) La viscosidad del gas depende de la presión.
- (2) La compresibilidad del fluido isotérmico depende en gran medida de la presión y por lo tanto, el gas que fluye hacia el pozo se expande considerablemente. Por lo tanto el gasto volumétrico de gas aumenta rápidamente mientras que el gas se acerca al pozo y en los flujos de la tubería a la superficie.

Una vez más, aplicando la *Ley de Darcy*, podemos escribir para un sistema de gas de radio determinado, r :

$$Q_R = \frac{1.1271 (2\pi r h)}{1000 \mu} k \frac{dP}{dr} \quad (32)$$

Donde Q_R es el gasto de gas en el yacimiento **bbls/día**.

Convertir el gasto de gas a condiciones estándar, es decir, Q_S en **ft³/día** a c. s. utilizando la ley de los gases reales, tanto para condiciones estándar y de yacimiento:

$$Q_S = 5.615 Q_R \cdot \frac{P_R \cdot T_S \cdot Z_S}{P_S \cdot T_R \cdot Z_R} \quad (33)$$

Donde los subíndices **S** y **R** se refieren a las condiciones estándar y en el yacimiento, respectivamente. Sobre la anterior sustitución, la ecuación (32), derivamos la ecuación diferencial general de gasto de gas:

$$\frac{3.9764 \times 10^{-2} K \cdot h \cdot T_S \cdot Z_S}{Q_S \cdot P_S \cdot T_R \cdot Z_R \cdot \mu} P \cdot dP = \frac{dr}{r} \quad (34)$$

Como en lo anterior, esta ecuación generalizada puede ser resuelta en condiciones de flujo estacionario y semi-estacionario.

3.1.3.1. Flujo estacionario radial para un sistema de gas.

La suposición básica para resolver la ecuación de flujo radial a las condiciones de estacionario, es que el gasto volumétrico es constante e independiente del radio.

Las dificultades asociadas con la integración de la ecuación (34) es que tanto μ y Z están en función de la presión.

Hay dos métodos rigurosos y simplificados para la solución de esta ecuación, para gas.

a) **Solución rigurosa con el método de pseudo presión del gas.**

Las condiciones estándar normalmente son:





$$T_s = 520 \text{ }^\circ R ; P_s = 14.7 \text{ psia} ; y Z_s = 1.0$$

Y, a la sustituir en la ecuación (34), obtenemos:

$$\frac{0.703 kh}{Q_s T} \cdot 2 \int_{P_w}^{P_e} \frac{P}{\mu z} \cdot dP = \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r} = \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) \quad (35)$$

El término integral del lado izquierdo es *Kirchoff* término conocido comúnmente como la función de gas real con pseudo-presión ($m(P)$) o (Ψ).

$$m(P) = 2 \int_{P_w}^P \frac{P}{\mu z} \cdot dP \quad (36)$$

El gas real a pseudo presión normalmente se evalúa a condiciones estándar o dato de referencia, así:

$$\begin{aligned} 2 \int_{P_w}^P \frac{P}{\mu z} \cdot dP &= 2 \int_{P_0}^P \frac{P}{\mu z} \cdot dP - 2 \int_{P_0}^{P_w} \frac{P}{\mu z} \cdot dP \\ &= \Psi_e - \Psi_w \end{aligned} \quad (38)$$

Por lo tanto, la ecuación (35) se transforma y reordena:

$$\Psi_e - \Psi_w = \frac{Q_s T}{0.703 kh} \cdot \ln \frac{r_e}{r_w} \quad (39)$$

Donde Q_s se mide en $ft^3/día$.

o

$$\Psi_e - \Psi_w = \frac{1422 Q'_s T}{k h} \cdot \ln \frac{r_e}{r_w} \quad (40)$$

Donde $Q_s = ft^3/día$.

La presencia de la pseudo-presión en el gas real en los términos del lado izquierdo de la ecuación (40) hará más complicada la utilización comparada con la ecuación de fluidos incompresibles.

b) Una solución aproximada para flujo monofásico gaseoso con el método de presión media o P^2 .

Hay una serie de técnicas de solución simplificadas como la técnica P^2 .





Al referirse a la ecuación (35), esta técnica consiste en extraer (μz) de la integral y evaluar aritméticamente a una presión promedio del sistema de flujo, es decir, el promedio de la suma de la presión del límite interior y exterior, es decir:

$$\frac{0.703 Kh}{Q_s T_R} \frac{2}{(\mu z)_{ave}} \int_{P_w}^{P_e} P \cdot dP = \ln \frac{r_e}{r_w} \quad (41a)$$

Y por lo tanto:

$$\frac{0.703 Kh}{Q_s T} \frac{2}{(\mu z)_{ave}} (P_e^2 - P_w^2) = \ln \frac{r_e}{r_w} \quad (41b)$$

Es decir:

$$P_e^2 - P_w^2 = 1422 \frac{Q'_s \cdot T}{K \cdot h} \cdot (\mu z)_{ave} \left[\ln \frac{r_e}{r_w} \right] \quad (42)$$

Donde $Q_s = ft^3/día$.

Y (μz) está evaluado en $\left[\frac{P_e + P_w}{2} \right]$

Si graficamos P_w vs. Q_s obtendremos una gráfica, como se muestra en la Figura 3.6a note que al aumentar el índice de producción hay declinación en la presión de fondo del pozo.

Si graficamos Q_w^2 vs. Q_s se obtiene una gráfica lineal, asumiendo P^2 es válida, como se muestra en la Figura 3.6b.



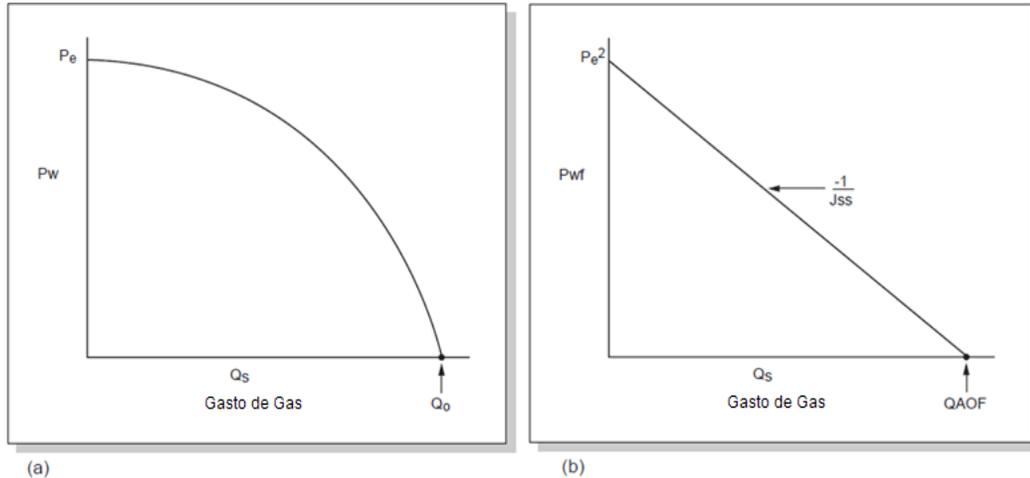


Figura 3.6a y 3.6b.

- a) Graficas de comportamiento de afluencia de un pozo de gas.
 b) Grafica P^2 del comportamiento de un pozo de gas.

3.1.3.2. Régimen de flujo semi-estacionario para un sistema de gas.

Utilizando un supuesto yacimiento cerrado y utilizando la definición de isoterma, podemos obtener la ecuación:

$$\bar{\Psi} - \Psi_w = \frac{1422 Q'_s T}{K h} \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} \right] \quad (43)$$

En términos de gas real a pseudo presión.

Y en términos de la forma P^2 .

$$Q'_s = \frac{703 \times 10^{-6} [P^2 - P_w^2]}{T_R (\mu z)_{ave} \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} \right]} \quad (44)$$

3.1.4. Flujo multifásico dentro del yacimiento.

Hasta ahora hemos hablado de los casos de una sola fase líquida o de gas en el flujo monofásico. La mayoría de los yacimientos de aceite se producen a una presión de fondo debajo del punto de burbuja o bien:

- (1) Al inicio cuando el yacimiento es saturado.
- (2) Después de la producción, donde la presión en el espacio poros disminuye por debajo del punto de burbuja.





La complejidad para modelar la afluencia en este caso es que tenemos un traslado a una posición de flujo multifásico. El flujo de la fase individual se rige por la ocupación del espacio del poro o la saturación de esa fase, es decir, S_o o S_g , que es en sí misma una función de la presión. Además, cada una de las fases sólo se pondrá en movimiento cuando su saturación excede el valor crítico. Por debajo de este valor la fase es estática, pero la presión volumétrica de esa fase restringe el flujo de la fase móvil es decir, la permeabilidad relativa de la fase móvil, por ejemplo, para un sistema de gas aceite.

$$K_o = K_{ro} \cdot K_{ABS} \quad (45a)$$

$$\text{Donde } K_{ro} = f(S_o) \quad (45b)$$

$$\text{Y } S_o + S_g = 1.0 \quad (45c)$$

Dónde:

K_o = Permeabilidad efectiva del aceite.

K_{ro} = Permeabilidad relativa del aceite.

S_o = Saturación de aceite en el espacio de poro.

K_{BAS} = Permeabilidad absoluta de la roca.

S_g = Saturación de gas en el espacio de poro.

Ecuaciones similares se pueden escribir de la fase gaseosa. La permeabilidad relativa del sistema se define por una serie de curvas de saturación dependientes que son específicas del sistema roca fluidos por ejemplo, Figura 3.7.



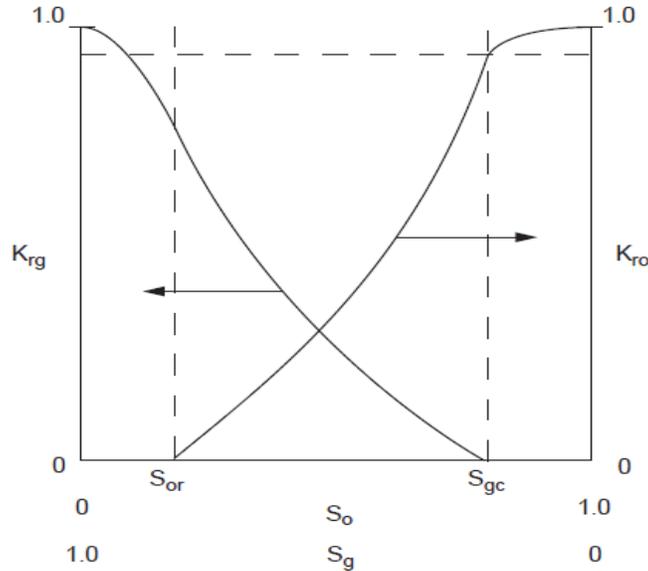


Figura 3.7. Curva de permeabilidad relativa de gas-aceite.

Puesto que las propiedades del sistema de fluidos son una formación dinámica de la presión y la posición, podemos rigurosamente modelar el flujo en tales situaciones usando la simulación implícita mediante el yacimiento. Un número de técnicas de aproximación han sido propuestas como las de *Vogel* etc.

En el trabajo de *Vogel*, que simula el comportamiento del empuje de gas en solución de un yacimiento, traza los datos e intentó establecer una relación generalizada. La técnica utiliza un sistema de índices de flujo adimensionales y la presión de la siguiente manera:

$$Q_D = \text{Gasto de líquido adimensional} = \frac{Q}{Q_{max}}$$

Dónde:

$$Q_{max} = \text{Potencial del pozo considerando } P_{wf} = 0.$$

$$P_D = \text{Presión en el fondo del pozo} = \frac{P_{wf}}{\bar{p}}$$

$$P_{wf} = \text{Presión de fondo de pozo a un gasto de líquido finito } Q.$$

$$\bar{p} = \text{Presión media de yacimiento estático o cerrado.}$$

Vogel desarrolló una curva adimensional, como se muestra en la Figura 3.8, y se ajustó una ecuación a la curva que tenía la forma:





$$\frac{Q}{Q_{max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{p} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{p} \right)^2 \quad (46)$$

Una grafica P_{wf} vs. Q , se muestra en la Figura 3.9a, 3.9b para un yacimiento de aceite que inicia la producción a una presión por encima del punto de burbuja y la otra por debajo del punto de burbuja, respectivamente.

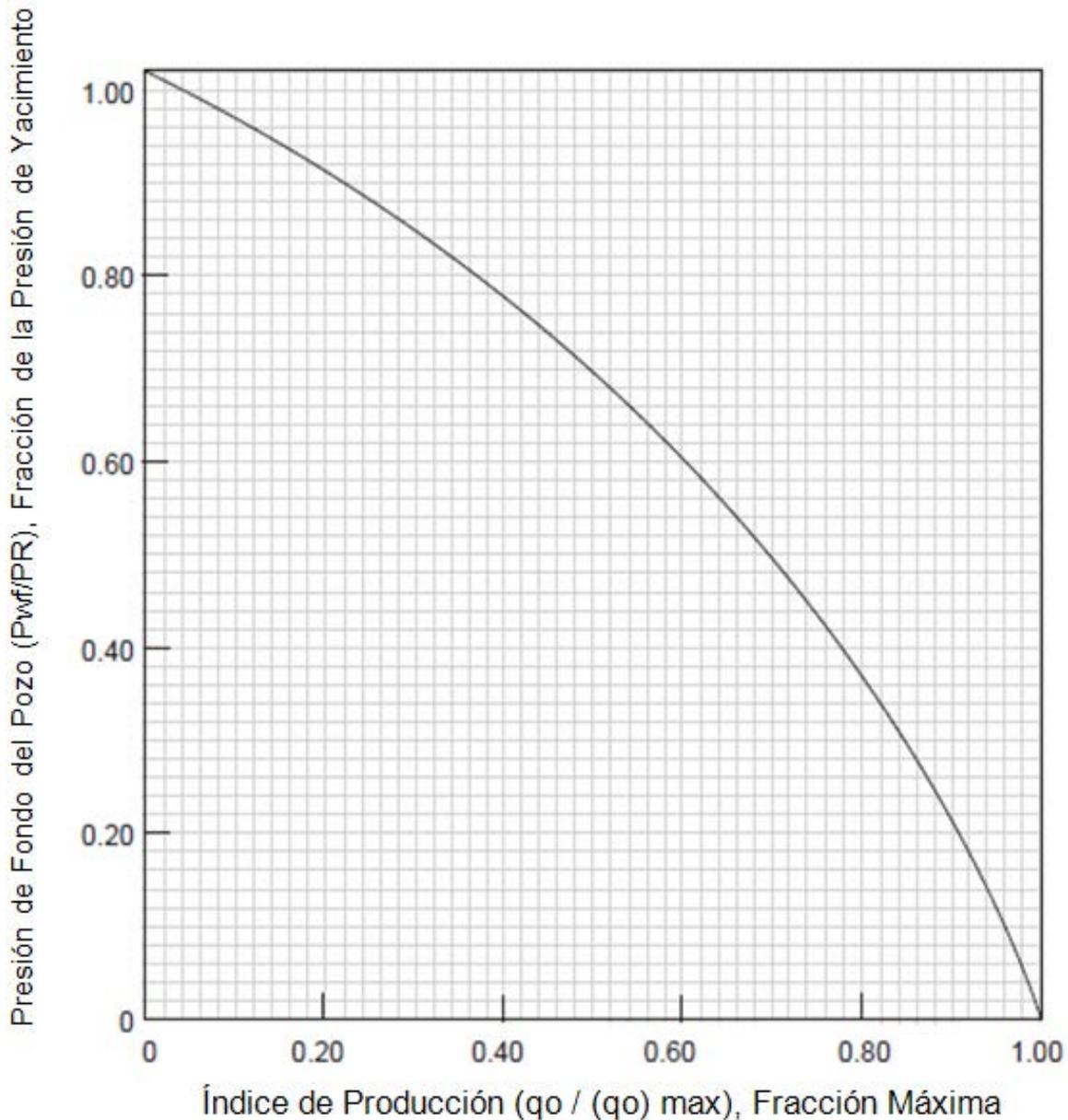


Figura 3.8. Relación del comportamiento de la afluencia para un empuje de gas en solución (Vogel).



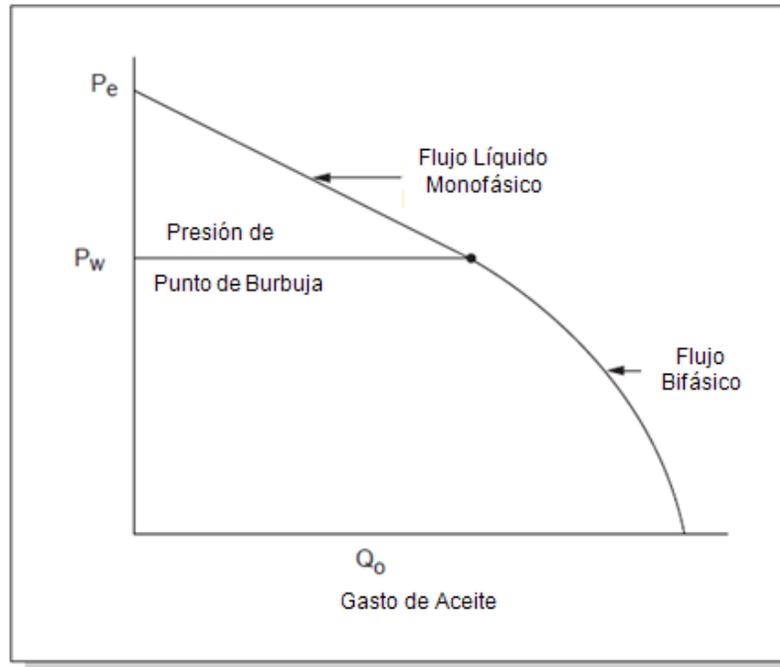


Figura 3.9a. Gasto de la producción con una presión inicial por encima del punto de burbuja.

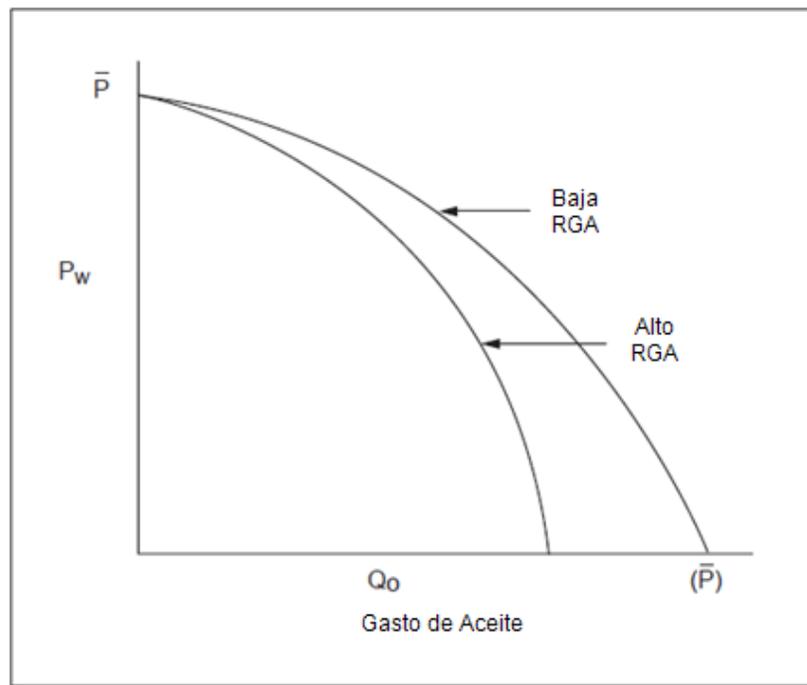


Figura 3.9b. Presión inicial del yacimiento por debajo del punto de burbuja.





3.1.5. Flujo no Darciano.

La *Ley de Darcy*, sólo se aplica en situaciones de flujo laminar. Esto se considera como una suposición válida para la mayoría de los pozos de aceite donde las velocidades en in situ alrededor del pozo son relativamente bajas. Para los pozos de gas y algunos índices de flujo muy altos, pozo de aceite (crudo ligero), la expansión volumétrica del fluido a medida que se acerca al pozo es muy alta y esto puede resultar en un flujo turbulento. En tales casos, se utiliza una forma modificada de la ecuación de *Darcy*, conocida como la ecuación de *Forchheimer*, donde agregamos al término de flujo viscoso de *Darcy* $\mu \cdot \frac{U}{K}$, un término de velocidad cuadrática para calcular el flujo de inercia de la siguiente manera:

$$\frac{dP}{dr} = \frac{\mu U}{K} + \beta \rho U^2 \quad (47)$$

Tenga en cuenta que la distribución de la presión en el yacimiento es ahora una función cuadrática de la velocidad del fluido. El componente no *Darcy* debido al flujo turbulento es normalmente manejado como ΔP_{ND} pérdida de presión adicional.

3.1.6. Índice de productividad (IP).

El índice de productividad o *IP* proporciona una medida de la capacidad de un yacimiento para suministrar fluidos del fondo del pozo para la producción. Que define la relación entre la tasa de producción de la superficie y la caída de presión en el yacimiento, conocido como abatimiento.

$$IP = J = \frac{q_s}{P_e - P_w} \left[\frac{bl/día @ c.s.}{lb/pg^2} \right] \quad (48)$$

En la definición anterior, se asume que todo el espesor de la formación es productor de fluido. Para ayudar aún más en la definición de la productividad, hay que tomar en cuenta el espesor del intervalo de producción, podemos definir el Índice de Productividad específico, J_s .

$$J_s = \frac{q_s}{(P_e - P_w) \cdot h} \left[\frac{bl/día @ c.s.}{lb/pg^2 \times ft} \right] \quad (49)$$

Para los pozos del Mar del Norte, los índices de productividad varían de <10 a más de **500 bl/día/psi**.





3.1.6.1. IP para el flujo estacionario incompresible.

Podemos, reorganizar y obtenga una expresión para la J_{SS} .

$$J_{SS} = \frac{q_s}{P_e - P_w} \frac{7.082 \times 10^{-3} kh}{\mu B \ln \left[\frac{r_e}{r_w} \right]} \quad (50)$$

De lo anterior, es evidente que J será una constante si μ , B y K se mantienen constantes. Una gráfica de P_w vs. Q debe ser una línea recta con pendiente $-\frac{1}{J}$, con una intersección en el eje de las ordenadas de P_e .

3.1.6.2. IP para el flujo semi-estacionario incompresible.

En el caso de un yacimiento delimitado, la presión en el yacimiento es dependiente del tiempo lo cual significa que tiene que ser definida en una base promedio.

$$J_{SSS} = \frac{q_s}{\bar{P} - P_w} \quad (51)$$

De la ecuación (17) podemos definir:

$$J_{SSS} = \frac{7.082 \times 10^{-3} kh}{\mu B \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} \right)} \quad (52)$$

Una vez más, siempre y cuando las propiedades del fluido y de la roca (μ , B , K) son constantes, la IP debe ser constante, sin tener en cuenta el grado de agotamiento. Así, como en el caso de régimen constante, una relación lineal se existente entre P_w y q_s .

3.1.6.3. IP para yacimientos de gas en régimen de flujo estacionario.

Para los pozos de gas, como se señaló anteriormente, las ecuaciones generalmente involucran un término P^2 y por lo tanto, la IP se redefine en términos de este.

$$IP = \frac{Q_s}{P_e^2 - P_w^2} \quad (53)$$

Así, de la ecuación (28).

$$J_{SSG} = \frac{0.703 Kh}{T(\mu Z)_{ave} \ln \left[\frac{r_e}{r_w} \right]} \quad (54)$$





En la ecuación (41) los parámetros, suponiendo que no hay cambio en las propiedades del fluido en el yacimiento deben permanecer constantes. Por lo tanto, J debe ser una constante. Si en la gráfica de P^2 vs. q_s se traza una línea recte de pendiente $-\frac{1}{J}$ con una ordenada de intersección P_e^2 y una abscisas de intercepción Q_{AOF} que se define como el potencial absoluto de flujo o gasto máximo del yacimiento.

3.1.7. Perturbaciones de la teoría de flujo radial para flujo de una sola fase.

En la sección anterior, las relaciones del comportamiento de la afluencia fueron derivadas de la suposición de que el flujo radial ocurrió (en el pozo) a través de todo el grosor de la formación que se supone que es isotrópico y homogéneo. En realidad, esta situación rara vez ocurre y el proceso básico de la perforación y terminación de un pozo produce cambios físicos en las condiciones del proceso de flujo. Estas perturbaciones de flujo radial como se muestra en la Figura 3.10, se puede comprender lo siguiente:

- (1) Una zona con daño permanente o temporal de la permeabilidad alrededor del pozo debido al fluido: lodo de terminación, cemento y posiblemente, filtrado alrededor del pozo.
- (2) Un gran número de pozos son entubados en la zona de producción, para obtener la comunicación entre la formación y el pozo, requieren ser perforados. El proceso de perforación crea un número limitado de pequeños orificio de entrada para que el líquido fluya hacia el pozo. La convergencia hacia la perforación causara la perdida de presión adicional debido a las interacciones de las líneas de corriente, pero esto puede ser compensado al pasar el flujo cerca del agujero en la punta de la perforación.
- (3) A menudo, sólo una pequeña parte del yacimiento debe ser perforado, a esto se le llama terminación parcial del yacimiento. Una vez más, la producción de fluido puede ser limitada por la convergencia de flujo y sólo será verdaderamente eficaz si la roca tiene permeabilidad vertical razonable.
- (4) Los pozos, especialmente en ambientes marinos, pueden ser perforados direccionalmente y pasan a través del yacimiento en un ángulo. Estos pozos desviados proporcionar una mayor área transversal en la pared del pozo para el flujo entre el pozo y el yacimiento.
- (5) La presencia de fracturas, ya sea inducidas o naturales, también pueden causar desviaciones de flujo radial, la resistencia al flujo dentro de las fracturas será mucho menor que en el yacimiento y por lo tanto, actuarán como vías preferentes de flujo hacia el pozo.



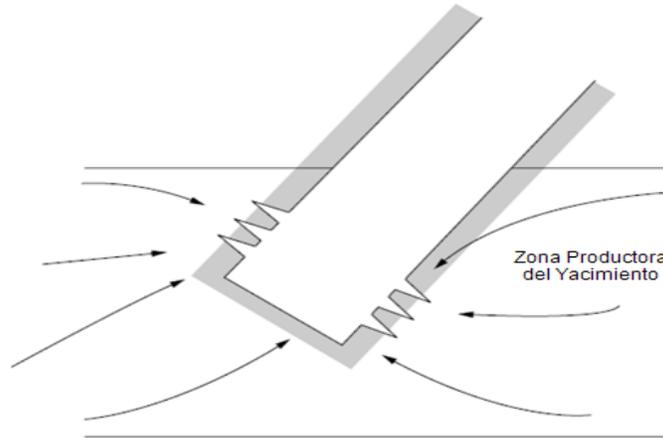


Figura 3.10. Perturbaciones en la teoría de flujo radial.

Todas las perturbaciones de la teoría de flujo radial generarán un componente de pérdida de presión adicional que afectará la magnitud de la presión de fondo real que fluye, P_{wf} .

$$P_{wf\,real} = P_{wf\,ideal} - \Delta P_{Daño} \quad (55)$$

Donde $P_{wf\,real}$ es la presión de la afluencia real del fondo del pozo, calculada al considerar las perturbaciones de la teoría de flujo radial y $P_{wf\,ideal}$ es la presión del fondo de pozo idealizada que supone flujo radial. $\Delta P_{Daño}$ es la pérdida de presión adicional asociada con las perturbaciones. Cabe señalar que la mayoría de las perturbaciones que causan la $\Delta P_{Daño}$ sea positiva y en consiguiente:

$$P_{wf\,real} < P_{wf\,ideal} \quad (55a)$$

Sin embargo, para las fracturas y para las perforaciones a profundidad con afluencia de convergencia limitada, habrá menos resistencia para la afluencia y por lo tanto:

$$P_{wf\,real} > P_{wf\,ideal} \quad (55b)$$

La caída de presión asociada a estos fenómenos, cerca del pozo se denomina Daño y se define generalmente como un factor de daño adimensional, S : (unidades Darcy).

$$S = \frac{\Delta P_{daño}}{\frac{q_s \mu B}{2\pi kh}} \quad (56)$$

Los efectos del daño en la presión de fondo se muestran en la Figura 3.11.



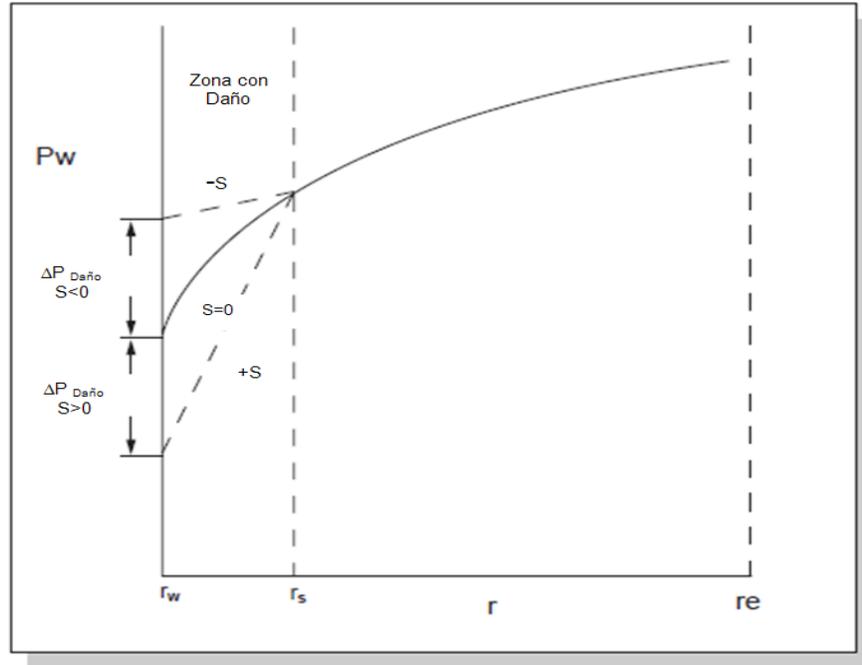


Figura 3.11. Efectos del daño P_{wf} .

Un factor del daño adimensional se pueden definir para cada una de las perturbaciones del flujo radial, se describió anteriormente. Algunos de los factores de daño se pueden calcular dado un conocimiento de las condiciones de terminación y configuraciones.

Previamente, las ecuaciones fueron desarrolladas las cuales relacionan el abatimiento de presión a través del yacimiento con el índice de flujo y otros parámetros. La reducción real del yacimiento cuando existe daño, $P_{wf \text{ real}}$ puede ser relacionada con el abatimiento ideal previsto en la teoría de flujo radial, $P_{wf \text{ ideal}}$ y la caída de presión por daño, $\Delta P_{\text{Daño}}$:

$$\Delta P_{wf \text{ real}} = \Delta P_{wf \text{ ideal}} + \Delta P_{\text{Daño}} \quad (57)$$

Es decir, para el caso de régimen de flujo radial constante.

$$[P_e - P_{wf \text{ real}}] = [P_e - P_{wf \text{ ideal}}] + \Delta P_{\text{Daño}} \quad (58)$$

Donde $\Delta P_{\text{Daño}} = [P_{WF \text{ ideal}} - P_{wf \text{ real}}]$

Puesto que $\Delta P_{\text{Daño}}$ se define como:

$$\Delta P_{\text{Daño}} = \frac{q_s \mu B}{2\pi kh} \cdot S \quad (59)$$





En unidades *Darcy*.

$$\Delta P_{\text{Daño}} = 141.2 \frac{q_s \mu B}{kh} \cdot S \quad (60)$$

En unidades de campo.

Simplemente se puede añadir el $\Delta P_{\text{Daño}}$ a las expresiones de flujo radial desarrolladas al principio por ejemplo, para el régimen de flujo estacionario de un fluido incompresible, añadiendo en la caída de presión el daño:

$$[P_e - P_{wf \text{ real}}] = 141.2 \frac{q_s \mu B}{kh} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S \right] \quad (61)$$

Para un fluido compresible como el gas, el factor de daño adimensional S se define como:

$$\Delta P_{\text{Daño}} = 1422 \frac{Q'_s T}{Kh} \cdot S \quad (62)$$

Y, por consiguiente, utilizando la ecuación (27) se puede obtener de un pozo de gas.

$$\Psi - \Psi_w = 1422 \frac{Q'_s T}{Kh} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S \right] \quad (63)$$

3.2. FUNDAMENTOS DE FLUJO A TRAVÉS DE TUBERÍAS.

De la (Tabla 1), se puede ver que la pérdida de presión en la tubería de producción es una parte importante de la pérdida de presión total. Sin embargo, su producción se complica por el número de fases que pueden existir en la tubería. En esta sección queremos destacar el impacto y la importancia de la caída de presión en la tubería de producción y sus características físicas, en lugar de la base teórica.

3.2.1. Derivación de la ecuación fundamental de flujo en tuberías.

Es posible derivar una expresión matemática que describe el flujo de fluido en una tubería por la aplicación del principio de conservación de la energía.

3.2.1.1. Principio de conservación de la energía.

El principio de la conservación de la energía, el cual establece que un fluido con flujo en régimen permanente al abandonar una parte de un sistema, lo hace





con una energía igual a aquella con la que entro, más el trabajo suministrado (o cedido) a dicho fluido, de un volumen de control.

La ecuación de energía se puede escribir como:

$$\left(\left(\begin{array}{c} \text{Energía} \\ \text{Interna} \\ \text{Del} \\ \text{Fluido.} \end{array} \right) + \left(\begin{array}{c} \text{Expansión de} \\ \text{energía o} \\ \text{Contracción.} \end{array} \right) + \left(\begin{array}{c} \text{Energía} \\ \text{Cinética.} \end{array} \right) + \left(\begin{array}{c} \text{Energía} \\ \text{Potencial.} \end{array} \right) + \left(\begin{array}{c} \text{Calor} \\ \text{Agregado} \\ \text{Al} \\ \text{Sistema.} \end{array} \right) + \left(\begin{array}{c} \text{Trabajo} \\ \text{Hecho} \\ \text{Por el} \\ \text{Sistema.} \end{array} \right) \right) = 0$$

Es decir:

$$U_1 + p_1 V_1 + \frac{m v_1^2}{2 g_c} + \frac{m g h_1}{g_c} + Q - W_s = U_2 + p_2 V_2 + \frac{m v_2^2}{2 g_c} + \frac{m g h_2}{g_c} \quad (64)$$

Dónde:

U= Energía interna.

V= Volumen del fluido.

h= Altura sobre el punto.

Q= Calor añadido o eliminado.

m= Masa del fluido.

v= Velocidad del fluido.

p= Presión.

W= Trabajo hecho o suministrado.

En forma diferencial por unidad de masa:

$$dU + \frac{v dv}{g_c} + \frac{dp}{\rho} + \frac{g}{g_c} \cdot dh + dQ + dW = 0 \quad (65)$$

Donde ρ = Densidad del fluido.

De la termodinámica, podemos definir el término de energía interna como:

$$dU = dH - d\left(\frac{P}{\rho}\right) \quad (66)$$

Donde **H**= Entalpía del sistema.





$$dH = TdS + \frac{dP}{\rho} \quad (67)$$

Dónde:

T = Temperatura absoluta.

S = Entropía.

Sustituyendo la energía interna en la ecuación (66) se obtiene:

$$T \cdot dS + \frac{dP}{\rho} - d\left(\frac{P}{\rho}\right) + d\left(\frac{P}{\rho}\right) + \frac{v dv}{g_c} + \frac{g}{g_c} dh + dQ + dW = 0$$

Es decir:

$$TdS + \frac{dP}{\rho} + \frac{v dv}{g_c} + \frac{g}{g_c} \cdot dh + dQ + dW = 0 \quad (68)$$

Sin embargo, para un proceso irreversible, podemos aplicar la desigualdad de Clausius: es decir.

$$dS \geq \frac{dQ}{T}$$

O

$$T \cdot dS = dQ + dE_w \quad (69)$$

Dónde: dE_w = Pérdidas de energía debidas a las irreversibilidades.

Suponiendo que la ecuación (56) es válida y que $dW = 0$, podemos obtener la ecuación general:

$$\frac{dP}{\rho} + \frac{v dv}{g_c} + \frac{g}{g_c} dh + dE_w = 0 \quad (70)$$

Asumiendo que la tubería esta inclinada en un ángulo θ con la vertical como se muestra en la Figura 3.12:



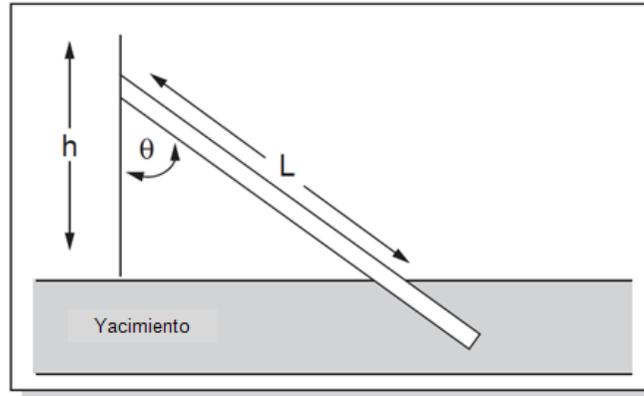


Figura 3.12. Desvió y orientación del pozo.

$$dh = dL \cdot \cos \theta \quad (71)$$

Por lo tanto, la sustitución en la ecuación (70) se obtiene:

$$\frac{dP}{\rho} + \frac{v dv}{g_c} + \frac{g}{g_c} dL \cdot \cos \theta + dE_w = 0 \quad (72)$$

Multiplicando ambos lados de la ecuación por ρ/dL , se obtiene:

$$\frac{dP}{dL} + \frac{\rho}{g_c} \cdot v \frac{dv}{dL} + \frac{g}{g_c} \cdot \rho \cdot \cos \theta + \rho \cdot \frac{dE_w}{dL} = 0 \quad (73)$$

En términos del gradiente de presión, podemos reescribir la ecuación (73):

$$\frac{dP}{dL} = \frac{\rho}{g_c} \cdot v \frac{dv}{dL} + \frac{g}{g_c} \rho \cos \theta + \rho \frac{dE_w}{dL} \quad (74)$$

Si asumimos que las pérdidas son irreversibles debido a la fricción:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_f = \rho \frac{dE_w}{dL} \quad (75)$$

Donde $(dP/dL)_f$ = al gradiente de presión debido al esfuerzo cortante, así la ecuación (75) se convierte en:

$$\frac{dP}{dL} = \frac{\rho}{g_c} v \cdot \frac{dv}{dL} + \frac{g}{g_c} \rho \cos \theta + \left(\frac{dP}{dL}\right)_f \quad (76)$$

Los tres componentes del gradiente de presión en la ecuación anterior son:

(1) El cambio de energía potencial.

a. $\frac{g}{g_c} \rho \cos \theta$





(2) El cambio de energía cinética.

$$a. \frac{\rho}{g_c} v \frac{dv}{dL}$$

(3) El componente debido a la pérdida de presión por fricción.

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_f$$

Esta ecuación define la pérdida de presión para el régimen constante, un flujo unidimensional.

3.2.1.2. El factor de fricción.

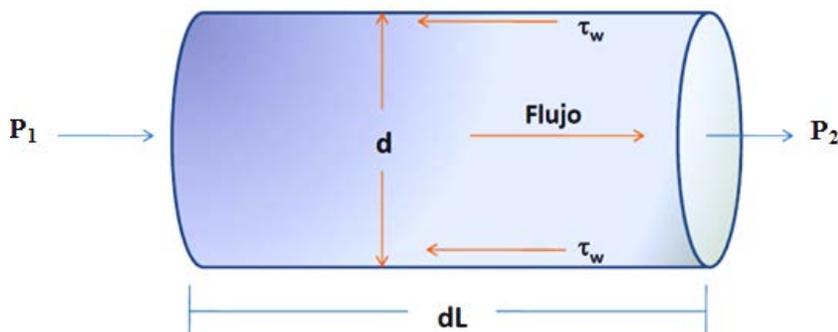
La pérdida de energía en el fluido cuando este fluye consistirá en:

- (1) La pérdida de la presión del fluido.
- (2) Pérdida potencial del fluido si las elevaciones de los puntos 1 y 2 son diferentes.
- (3) Pérdidas en la energía debido al esfuerzo cortante en la pared de la tubería.

Considere el caso de que no hay diferencia en el potencial del fluido, se plantea, un tubo horizontal.

Aplicando un balance de fuerzas:

$$(P_1 - P_2)dA = \tau_w(2\pi r) \cdot dL$$



Donde τ_w = Esfuerzo cortante en la pared de la tubería.

$$P_1 \cdot dA - \tau_w \cdot 2\pi r \cdot dL = P_2 dA \quad (77)$$





O

$$(P_1 - P_2)\pi r^2 = \tau_w \cdot 2\pi r \cdot dL$$

$$\frac{(P_1 - P_2)}{dL} = \left(\frac{dP}{dL}\right)_f = \frac{2\tau_w}{r} \quad (78)$$

Podemos definir el factor de fricción con la definición de Fanning, f es una medición de las características del esfuerzo cortante de la pared de la tubería:

$$f = \frac{\text{Esfuerzo cortante de la perede la tubería}}{\text{Energía cinetica/Volumen}}$$

$$f = \frac{\tau_w}{\frac{1}{2}\rho \frac{v^2}{g_c}} \quad (79)$$

Sustituyendo en la ecuación (78):

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_f = 2 \cdot \frac{1}{2}\rho f \frac{v^2}{g_c} \cdot \frac{1}{r} \quad (80)$$

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_f = \rho \cdot f \cdot \frac{v^2}{g_c} \cdot \frac{1}{r} \quad (81)$$

O

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_f = 2 \cdot \frac{\rho f v^2}{g_c \cdot d} \quad (82)$$

Donde d = Diámetro interno dela tubería.

En cuanto al factor de fricción de Moody se define como:

$$f_m = 4f \quad (83)$$

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_f = \frac{f_m \rho v^2}{2 g_c d} \quad (84)$$

3.2.2. Características del flujo monofásico.

El flujo de fluido monofásico en las tuberías se puede dividir en dos categorías principales, es decir:

- Flujo laminar, ocurre cuando las partículas de fluido se mueven en líneas rectas paralelas al eje del conducto.





- Flujo turbulento, a velocidades mayores, las partículas se mueven de una manera caótica, formando vórtices y remolinos a lo largo del ducto.

Las condiciones de flujo dictarán cuál de estos regímenes de flujo, pero existe un período de flujo de transición para las condiciones de flujo entre estos regímenes. La transición de flujo laminar a turbulento se muestra en la Figura 3.13.

(1) Flujo monofásico laminar.

De la ecuación de *Hagen-Poiseuille*, podemos obtener:

$$v = \frac{g_c \cdot d^2}{32 \mu} \cdot \left(\frac{dP}{dL}\right)_f \quad (85)$$

Igualando las ecuaciones (74) y (75) para $\left(\frac{dP}{dL}\right)_f$, podemos obtener:

$$f_m = \frac{64 \mu}{v \rho d} \quad (86)$$

El número de Reynolds (N_{Re}) es un número adimensional que caracteriza el flujo y la relación entre los parámetros principales.

$$N_{Re} = \frac{v \rho d}{\mu} \quad (87)$$

Por lo tanto la ecuación (77):

$$f_m = \frac{64}{N_{Re}} \quad (88)$$

O

$$N_{Re} = \frac{64}{f_m}$$

Así, para flujo laminar:

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_f \propto v$$

(2) Flujo monofásico turbulento.

El flujo turbulento es sensible a la naturaleza física de la pared interior del tubo, es decir, a la rugosidad de la tubería. El factor de fricción de Moody se caracteriza por una serie de relaciones en función del valor de N_{Re} y la rugosidad de la tubería. La relación del factor de fricción se discute más adelante con respecto a la tubería de pared lisa y rugosa:





a. Tuberías de pared lisa.

La ecuación más sencilla es la de Drew, Koo y McAdams:

$$f_m = 0.0056 + 0.5 N_{Re}^{-0.32} \quad (89)$$

Esta ecuación es válida para $3000 \leq N_{Re} \leq 3 \times 10^6$.

La ecuación no implica directamente la rugosidad de la tubería.

b. Tuberías de pared rugosa.

La rugosidad de la pared de la tubería es muy variable y dependerá de:

- Material de la tubería.
- El método de fabricación.
- Condiciones de servicio.

La rugosidad absoluta de la tubería (ϵ), se define como la altura media de los pliegues o crestas que sobresale relativamente distribuidos y clasificada según su tamaño, fuertemente compactada esto le daría el funcionamiento del gradiente de presión a la tubería actual.

Se ha sugerido que el efecto de la rugosidad en la pérdida de presión por fricción se caracteriza mejor por la rugosidad relativa, es decir, (ϵ/d), la relación entre la rugosidad absoluta de la tubería y el diámetro interior. La pérdida de presión por fricción del flujo turbulento depende de la rugosidad relativa, pero también del espesor de la capa laminar en contacto con la pared del tubo, que a su vez depende de N_{Re} .

Varias relaciones han sido propuestas:

$$\frac{1}{\sqrt{f_m}} = 1.74 - 2 \log_{10} \left(\frac{2\epsilon}{d} \right) \quad (90)$$

Después *Nikuradse* y

$$\frac{1}{\sqrt{f_m}} = 1.74 - 2 \log_{10} \left(\frac{2\epsilon}{d} + \frac{18.7}{N_{Re}\sqrt{f}} \right) \quad (91)$$

Después *Colebrook*.

Moody ha producido un diagrama alternativo que trata de indicar las curvas de relevancia para los grados de tubería de diversos procesos de fabricación Figura 3.13.



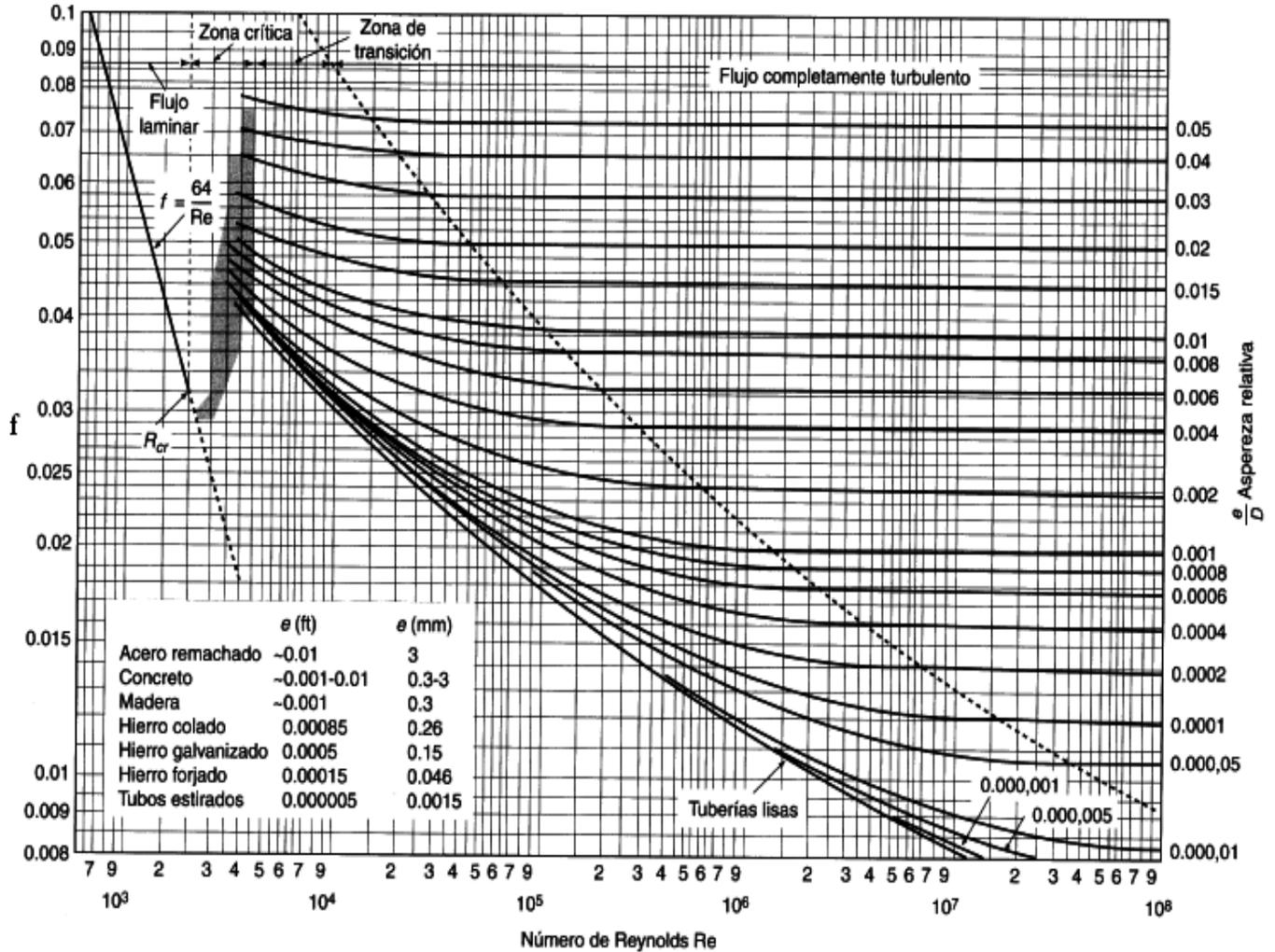


Figura 3.13. Factores de fricción para cualquier tipo de tubería comercial diagrama de *Moody*.

El gradiente de presión por fricción para el flujo turbulento sigue siendo una función de la velocidad como en el caso de flujo laminar, pero la proporcionalidad será más compleja en función de la rugosidad relativa.

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_f \propto v^n$$

Donde $1.7 \leq n \leq 2.0$

La aplicación de la ecuación generalizada a una situación de flujo en la tubería dependerá de las características del fluido. Se puede observar que el gradiente de presión dP / dL es una función de los parámetros de la tabla 3.4:





Velocidad.	v
Densidad.	ρ
Pozo o el ángulo de inclinación de la tubería.	θ
Diámetro de la tubería.	d
Factor de fricción.	f_m
Viscosidad.	μ

Tabla 3.4. Parámetros de los que depende el gradiente de presión.

Algunos de los parámetros anteriores depende de la presión y la temperatura en el pozo a una mayor o menor medida. El fluido que salega del yacimiento fluirá del pozo a la superficie y será a alta presión y temperatura. Al fluir a la superficie, el fluido:

- (1) Perderá presión de acuerdo con la expresión general de pérdida de presión.
- (2) Perderá calor hacia las formaciones circundantes y en consecuencia, su temperatura descenderá.

Ambos efectos se muestran en la Figura 3.14, aunque la forma exacta del línea resultante dependerá del fluido que fluye.

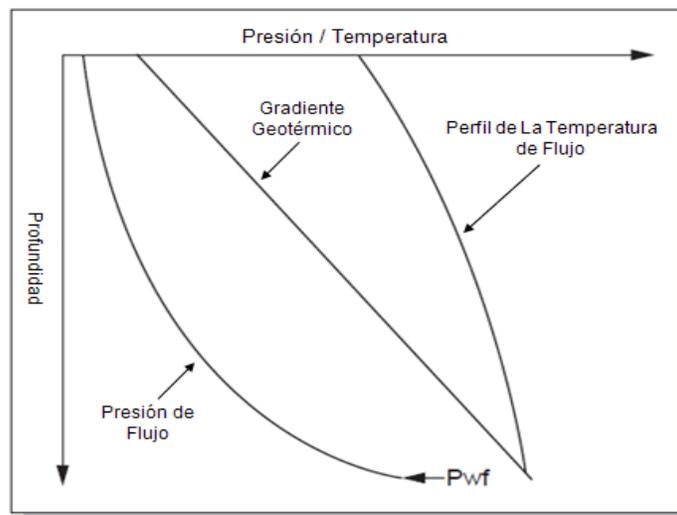


Figura 3.14. Grafica de presión y temperatura de un pozo con flujo de aceite y gas.

3.2.2.1. Flujo de gas seco.

(1) Efecto de la presión.

El gas es un fluido de baja densidad y de baja viscosidad que posee un alto coeficiente de compresibilidad isotérmica, es decir,





$$C_g = 300 \times 10^{-6} \text{ vol / vol / psi.}$$

A medida que el gas fluye a la superficie, la presión se reducirá y se someterá a los siguientes cambios:

- Como resultado de la alta compresibilidad, la densidad se reducirá drásticamente.
- La disminución de la densidad, de la energía potencial y del gradiente de presión hidrostática se reducirá proporcionalmente.
- Con la disminución de la densidad, el gas se expande, lo que resulta en un aumento proporcional en la velocidad.
- A medida que aumenta la velocidad del gas, el gradiente de presión por fricción se incrementará de acuerdo a la relación.

Y para el flujo turbulento:

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_f \propto v^n \text{ donde } n = 1.7 - 2.0$$

Para la mayoría de los pozos de producción de gas, el régimen de flujo en la tubería será de transición o turbulento en función del pozo y la terminación. Estos efectos se muestran en la Figura 3.13.

La contribución relativa de ambos gradientes: de presión hidrostática y la fricción en función del gasto de gas, se ilustra en la Figura 3.15.

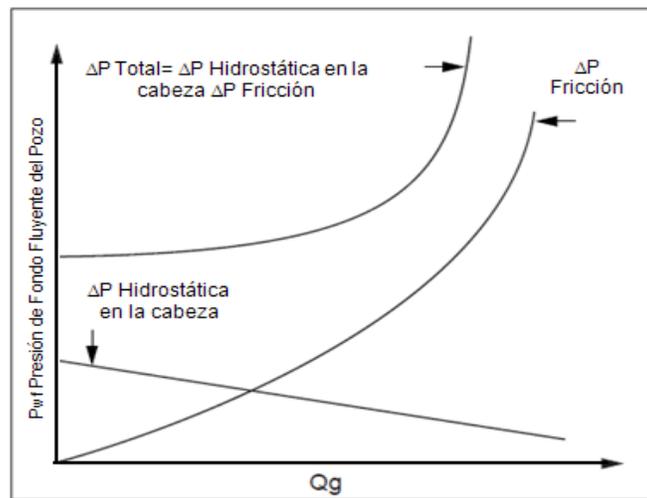


Figura 3.15. La fase de gas individual y la pérdida de presión de la tubería.





(2) Efecto de la temperatura.

Para el gas, la línea de la temperatura no muestra una disminución significativa (enfriamiento), ya que el gas natural posee una transferencia de calor por convección de coeficiente bajo. La velocidad de los gases es extremadamente altas en la tubería, puede aumentar significativamente el coeficiente de transmisión térmico, pero debido a la velocidad del flujo de masa alto un aumento sustancial en el enfriamiento no puede ser visto. El enfriamiento debido a la expansión de gas puede introducir anomalías significativas en la gráfica.

3.2.2.2. Flujo monofásico líquido: aceite o agua.

(1) Efecto de presión.

En general, el aceite crudo se pueden clasificar como ligeramente compresible, el grado de compresibilidad depende de los grados de aceite crudo - un aceite crudo ligero con una densidad **35° API**, por ejemplo: sería más compresible que un aceite crudo pesado con densidad de **20° API**. La compresibilidad del aceite típica (C_o) sería de **8 - 12 x 10.6 vol / vol / psi**. El agua es mucho menos compresible y con frecuencia se considera incompresible ($C_w = 6 - 8 x 6.10 vol / vol / psi$).

Para el flujo en la tubería de un fluido monofásico, ocurrirá lo siguiente:

- (a) A medida que el líquido fluye hacia arriba, la densidad se reducirá por el orden de **0.5 a 1.0**.
El % por cada **1000 psi** en la caída de presión, es decir, la tasa de disminución de densidad es mínima y el efecto resultante sobre el gradiente de energía hidráulica o potencial será insignificante.
- (b) A medida que disminuye la presión, la viscosidad disminuye ligeramente.

Por lo tanto, para el aceite o el agua, el impacto del flujo de las propiedades físicas del fluido será insignificante, por lo tanto el aumento del gradiente de fricción se mantendrá casi constante como se muestra en la Figura 3.16.



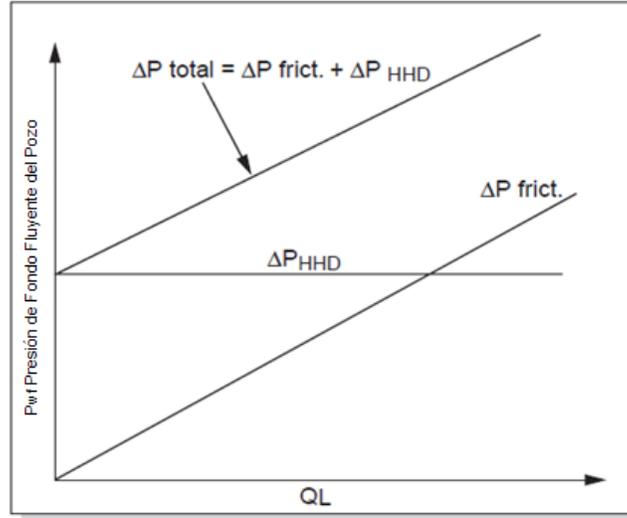


Figura 3.16. Flujo líquido incompresible en la tubería.

(2) Efectos de la temperatura.

Los coeficientes de transferencia de calor por convección para el aceite y el agua serán mayores que el de gas, pero ha menor medida la turbulencia compensará la transferencia de calor. En general, en comparación con un pozo de gas, la línea de la temperatura que fluye indicará enfriamiento sustancial. En un pozo de aceite el enfriamiento progresivo servirá para:

- (a) Aumentar la densidad del líquido, se oponen a la disminución de la densidad asociada con la reducción de la presión de flujo. El efecto sobre el gradiente de presión hidrostático y la velocidad va a ser evidente.
- (b) Aumentar la viscosidad del líquido, nuevamente se oponen a la disminución generada por la reducción de la presión con la profundidad.

El impacto general en el gradiente de presión total dependerá de los efectos generados por de la disminución de la presión de flujo y la temperatura en función de la profundidad.

3.2.3. Conceptos de flujo multifásico en pozos verticales e inclinados.

Está claro desde la sección 2 que el comportamiento del gas en la sarta de producción es muy diferente. Por lo tanto, se espera que el flujo de una mezcla de gas-líquido fuera más complejo que para el flujo monofásico.

3.2.3.1. Características de flujo en pozos verticales.





Cada una de las fases, tanto gaseosa y líquida, tienen características individuales tales como la densidad y la viscosidad que están en función de la presión y la temperatura, por lo tanto, de la posición en el pozo.

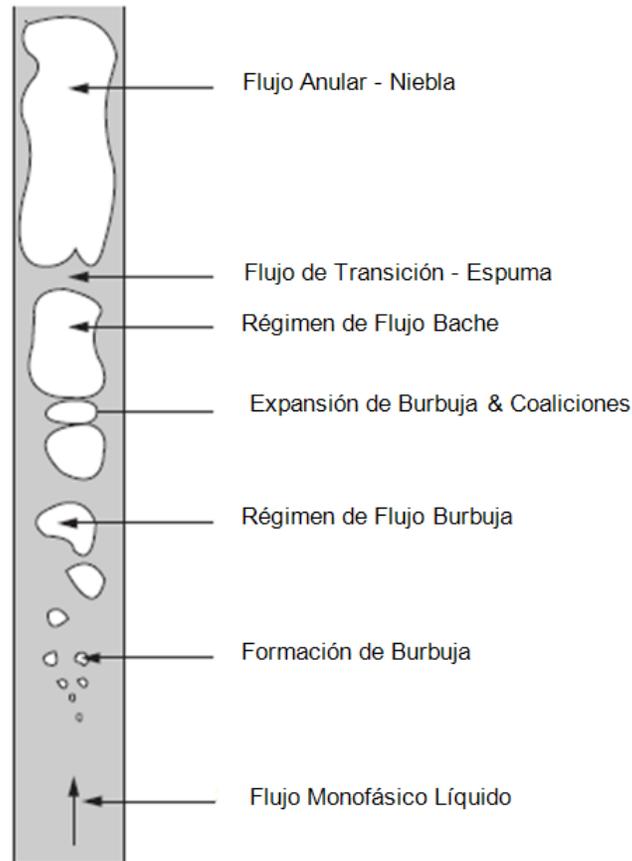


Figura 3.16a. Flujo multifásico en la tubería.

(1) Mezcla gas líquido.

En la producción de un yacimiento que contiene aceite y gas en solución, es preferible mantener la presión de fondo del pozo fluyente por encima del punto de burbuja, para que el aceite fluya en una sola fase a través del espacio poroso del yacimiento.

Considere por ejemplo: el caso de que el aceite que fluye desde el yacimiento entra en la tubería de producción. El flujo de aceite en la tubería y la línea de presión asociados se ilustra en la Figura 3.16a. El aceite puede entrar en el tubo a presión que fluye por encima del punto de burbuja donde no existe la fase de gas





por separado. La naturaleza cambiante del flujo en la tubería puede ser considerada en diversas etapas desde la base de la tubería de producción:

- (a) Solo la fase líquida se producirá en la tubería de producción si la presión es inferior a la presión de punto de burbuja. El gradiente de presión es influenciado principalmente por la densidad de la fase líquida, y por tanto dominado por el componente de la presión hidrostática para la pérdida de presión. La expansión de líquidos puede contribuir a una reducción muy pequeña en la densidad del líquido y por lo tanto en el gradiente hidrostático.
- (b) En el punto de burbuja, la primera burbuja de gas produce:
 - (i). Reduce la densidad media del fluido en la tubería.
 - (ii). Incrementa la velocidad in-situ.

El gas está presente en forma de pequeñas burbujas dispersas dentro de la fase continua de aceite. El régimen de flujo se denomina "flujo de burbujas" y el gradiente de presión declina siempre que la disminución de la pérdida de presión hidrostática en la cabeza excede el aumento de la pérdida de presión por fricción.

- (c) Con el flujo continuo hacia la superficie la presión en el flujo declina. La declinación de la presión en el fluido causara:
 - (i). La expansión de la fase líquida.
 - (ii). La evolución de los componentes gaseosos adicionales – aumento de las moléculas más pesadas - resultado un aumento de la masa de hidrocarburos en la fase gaseosa. Una reducción simultánea de masa de la fase líquida acompañan a esta transferencia de masa. La concentración de los componentes más pesados tanto en las fases líquida y gaseosa aumentaran.
 - (iii). Existe expansión de la fase gaseosa.

Esta sección de la tubería de producción mostrara una continua declinación de presión previsto por la disminución del componente de la presión hidrostática que supera el gradiente de presión.

Los mecanismos anteriores seguirán produciendo continuamente a medida que se produce el flujo de la tubería.

- (d) Como el flujo continúa hacia arriba en la tubería de producción, el número y tamaño de las burbujas de gas se incrementara a tal punto que la fracción del volumen ocupado en la tubería por el gas es tan grande que lleva a la incorporación de burbujas. La incorporación de las burbujas producirá un





"flujo bache" régimen caracterizado en el ascenso a la superficie, debido a la flotabilidad de los baches de gas separados por columnas de líquido continuo. El movimiento ascendente de los baches actuará como un mecanismo importante para levantar el aceite a la superficie.

- (e) A menudo, como la velocidad continúa aumentando en el régimen de flujo bache, puede ser posible que un flujo de tipo transitorio produzca espuma en el aceite y la fase de gas sea mutuamente dispersa, es decir, no es continua.
- (f) En el movimiento ascendente continuó además de la liberación y expansión del gas ocurrirá como resultando, la expansión y la fusión del bache, dando lugar a la ampliación del bache y finalmente "flujo anular". En el flujo anular, el gas fluye hacia arriba por el centro de la tubería con el flujo de aceite se produce una película continua en la pared interior de la tubería.
- (g) A velocidades extremadamente altas de la columna central de gas, se corta la interface gas-aceite y puede conducir a la dispersión del aceite en el gas en forma de "niebla". Este modelo de "flujo niebla" se producirá a velocidades de flujo muy altas en la tubería de producción y para los sistemas con una alta relación gas-aceite (**RGA**).

Es posible que, en tanto el flujo se acerca a la superficie, el aumento del gradiente de presión por fricción sea superior a la reducción del gradiente de presión hidrostática y en tales casos, el gradiente de presión total en la tubería puede empezar a aumentar.

Estos patrones de flujo han sido observados por un número de investigadores que han llevado a cabo experimentos con mezcla de fluido agua-aire en tuberías transparentes.

La manera convencional de representar los datos experimentales de estas observaciones, es correlacionar el líquido y los parámetros de velocidad del gas en contra de la descripción física del patrón de flujo observado. Estas representaciones describen a un mapa de patrones de flujo. Un ejemplo se muestra en la Figura 3.17.



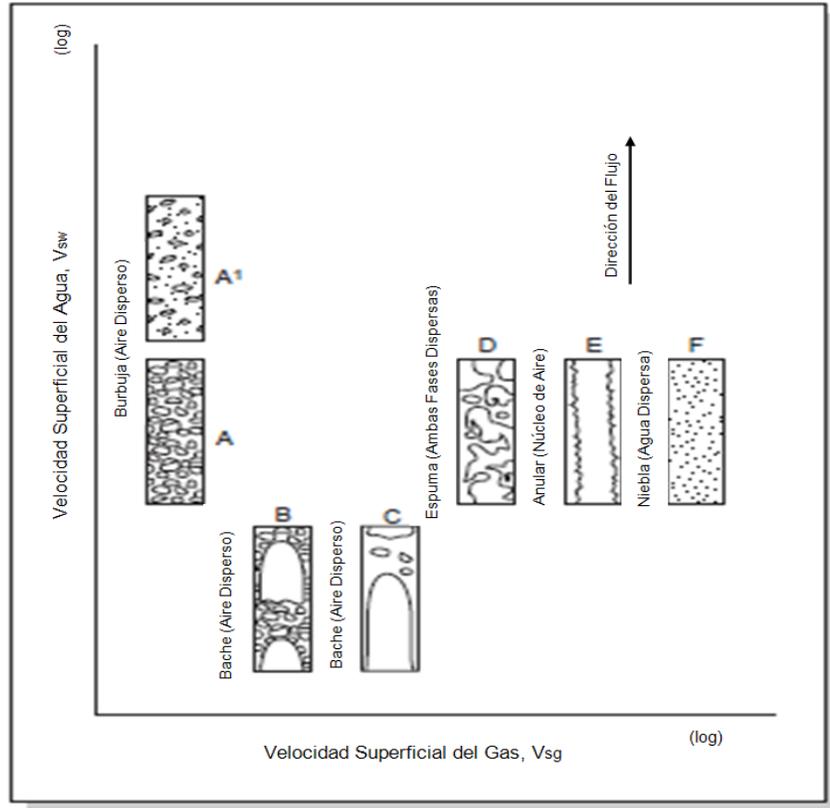


Figura 3.17. Mapa de patrones de flujo para una mezcla de agua/gas.

(2) Flujo líquido-líquido.

El caso de flujo líquido-líquido en pozos de producción puede ocurrir para los pozos de baja relación gas-aceite (**RG**A) que producen agua. Puesto que ambas fases son sólo ligeramente compresibles o incompresibles, es de esperar que la naturaleza física del flujo de una mezcla de agua-aceite a la superficie no fuera tan diferente de un flujo monofásico líquido como el sistema gas-aceite.

Si el aceite y el agua entraran al pozo desde el yacimiento con flujo hacia la superficie, la distribución física de las fases dependería de las propiedades volumétricas relativas, es decir, una fase será continua y la otra dispersa. Por ejemplo:

- (a) En un pozos con relación agua-aceite (**R.A.A.**) (supone, 90%), el aceite se dispersa en la fase de agua continua.
- (b) Con una relación agua-aceite **R.A.A.** bajo, la fase aceite será continua.

A diferencia de la de gas, debido a la baja compresibilidad del aceite y el agua, habrá poca expansión en relación volumétrica entre las dos fases. Por lo tanto, la





distribución física será más dependiente del **R.A.A.** y la velocidad del flujo como se muestra en la Figura 3.18.

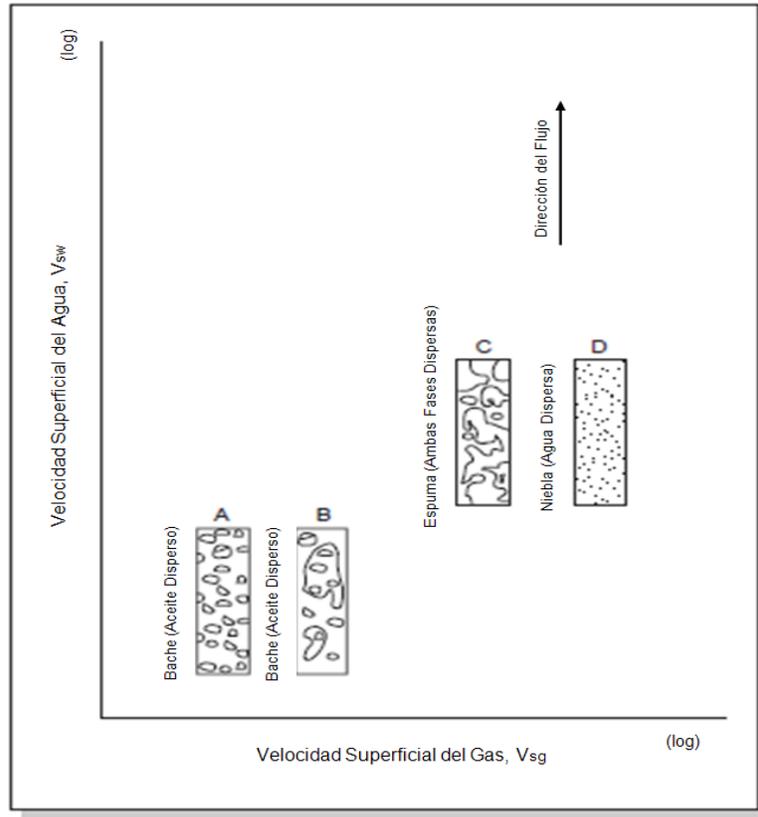


Figura 3.18. Mapa de patrones de flujo para una mezcla de agua-aceite.

(3) Características de flujo de hidrocarburos, sistemas de fluidos en el yacimiento.

Los procesos de fluidos discutidos anteriormente determinara la producción de la mayoría de los fluidos de hidrocarburos.

(a) Gas seco.

Dado que fase líquida no estará presente en todas las condiciones de presión, el flujo será monofásico.

(b) Gas húmedo.

Un yacimiento de gas húmedo tendrá pequeñas cantidades de gas asociado con él. Conforme el gas fluye a la superficie la presión declinara hasta el punto de rocío, donde aparecerán las primeras gotitas de líquido y serán





transportadas como una niebla en una fase de gas continua. La Deposición líquida subsecuente emergerá como la niebla.

(c) Gas y condensado.

El gas y condensado contiene un mayor volumen de la fase líquida que el gas húmedo. En concentración baja de líquido en el punto de rocío, la fase líquida podría estar presente como una niebla y como una "película anular" o posteriormente en un "bache" en concentraciones más altas. Sin embargo, como el flujo continúa ascendiendo por la tubería, el gas se expandirá dramáticamente y cualquier líquido se transferirá de:

Bache → película anular → niebla.

El fenómeno de flujo anterior particularmente se puede agravar si el fluido está en una zona de condensación retrógrada, donde la aparición de líquido en el tubo puede revaporise a medida que fluye por la tubería y la presión disminuye.

(d) Aceite volátil.

Un aceite volátil se caracteriza por un alto **RG**A y por lo tanto a medida que fluye a la superficie puede pasar a través de todos los patrones de flujo discutido en la sección 1, incluyendo el régimen monofásico, si $P_{WF} > P_{BPt}$, donde P_{BPt} es la presión del punto de burbuja. La gama de modelos de desarrollo dependerá de la velocidad del flujo y **RG**A.

(e) Aceite negro.

Un aceite negro tiene un **RG**A muy bajo, en consecuencia es poco probable que avance más allá de la presión de burbuja y del flujo bache entre en el régimen de flujo anular.

(f) Aceite pesado.

El aceite pesado normalmente tiene muy baja (o inexistente) **RG**A y como tal, puede variar de aceite de una sola fase al régimen de flujo de burbujas.

3.2.3.2. Características de flujo multifásico en pozos inclinados.

El incremento de la aplicación de la perforación de pozos en varios ángulos con respecto a la vertical se ha caracterizado sobre todo en los años 1970 y 1980,





con la exploración y producción costa afuera y más áreas de operación costosas. Los impactos sobre el flujo multifásico serán los siguientes:

- (1) Promover el aumento de la segregación entre las fases, ya que el impacto de la diferencia de densidad (flotabilidad) dará lugar a la migración de la fase más ligera hacia la parte superior de la sección transversal de la tubería.
- (2) El componente de la carga de presión hidrostática dependerá de la profundidad vertical de la parte que se considera y no la longitud de la tubería a esa profundidad. En la derivación de la ecuación de la pérdida generalizada de presión en la tubería, el gradiente de presión debido a la energía potencial se utiliza la longitud de la perforación L , multiplicado por $\cos \theta$, donde θ , es el ángulo de la perforación con respecto a la vertical.
- (3) El gradiente de presión por fricción se basa en la longitud a lo largo del agujero de la tubería, ya que define la zona de esfuerzo cortante entre la pared interior de la tubería y el fluido. Es evidente que la longitud a lo largo del agujero será superior a la profundidad vertical verdadera.

La tendencia a la creciente aplicación de los pozos horizontales es de suma importancia. Muchos investigadores han estudiado el flujo de mezclas de agua y aire en las tuberías. Al igual que en el caso de los estudios de tubería vertical, los resultados pueden ser presentados en forma de mapas de patrón de flujo. En la sección horizontal del pozo, el gradiente hidrostático será igual a cero y la mayoría de las pérdidas de presión atribuibles a los gradientes de fricción.

En comparación con los pozos verticales, se esperaría que:

- (1) Los regímenes de flujo burbuja y bache serían modificados para calcular los efectos de la flotabilidad en la fase líquida, es decir, las burbujas y los baches que tienden a fluir en la parte superior del tubo de sección transversal.
- (2) La expansión de los baches de gas en la región superior de la sección transversal de la tubería daría lugar a un flujo de tipo estratificado, donde los flujos de gas en la parte superior y el líquido en la parte inferior.
- (3) Con el aumento del gasto de gas, el gas ejerce cada vez mayor arrastre de líquido a la superficie, resultando una "ola" de flujo.
- (4) En gastos más altos, la fase líquida puede ser distribuida como una película anular o eventualmente como niebla en la fase continua de gas.

Estos patrones de flujo se muestran en la Figura 3.19.



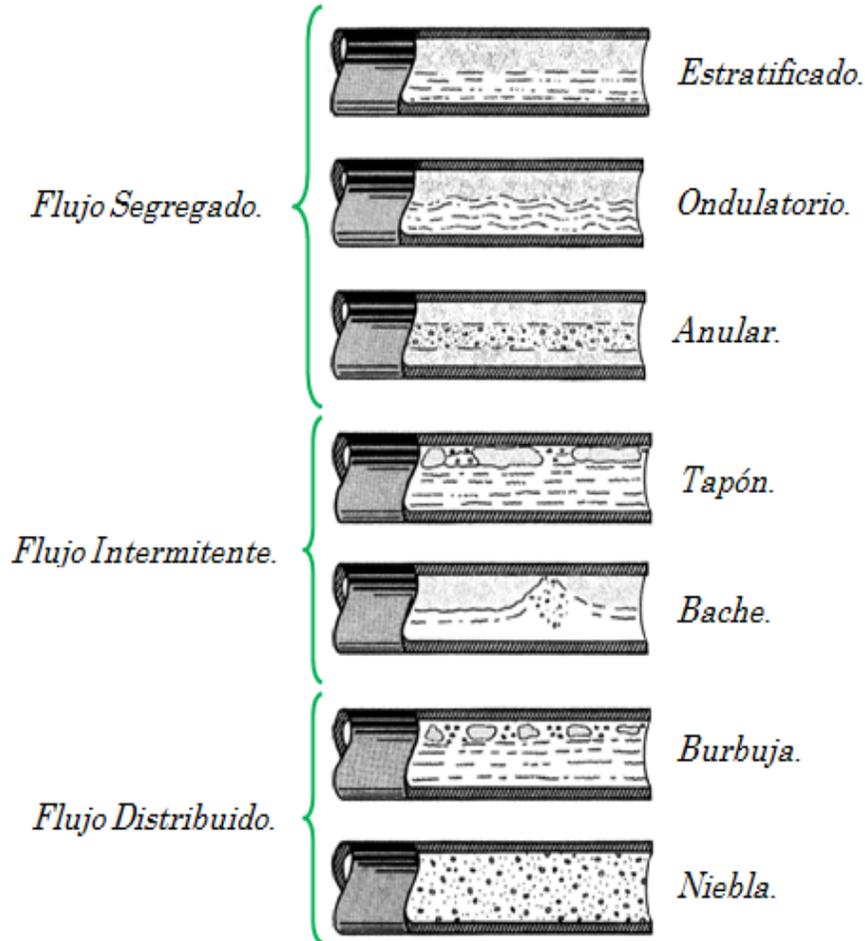


Figura 3.19. Patrones de flujo en tuberías horizontales.

Los pozos inclinados presentan las características de cualquier pozo vertical u horizontal o una combinación de ambos dependiendo del ángulo del agujero. Sin embargo, Debe tener en cuenta que la línea de un pozo desviado a 60° , por ejemplo, demostrará un ángulo de inclinación que varía de 60° a 0° cuando nos acercamos a la superficie.

3.2.3.3. Parámetros de fluidos en flujo multifásico.

En el cálculo de la pérdida de presión para el flujo de una sola fase, las propiedades del fluido se pueden evaluar a cualquier presión y a la temperatura prescrita. Sin embargo, al evaluar el gradiente de presión en flujo multifásico, los valores de los distintos parámetros deben ser derivados y representativos de la mezcla de varias fases. Las propiedades de una mezcla de varias fases normalmente se puede evaluar mediante la combinación de las propiedades individuales de las fases.





Los parámetros importantes que influyen en las propiedades de un sistema de flujo multifásico son: el resbalamiento y colgamiento.

(1) El resbalamiento.

Si una mezcla de gas-líquido fluye hacia arriba en una sarta de producción, los efectos de la flotabilidad de cada una de las fases no serán iguales. La más ligera de las fases, principalmente de gas, se elevará hacia la superficie con un gasto mayor en comparación con el de aceite debido a los efectos de la flotabilidad.

La velocidad de resbalamiento, V_s , se define como la diferencia en las velocidades de las dos fases, es decir, por el sistema de gas-aceite.

$$V_s = V_g - V_o \quad (92)$$

Particularmente el régimen de flujo bache, el impacto del resbalamiento ayuda en el levantamiento de la fase más pesada (aceite) del pozo. Sin embargo, si el resbalamiento es fuerte puede originar flujo segregado, en particular en el régimen de flujo burbuja de baja velocidad.

(2) Colgamiento.

El colgamiento es un término usado para definir la relación volumétrica entre dos fases, que ocupan un volumen especificado a lo largo de la tubería.

El colgamiento de líquido para una mezcla de gas-líquido que fluye en una tubería se conoce como H_L :

$$H_L = \frac{\text{volumen de liquido en un segmento de la tubería } (V_L)}{\text{volumen del segmento de tubería } (V_T)} \quad (93)$$

H_L , por lo tanto tiene un valor entre cero y uno.

Del mismo modo, el colgamiento de gas H_g se define como:

$$H_g = \frac{\text{volumen de gas en un segmento de la tubería } (V_L)}{\text{volumen del segmento de tubería } (V_T)} \quad (94)$$

Obviamente,

$$H_L + H_g = 1.0 \quad (95)$$

(3) Velocidad del fluido.





Una dificultad que se plantea es cómo definir la velocidad de una fase específica. Hay dos opciones:

- a. La primera opción es definir la velocidad basada en el área transversal total de la tubería a pesar de que cada fase ocupará una fracción del área. La velocidad en este caso se denomina velocidad superficial.

Para gas:

$$V_{sg} = \frac{q_g}{A} \quad (96)$$

Donde A= Área de la sección transversal de la tubería.

Y, para el líquido:

$$V_{sL} = \frac{q_L}{A} \quad (97)$$

- b. Para un valor más exacto de la velocidad de cada una de las fases se corrige con el colgamiento de cada fase.

$$V_g = \frac{q_g}{A \cdot H_g} \quad (98)$$

3.2.4. Pronósticos del comportamiento de flujo monofásico.

La predicción de la pérdida de presión es bastante simple para situaciones en las que una sola fase está fluyendo por la tubería. La ecuación general de pérdida de presión derivada del principio de conservación de energía se puede aplicar:

$$\frac{dP}{dL} = \frac{\rho}{g_c} \frac{v dv}{dL} + \frac{g}{g_c} \rho \cos \theta + \frac{f_m \cdot \rho v^2}{2g_c d} \quad (99)$$

En la mayoría de los casos, el gradiente de presión asociado a los cambios de energía cinética es muy pequeño y por lo general despreciable. Por lo tanto:

$$\frac{dP}{dL} = \frac{g}{g_c} \cdot \rho \cos \theta + \frac{f_m \cdot \rho v^2}{2g_c d} \quad (100)$$

3.2.4.1. Flujo monofásico líquido.

En la mayoría de los pozos de producción o de inyección, la fase líquida es incompresible, es decir, el agua o aceite, son un poco incompresible, por ejemplo. La caída de presión en la tubería se puede predecir mediante la





aplicación de la ecuación general de energía y haciendo caso omiso de la energía cinética (aceleración) las pérdidas:

$$\therefore \left(\frac{dP}{dL}\right)_{Total} = \left(\frac{dP}{dL}\right)_{fric} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{PE} \quad (101)$$

Estos componentes de pérdida de presión se pueden evaluar.

Para pozos verticales:

$$dP = \frac{\rho g}{g_c} D_{TVD} + \frac{f_m \cdot \rho \cdot v^2}{2g_c d} \cdot D_{TVD} \quad (102)$$

Donde f_m es el factor de fricción evaluado para flujo laminar o turbulento.

Para pozos inclinados, el término de la energía potencial se basara en la profundidad vertical verdadera (D_{TVD}), y el término de la fricción a lo largo del agujero (D_{AH}), por lo tanto:

$$dP = \rho D_{TVD} + \frac{f_m \cdot \rho \cdot v^2}{2g_c d} \cdot D_{AH} \quad (103)$$

Esta ecuación se puede aplicar de forma secuencial a cada sección de la tubería para producir una pérdida de presión acumulada.

3.2.5. Modelos de flujo multifásico.

Muchos investigadores han llevado a cabo estudios sobre el flujo multifásico en tuberías. La mayoría de los planteamientos de la investigación han hecho las suposiciones básicas que se pueden utilizar para clasificar las correlaciones obtenidas de la siguiente manera:

- (1) Métodos que no se toman en cuenta.
 - a. El resbalamiento entre las fases.
 - b. La utilización de régimen o patrones de flujo.
- (2) Los métodos que toman en cuenta el resbalamiento entre las fases, pero no los regímenes de flujo.
- (3) Los métodos que toman en cuenta tanto el régimen de flujo como el resbalamiento.

La mayoría de las correlaciones de flujo multifásico se puede utilizar con el siguiente procedimiento general:

- (1) Se utilizara de la ecuación general:





$$\left(\frac{dP}{dD}\right)_{TOTAL} = \left(\frac{dP}{dD}\right)_{elev} + \left(\frac{dP}{dD}\right)_{fric} + \left(\frac{dp}{dD}\right)_{acel}$$

(2) Determine:

$$\left(\frac{dP}{dD}\right)_{elev} = \bar{\rho}_m$$

Esto puede o no puede requerir la evaluación de colgamiento en función de la correlación utilizada.

(3) Calcular:

$$\left(\frac{dP}{dD}\right)_{fric} = \frac{f_m \rho_m v_m^2}{2 g_c d}$$

Cada método tiene su propia manera para determinar f_m pero puede ser dependiente del patrón de flujo.

(4) Calcular:

$$\left(\frac{dP}{dD}\right)_{acel} = \frac{\rho_m \Delta(v_m^2)}{2 g_c dD}$$

3.2.5.1. Las correlaciones que no consideran el resbalamiento y los regímenes de flujo.

- *Poettmann y Carpenter.*
- *Baxendell y Thomas.*
- *Tek.*
- *Fancher y Brown.*
- *Hagedorn y Brown.*

Con estos métodos, no se considera el resbalamiento ni los diferentes regímenes de flujo que existen en flujo multifásico. Los métodos se basan en la densidad del fluido a partir de la densidad de los fluidos de la superficie y corregida para las condiciones del fondo de pozo. Los métodos se basan en sus aproximaciones o correlaciones individuales para el cálculo del factor de fricción de dos fases. El factor de fricción esta correlacionado contra el numerador del *Número de Reynolds*, es decir, (ρ, v, d) .





3.2.5.2. Las correlaciones que incluyen resbalamiento de fase, pero no los patrones de flujo.

En estos métodos, las correlaciones son necesarias para permitir la predicción del resbalamiento y del factor de fricción. Sin embargo, dado que los métodos no hacen distinción entre los regímenes de flujo, las correlaciones suponen que son válidas para todos los regímenes de flujo. El concepto de resbalamiento, requerirá que las velocidades superficiales de las fases sean calculadas y la fracción volumétrica de cada fase en tubería, para definir las propiedades de la mezcla.

Hagedorn y Brown llevaron a cabo experimentos en tubos de diámetro pequeño de 1" – 2 ½" e incluyen en su correlación los efectos de la pérdida de energía cinética, que se consideran significativa en tubos de diámetro pequeño.

3.2.5.3. Las correlaciones que consideran el resbalamiento y régimen de flujo.

La mayor parte de la investigación publicada en flujo multifásico se encuentra dentro de esta categoría, entre ellos:

- *Duns y Ros.*
- *Orkiszewski.*
- *Aziz, Govier y Fogerasi.*
- *Beggs y Brill.*

Todo lo anterior, propone un método para predecir el resbalamiento o colgamiento basado en el supuesto conjunto de regímenes de flujo. Por lo tanto los métodos utilizan los mapas de patrones de flujo. La predicción de la pérdida de presión de flujo requiere la identificación correcta del régimen de flujo que prevalece en la tubería. Algunos de los investigadores propusieron nuevas correlaciones para todos los regímenes de flujo, mientras que otros sugirieron modificaciones a las correlaciones existentes para uno o más de los regímenes de flujo.

3.2.6. Correlaciones para pozos inclinados.

Para pozos inclinados se introducen los siguientes cambios en el gradiente de presión:





- (1) El gradiente de presión por fricción aumentará a medida que aumenta la profundidad a lo largo del agujero en comparación con la profundidad vertical verdadera.
- (2) El aumento de la pérdida de presión por fricción va a cambiar el gradiente de presión global sobre el pozo y por lo tanto, las propiedades del fluido influirán en el gradiente hidrostático.

Hay dos maneras para evaluar la pérdida de presión en pozos inclinados, es decir:

- (a) Usar una correlación de pozo vertical y modificar el término del gradiente de fricción para considerar el largo de la profundidad del agujero en lugar de la profundidad vertical verdadera, es decir, $D_{TV} \cdot \cos \theta$ donde θ es el ángulo del agujero con respecto a la vertical.
- (b) Usar una correlación modificada para pozos inclinados, es decir, Beggs y Brill.

3.2.6.1. Uso de correlaciones para pérdida de presión en pozos verticales.

Cualquiera de las correlaciones anteriores pueden ser utilizadas al modificar los términos gradiente de fricción y gradiente hidrostático como se sugirió anteriormente. El uso de la correlación de este método, no obstante, que:

- (a) La correlación del colgamiento desarrollada para pozos verticales será válida para los pozos inclinados.
- (b) La distribución física de las fases y de los regímenes de flujo seguirá siendo la misma.

Beggs y Brill encontraron que estas suposiciones no son necesariamente válidas.

Por lo tanto, se puede concluir que el uso de los ajustes en las correlaciones de flujo multifásico vertical será de una precisión limitada.

3.2.6.2. Correlaciones para pozos inclinados.

Relativamente poca investigación se ha realizado en este ámbito, con la mayoría de las técnicas en desarrollo de las correlaciones horizontales modificadas para calcular las secciones ascendentes de la tubería.

Entre los métodos publicados son los siguientes:





- *Beggs y Brill.*
- *Griffith et al.*
- *Flanigan.*
- *Ovid Baker's.*
- *Brigham, Holstein y Huntington's.*
- *Rene Sevigny's.*
- *Bonnecaze, Erskine y Greskovich.*

La correlación *Griffith et al* sólo se consideran dos regímenes de flujo, es decir, flujo bache y el flujo anular. No considera los efectos de la rugosidad de la tubería, la viscosidad del líquido y arrastre.

El método de *Beggs y Brill* es un método ampliamente aceptado para predecir la inclinación y caída de presión.

Existen dificultades importantes asociadas en el desarrollo de una correlación general de flujo de un pozo inclinado, entre ellas:

- (1) La inclinación del pozo no será constante.
- (2) El pozo puede sufrir de una desviación, la cual impactara en el desplazamiento de sedimento al pozo.

3.2.7. Curvas de gradiente de presión.

Gilbert fue el primero en introducir el concepto de curvas de gradiente de presión. La curva de gradiente proporciona una gráfica de las variaciones de presión con respecto a la profundidad en una sección de la tubería, para una serie de condiciones de flujo específico, y como tal, ofrece un método simplificado pero menos exacto para predecir el comportamiento de la tubería que usando una correlación de flujo multifásico.

Gilbert obtuvo información en forma de curvas de presión, que atraviesan una serie de pozos productores de aceite y los datos se representan con respecto a los siguientes parámetros:

- Relación gas-aceite (**RGA**) y una relación gas-líquido (**RGL**).
- Diámetro de la tubería.
- Índice de producción de aceite o líquido.

Sus datos se restringen a **1.66 "**, **1.9"**, **23/8 "**, **27/8"** y **31/2 "**, para gastos de **50**, **100**, **200**, **400** y **600 BPD**. Por lo tanto, para valores constantes de los parámetros





anteriores, se obtuvieron una serie de curvas mediante el trazado de los datos, cada curva representa una tubería con diferentes presiones en la cabeza del pozo, como se muestra en la Figura 3.20. La implicación de esto es que una curva de gradiente es específica para cada tubería de producción y la presión en la cabeza para ser considerada.

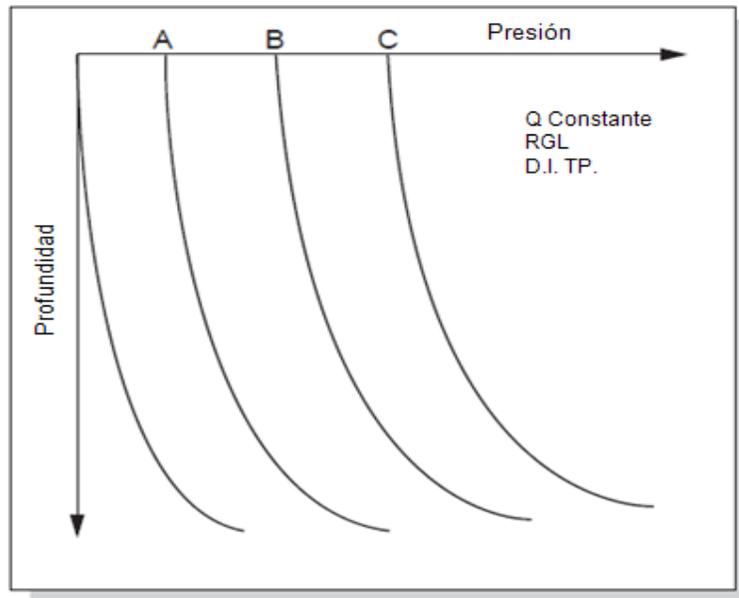


Figura 3.20. Representación de las curvas de presión vs. Profundidad de Gilbert.

Sin embargo, al desplazar las curvas hacia abajo, se encontró con una relación gas-liquido **RGL** constante, el gasto y tamaño de la tubería, las curvas se superponen, como se muestra en la Figura 3.21. Entonces, una sola curva podría ser utilizada para representar el flujo en la tubería en condiciones determinadas. Esta curva se puede construir pasando por el punto cero de presión en la superficie. El efecto de mover las curvas individuales hacia abajo hasta que se superponen fue consecuencia de ampliar la profundidad del pozo por la longitud, si se añade a la parte superior de la tubería, disminuiría la presión en cabezal de la tubería y el resultado de la presión en la parte superior será cero.



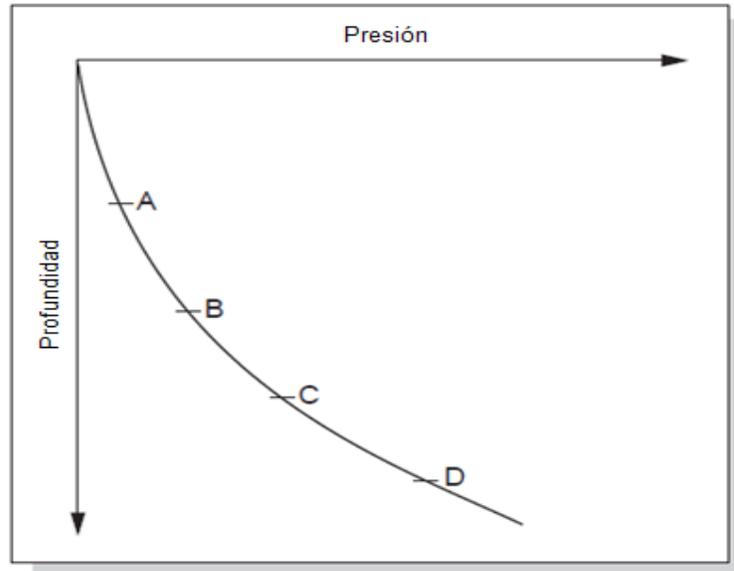


Figura 3.21. Normalización de las curvas de Gilbert.

Gilbert fue capaz de desarrollar todas las curvas para un tamaño de tubería y gasto constante juntos en el gráfico, dando como resultado una serie de curvas de gradiente que acomodarían una gran variedad de **RGL**, por ejemplo, la Figura 3.22. Él fue capaz de preparar una serie de curvas de gradiente que se aplican a una tasa de producción de líquidos constante y el tamaño de la tubería.



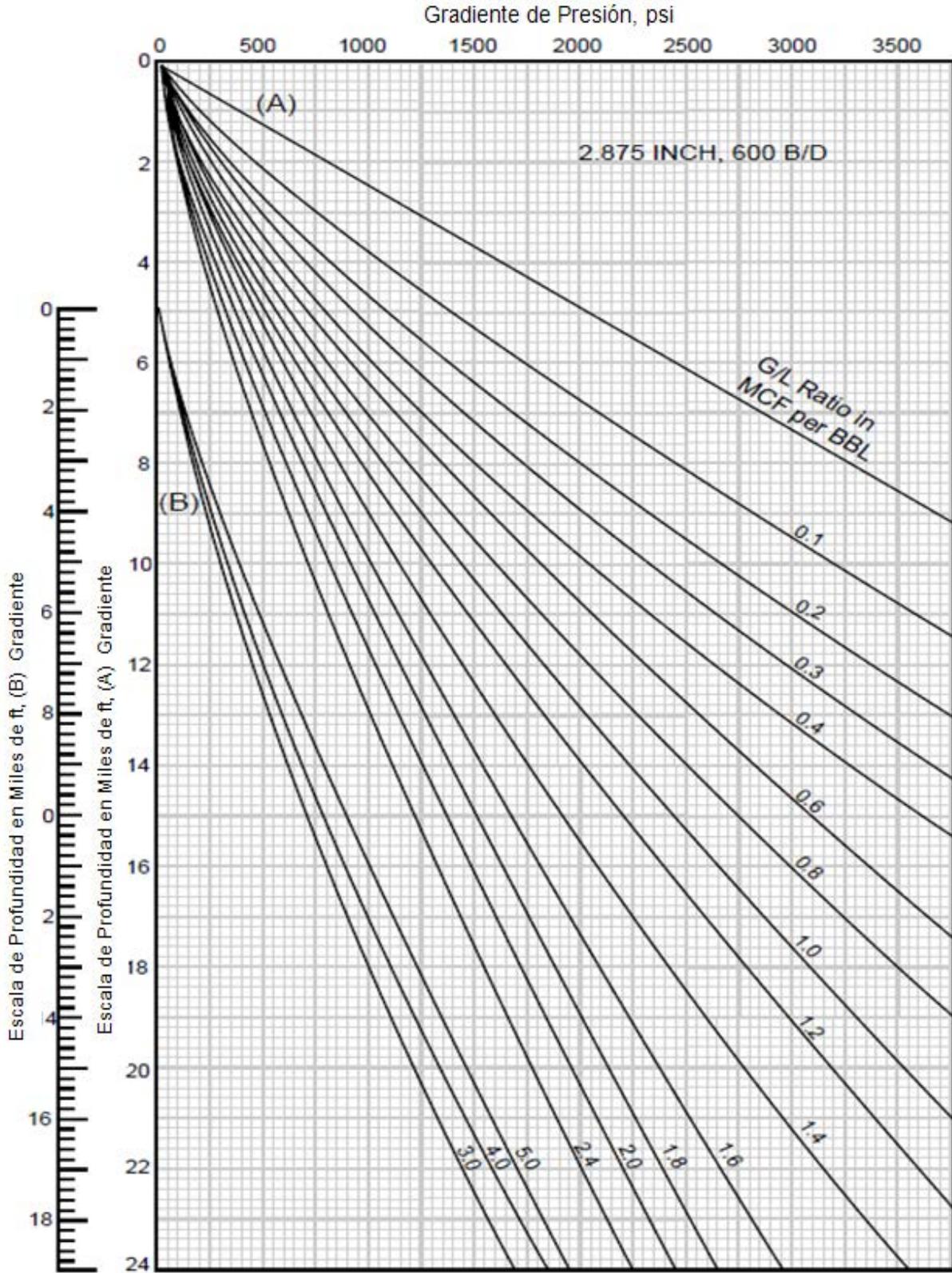


Figura 3.22. Profundidad aproximada de un gradiente de presión para una tubería de 2.875 pg.





El método de utilización de curvas para predecir la presión de fondo se muestra en la Figura 3.23:

Teniendo en cuenta:

- Profundidad del pozo.
 - Tamaño de la tubería.
 - RGL.
 - Tasa de producción.
 - Diámetro de la tubería.
- } Para calcular se requiere THP.

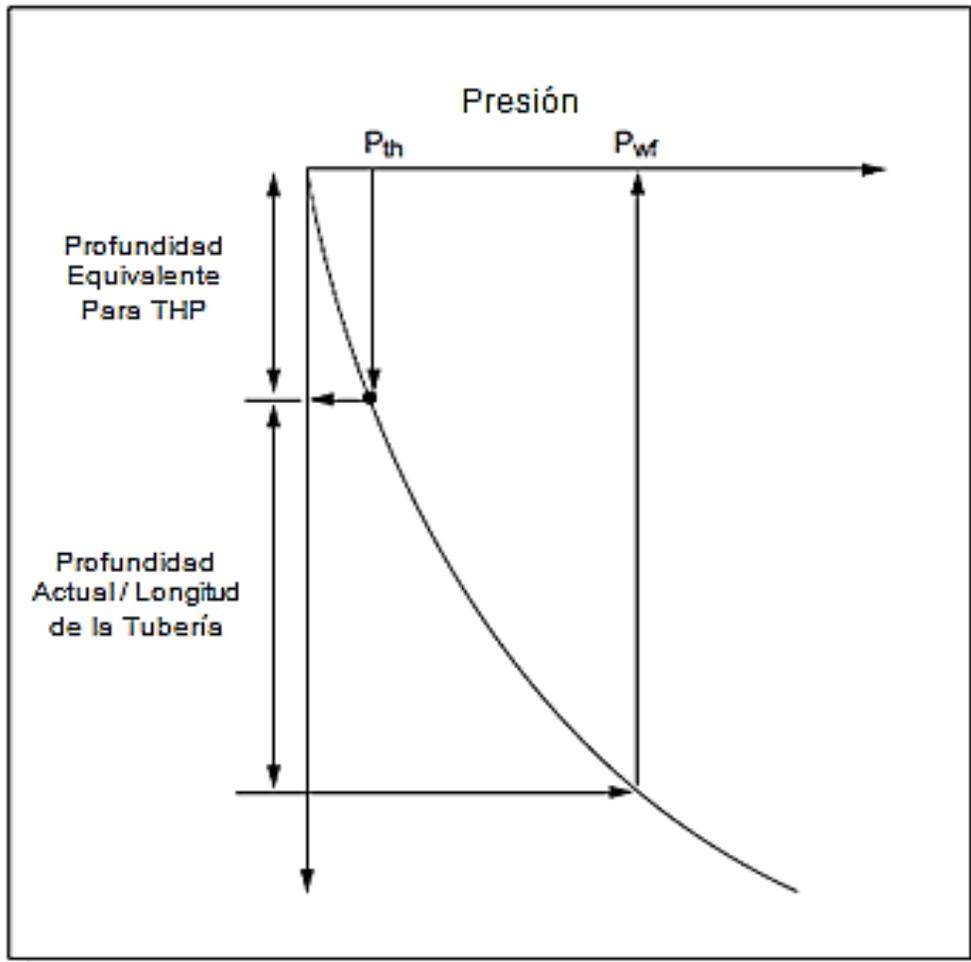


Figura 3.23. Predicción de la presión de fondo de pozo fluyente.





- (1) La curva de gradiente adecuada para la **RGL** específicos, Q_o y el diámetro de la tubería, calcular la profundidad o longitud equivalente de la tubería a la presión de cabezal del pozo, P_{TH} .
- (2) Añadir la profundidad equivalente a la P_{TH} a la profundidad real del pozo para obtener la profundidad total equivalente.
- (3) Entrando con la curva en la profundidad total equivalente en la intersección con la curva de gradiente leer la presión equivalente que es la presión de fondo fluyente.

La curva de gradiente presenta varias características interesantes:

1. Se puede observar que la inclinación de las curvas de gradiente de presión está en función de la profundidad. Esto refleja los efectos de la expansión de la fase y el resbalamiento.
2. A medida que aumenta la **RGL**, disminuye el gradiente. Esto refleja la reducción de la presión hidrostática en la cabeza.
3. Algunas de las curvas muestran cambios bruscos o revés en **RGL** muy altas. Esto indica que la curva pasa por el gradiente de presión mínima, y por consiguiente el aumento del gradiente a una profundidad específica ya que las pérdidas por fricción dominan la reducción de la carga hidrostática debido al aumento de **RGA**.

Las curvas de gradiente es en un método que representa los datos de presión en las tuberías, se pueden desarrollar utilizando las mediciones de campo o de la aplicación de cualquier correlación de pérdida de presión, previamente discutidas. La principal ventaja de las curvas de gradiente es su velocidad y simplicidad, pero claramente no son tan precisas como las correlaciones numéricas. Las curvas originales de *Gilbert* se limitaron a gastos y tubería de tamaños menos de 600 **BPD** y 3½", respectivamente. Sin embargo, el uso de correlaciones publicadas, las familias de curvas se pueden desarrollar para cualquier tamaño de tubería, gastos y por diferentes cortes de agua. Las curvas también se puede desarrollar con el método de *Beggs* y *Brill* para pozos inclinados, sin embargo, la validez de estos dependerá de la trayectoria y la curvatura de un pozo específico.

3.2.8. Optimización del flujo en tuberías.

Gilbert fue uno de los primeros investigadores que trato de explicar las complejidades del comportamiento de flujo en la tubería y su optimización.

El efecto del tamaño de la tubería en la pérdida de presión para el flujo de gas es establecido principalmente por la pérdida de presión por fricción. Sin embargo,





para el aceite y el flujo de gas en la tubería de producción, sería de esperar que para un gasto específico y **RGL** hubiera dos efectos opuestos, es decir:

- (1) Por el tamaño de una tubería pequeña, las velocidades de flujo in-situ serían altas, lo que aumenta la pérdida de presión por fricción.
- (2) Para los tamaños grandes de tubería, la velocidad media hacia arriba sería demasiado pequeña para las fuerzas de flotabilidad en la fase más ligera, y por lo tanto, el resbalamiento, sería de importancia. Esto daría lugar a un gradiente de presión más grande.

Gilbert ilustra los efectos del tamaño de la tubería y **RGL** en la optimización del comportamiento de la tubería.

3.2.8.1. Efectos de la relación gas-liquido **RGL**.

Gilbert presento información sobre el impacto de la relación gas-liquido **RGL**, en los requerimientos de presión de flujo de fondo del pozo en la forma de la Figuras 3.24 y 3.25. Esto ilustra que el impacto del aumento de la **RGL** en la perdida de presión de la tubería fue:

- (i). Para reducir el gradiente hidrostática del fluido en la tubería, el gradiente hidrostático se acercaría a la del gas como su fracción de volumen se acercó a la unidad.
- (ii). En gastos altos de líquido, el volumen total de gas será tan alto que el gradiente de presión se incrementará, lo que refleja el aumento en el gradiente de presión por fricción.



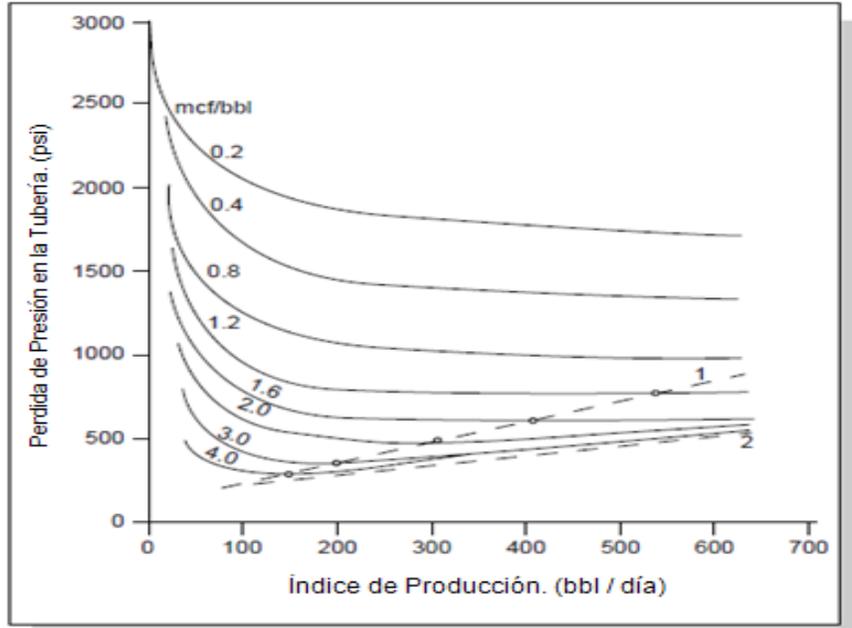


Figura 3.24. Pérdida de presión en función de la producción de varios gastos gas/liquido, índices de (Gilbert).

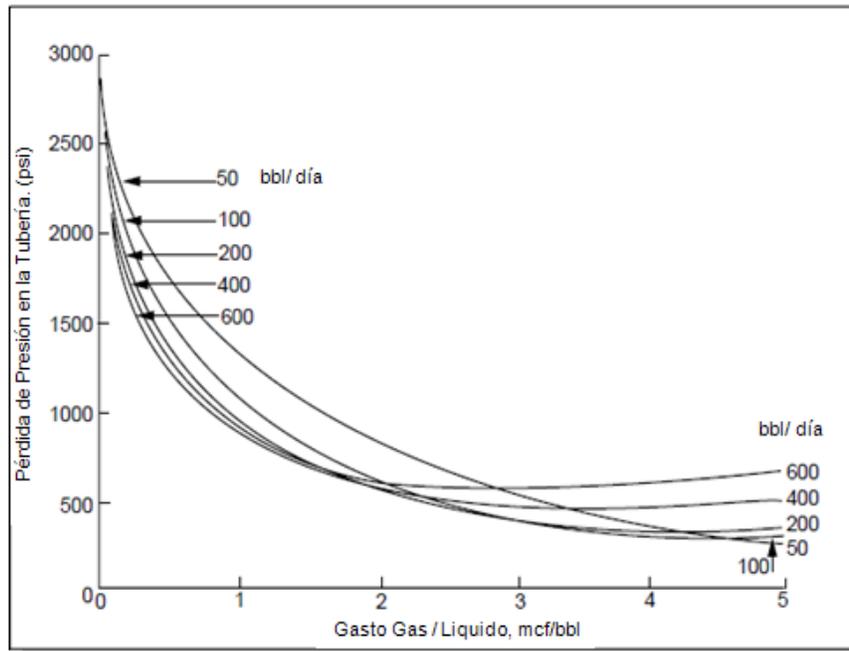


Figura 3.25. Perdidas de presión en función de los gastos gas/liquido en varios gastos de producción (Gilbert).





Por lo tanto, un gradiente de presión mínimo existirá. La **RGL** correspondiente al mínimo del gradiente de presión total se incrementará a medida que disminuye el índice de producción, lo que refleja el impacto en las velocidades de las fases en la tubería Figura 3.24.

3.2.8.2. Efectos del tamaño de la tubería.

En la discusión de los efectos de la **RGL** anterior, es claro que controla e influye en las velocidades de las fases y el potencial de resbalamiento es significativo.

Gilbert presentó datos en relación a sus medidas de campo derivadas del gradiente de presión. Estos se muestran en las Figuras 3.26-3.29 para **RGL** de 400 y 1000 ft^3/bbl . En la Figura 3.26, el rango de producción baja de 50-100 **BPD** resultado de una mayor presión en las tuberías de mayor diámetro, 2 7/8" 3 1/2", debido a la separación de fases y el resbalamiento. En estos gastos, en tubería más pequeña, por ejemplo, 2 3/8" de diámetro, los gradientes de presión son menores y el flujo es más eficiente. En la mayoría de índices de 200 **BPD** o más, es posible que la tubería más pequeña requiera mayores presiones de elevación, es decir, el tamaño más pequeño de tubo presenta un aumento en la presión por fricción mientras que la tubería más grande tiene ventaja en la reducción de resbalamiento entre las fases. Los tamaños más pequeños de tubería de 1.66" – 2 3/8" muestran un requerimiento mínimo de presión a un gasto medio.

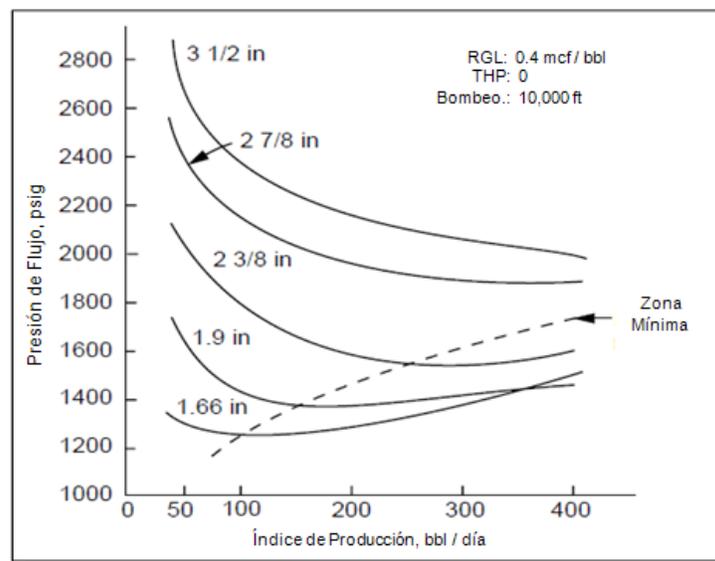


Figura 3.26. El efecto de la velocidad de flujo según las pérdidas de presión en flujo vertical: varios tamaños de tubería. Baja **RGL** (*Gilbert*).



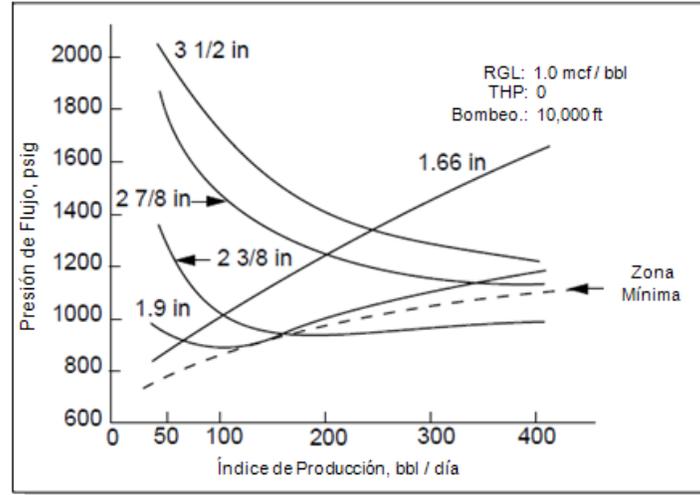


Figura 3.27. El efecto de la velocidad de flujo según las pérdidas de presión en flujo vertical: varios tamaños de tubería. Alta **RGL** (*Gilbert*).

El caso de una mayor **RGL** de 1000 **sft³/bbl** se ilustra en la Figura 3.27, pero hay una serie de cambios en comparación con el caso de los 400 **sft³/bbl** de la Figura 3.26:

- (1) En general, todos los tamaños de tubería requieren de una menor presión de fondo fluyente en el caso de producciones bajas, de 1000 **sft³/bbl** en comparación con los de 400 **sft³/bbl**, es decir, se reduce el resbalamiento debido a una mayor velocidad de flujo alto de gas en la tubería.
- (2) Para todos los tamaños de tubos, excepto el 1.66", el mínimo de presión de fondo fluyente se logra a 1000 **sft³/bbl** en el caso de comparación con los 400 **sft³/bbl**.
- (3) Para la tubería 1.66", el gasto de gas es demasiado alto, incluso en los índices de producción más bajos. La presión de fondo fluyente no pasa por el mínimo de la **RGL** de 1000 **sft³/bbl**, y la presión de fondo fluyente se incrementa continuamente con el aumento de la velocidad de producción como resultado de un alto gradiente de fricción.

Los datos alternativos se presentan en las Figuras 3.28 y 3.29. Los datos de 1000 **sft³/bbl** muestran claramente una mínima pérdida de presión asociada con gastos de 100 **bbl/día** o más. El tamaño de la tubería proporciona la presión mínima de entrada, se incrementa con el aumento del gasto.



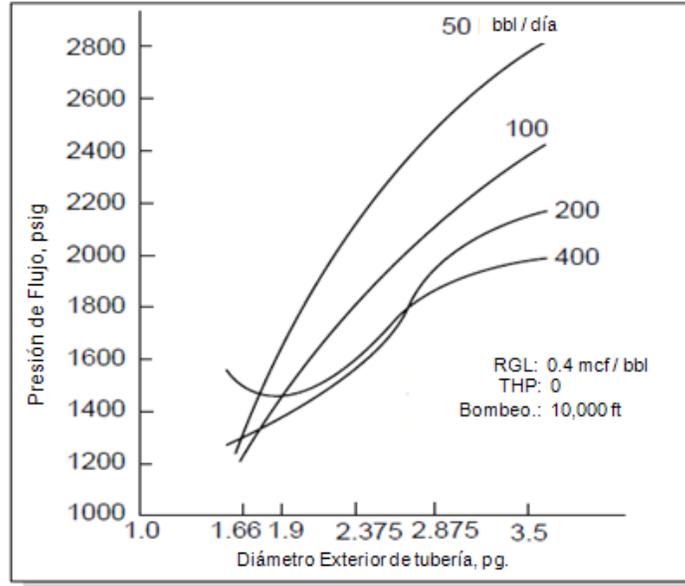


Figura 3.28. Pérdida de presión en flujo vertical por el efecto del diámetro de la tubería: varios índices de flujo (Gilbert).

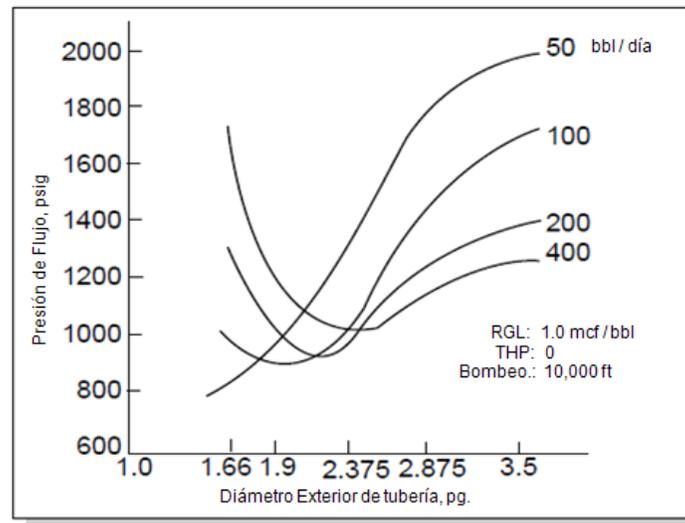


Figura 3.29. Pérdida de presión en flujo vertical por el efecto del diámetro de la tubería: varios índices de flujo.

Cabe señalar que para el 400 **sft³/bbl** de la Figura 3.28, el aumento de tamaño de la tubería requiere una mayor presión de fondo fluyente, para gastos de bajo a moderado 50-200 **BPD**.





Estos resultados de Gilbert ayudan a resaltar los efectos opuestos del resbalamiento y de la caída excesiva de presión por alta fricción.

3.2.8.3. Los efectos de la relación agua-aceite R.A.A.

El fenómeno del agua producida con el aceite aumenta la densidad de la mezcla promoviendo así un mayor resbalamiento y el aumento de la presión hidrostática. Esto se muestra en la Figura 3.31, que puede ser comparado con el corte de agua de 0% en la Figura 3.30. Se puede observar que el efecto de resbalamiento es tal vez más pronunciado en el caso de la tubería de 7" con un corte de agua del 25%. Sin embargo, en general, para todos los tamaños de tubería, la presión de fondo fluyente se incrementa en un 25% del corte de agua que existe, particularmente en la tubería de tamaño pequeño y en las de alto índice con tubería de gran diámetro (aproximadamente 10 - 20%).

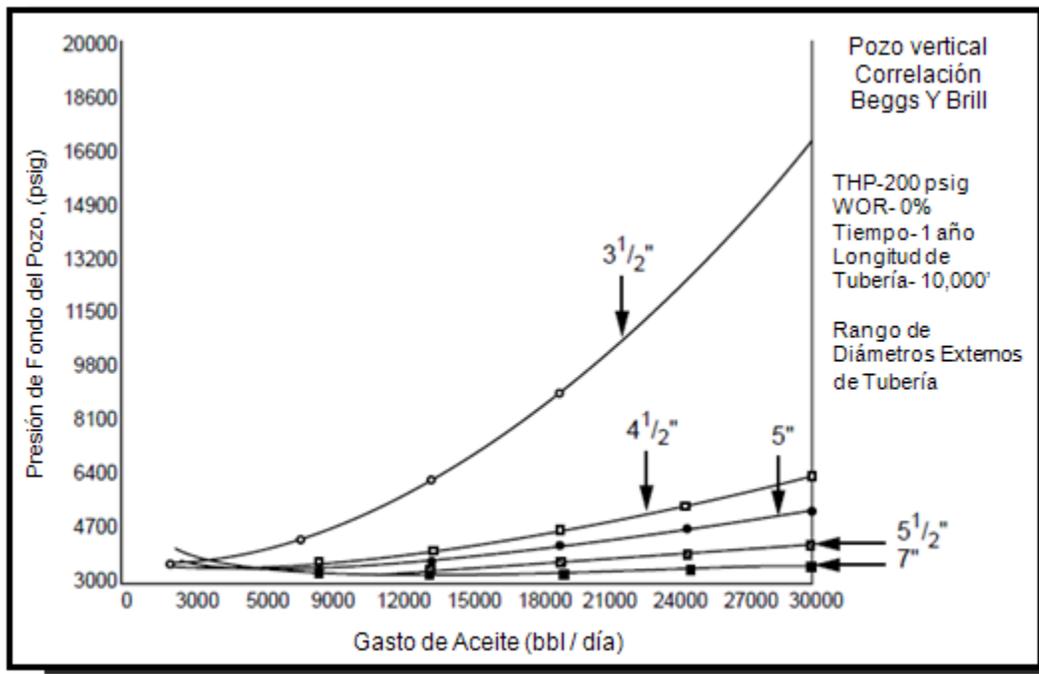


Figura 3.30. Presión de fondo del pozo vs. Índice de gasto alto con 0.1% de corte de agua.



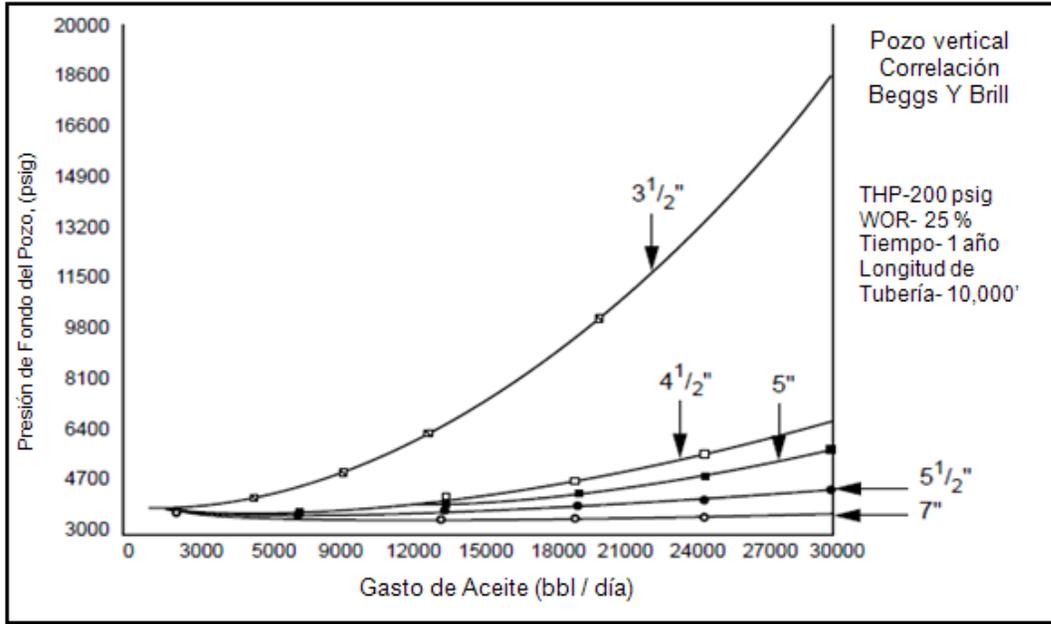


Figura 3.31. Presión de fondo del pozo vs. Índice para un corte de agua de 25%.

3.3. FLUJO EN ESTRANGULADORES.

En esta sección, las características del funcionamiento y de la operación de estranguladores instalados en la línea de flujo de producción serán discutidas.

3.3.1. Funciones de los estranguladores de tubería.

La presión del fluido dentro del yacimiento proporciona la fuerza de empuje para impulsar el fluido al pozo, y el flujo natural de pozos levanta la producción hasta la superficie. Para maximizar la capacidad de producción de los pozos individuales, es posible asegurar que exista una restricción mínima en la línea de flujo. Sin embargo, en estos casos, la capacidad de producción del sistema se ajustara continuamente con cualquier perturbación del flujo o inestabilidades del pozo. Por lo tanto, la mayoría de los pozos de producción utilizan un estrangulador o restricción en la línea de flujo aguas abajo de la boca del pozo a la contra presión del pozo.

La implementación de la contra presión en la línea de flujo cerca de la cabeza del pozo puede ser importante para algunas de las razones siguientes:

- 1) Para mantener el flujo estable/condiciones de presión aguas abajo del estrangulador.





- 2) Para controlar el abatimiento en el pozo y por lo tanto restringir la presencia de gas, de agua congénita en el pozo o el daño de la formación alrededor del pozo.
- 3) Para reducir la capacidad de suministro mediante la aplicación de la contra presión en el sistema.
- 4) Para aislar el pozo de las fluctuaciones de presión creadas en el proceso de colecta y transportación del sistema.

El estrangulador juega un papel muy importante en:

- (i). El control del pozo.
- (ii). En el manejo del agotamiento del yacimiento.

3.3.2. Equipo del estrangulador.

Los estranguladores están diseñados para restringir o regular el flujo, y como tal sean desarrollado varios diseños. El estrangulador crea la restricción del flujo, ofreciendo una vía de flujo restringido para que el fluido pase a través. Esta restricción puede ser seleccionada para ser:

- Fija.

El tamaño del orificio se especifica antes de la instalación.

- Ajustable.

El tamaño del orificio se puede ajustar después de la instalación para satisfacer las necesidades operacionales del pozo.

El diseño del orificio puede ser en cualquiera de las tres categorías, es decir:

- (i). Un ducto cilíndrico recuperable de agujero interno fijo – estrangulador fijo o positivo.
- (ii). Un vástago en la válvula de asiento que se puede ajustar para controlar el tamaño del orificio efectivo.
- (iii). Dos discos de carburo de tungsteno como guías de flujo de alineación ajustable.

Los estranguladores positivos son especialmente útiles cuando el orificio es fijo y es fundamental para el seguimiento y desempeño, por ejemplo, durante las pruebas de pozos. La caída de presión en el estrangulador depende de las características del fluido, del gasto y de las dimensiones del estrangulador.





Un estrangulador ajustable permite que la contrapresión en el pozo sea variada. Esto puede ser útil en los siguientes casos:

- (i). Al inicio de la producción de un pozo, en el cual el contenido de la tubería tenga que ser desplazado fuera del pozo por la afluencia del yacimiento. En este caso, la presión del fondo fluyente declinara y por lo tanto el índice de producción se incrementa continuamente durante este periodo, así necesitando de la aplicación de un incremento gradual de contrapresión.
- (ii). Para controlar un pozo de producción cíclica, o donde los cambios frecuentes en el índice de producción son necesarios.
- (iii). En los pozos que son con frecuencia objeto de cierre.

3.3.2.1. Estrangulador fijo o positivo.

Estos normalmente se componen de dos partes:

- 1) Un estrangulador costa de una caja con un mecanismo que tiene la capacidad de reducir un orificio al estar instalado.
- 2) Un estrangulador, consiste en un tubo de longitud corta de 1- 6 ", de pared gruesa y lisa con un agujero de tamaño específico.

El esquema se muestra en la Figura 3.32.

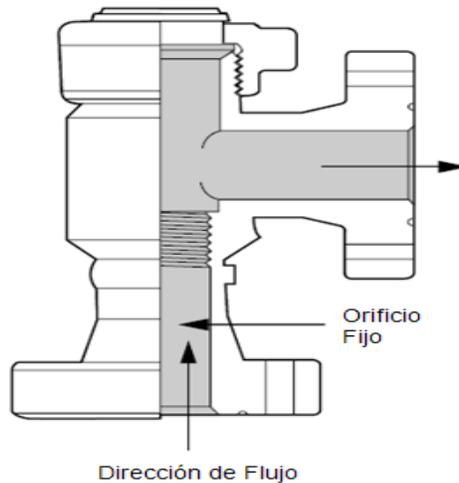


Figura 3.32. Estrangulador fijo.

El término positivo hace referencia al hecho de que tras la instalación, el estrangulador es fijo y de una dimensión conocida. Sin embargo, con la





producción, la dimensión del estrangulador, sobre todo si está situado en la superficie y/o en un pozo de gas, va a cambiar debido a la erosión hídrica y de partículas.

Los estranguladores fijos son ocasionalmente instalados en niples con línea de acero a la profundidad de la sarta de producción, en ciertos pozos para:

- 1) Reducir la presión en cabezal del pozo, y a las presiones que opera el árbol de válvulas en la boca de pozo.
- 2) Contrarrestar los efectos de los hidratos y la deposición de parafinas asociadas a la expansión y refrigeración de fluidos. La ubicación del enfriamiento se mueve hacia abajo en la sarta de producción donde el fluido puede extraer calor de la formación que la rodea a medida que fluye a la superficie.

3.3.2.2. Válvula de asiento con vástago ajustable.

En este diseño, el estrangulador esta normalmente localizado con una inclinación de 90°. El orificio consiste en una válvula de asiento en la cual una válvula de pie puede ser insertada y retractada, así como ajustada al tamaño del orificio.

El movimiento del vástago de la válvula puede ser manual, como se muestra en la Figura 3.33, o automático utilizando un controlador hidráulico o electrohidráulico.

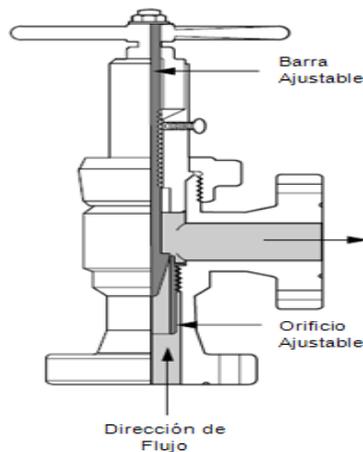


Figura 3.33. Estrangulador ajustable.





3.3.2.3. Estrangulador de disco giratorio.

Este tipo de estrangulador ajustable es ilustrado en la Figura 3.34. Consta de una brida doble a 90° que puede ir acoplada a la línea de flujo o árbol de válvulas. Internamente, hay dos discos de carburo de tungsteno, cerámica u otro material resistente a la erosión o corrosión. Ambos discos tienen dos guías que son diametralmente opuestas en cada disco. El disco trasero es fijo, mientras que el disco delantero situado en la parte superior de la misma se puede girar hasta un máximo de 90° a través de una manivela externa, controlada manualmente o de forma remota. Las guías pueden ser de forma circular o de una gran variedad de formas.

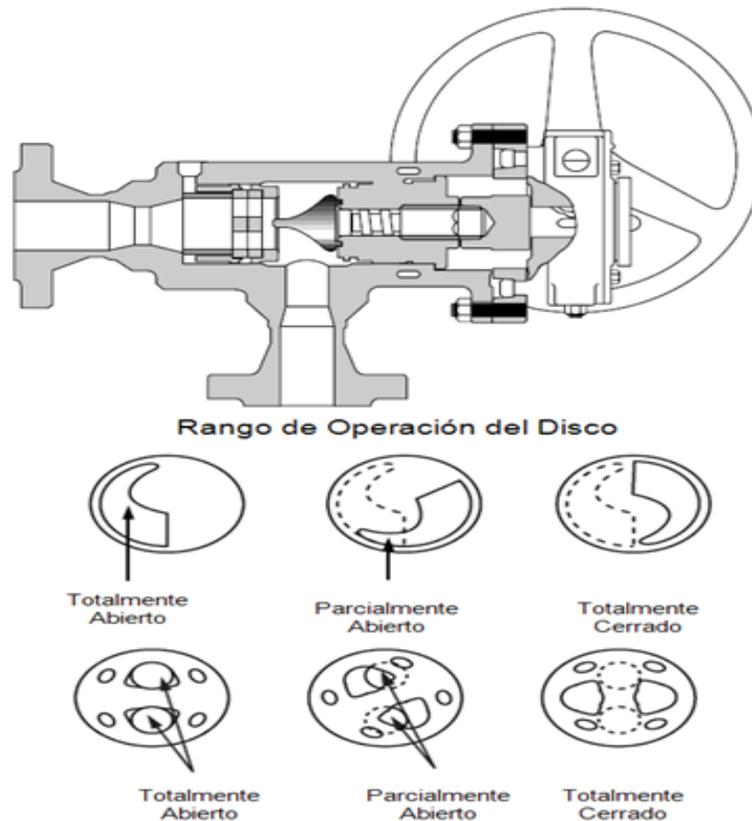


Figura 3.34. Estrangulador de disco ajustable.

Este tipo de estrangulación proporciona un control gradual de flujo más exacto que la de otros sistemas.





3.3.3. Características del estrangulador de flujo.

Los estranguladores de producción normalmente operan en un ambiente multifásico, es decir, en flujo de gas y líquido o líquido y gas. El flujo monofásico puede ocurrir en los pozos de gas seco. Los modelos teóricos pueden existir para pronosticar el comportamiento de los estranguladores con flujo monofásico. Es probable que el flujo se vea fuertemente influenciado por la geometría de la estrangulación o de configuración, así como el flujo multifásico.

3.3.3.1. Comportamiento del flujo y distribución.

Sin embargo, si consideramos el flujo a través de un orificio de borde cuadrado o redondo, el uso de un estrangulador fijo presentara un orificio reducido de longitud considerable. El flujo a través de tal estrangulador es descrito en la Figura 3.35.

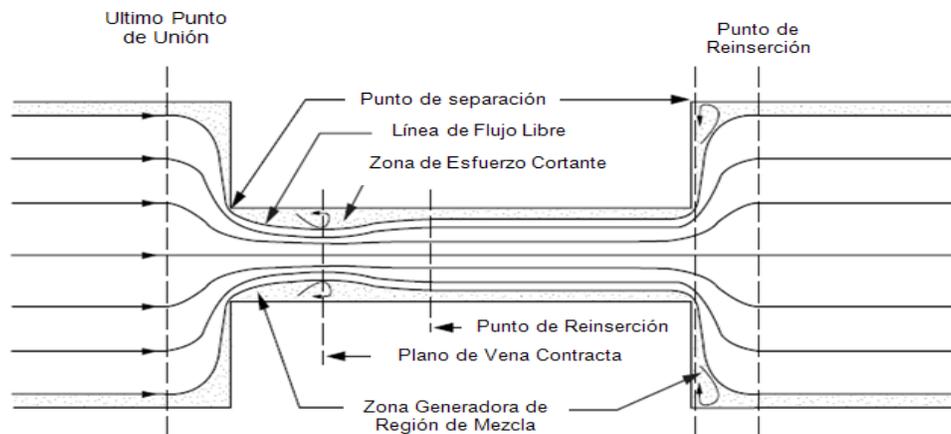


Figura 3.35. Modelo de flujo del estrangulador.

El flujo a través del estrangulador se muestra en la Figura 3.35, y se presenta en varias etapas progresivas:

- (1) El sistema de flujo de la estrangulación estará normalmente en equilibrio a una distancia corta de la entrada de estrangulación.
- (2) A medida que el flujo se aproxima a la entrada del estrangulador es acelerado y otro flujo adyacente a la pared de la tubería deriva en una gran velocidad radial hacia el interior, a la cual se le considera de magnitud comparable a la velocidad axial.
- (3) En la entrada, el flujo se separa y la alta velocidad radial hacia el interior hace que el chorro se contraiga y que continúen acelerando corriente abajo de la entrada, formando la vena contracta.





- (4) En la vena contracta, el chorro causa arrastre de fluido a partir del vórtice de recirculación formado entre el chorro y la pared. Esto se debe a un alto esfuerzo cortante entre el chorro de fluido y la separación del vórtice.
- (5) El arrastre causa la desaceleración del chorro, que se amplía para llenar toda la sección transversal del estrangulador.
- (6) A la salida de la estrangulación, el líquido se expande para llenar la sección transversal del tubo.

Cabe señalar que las corrientes de remolino de la mezcla se producen en la región de entrada del fluido y la salida de la boquilla, así como alrededor de la vena contracta.

La pérdida de presión a través del estrangulador se produce, debido a:

- (1) La pérdida de fricción a través del estrangulador.
- (2) Los efectos de la turbulencia asociada con las corrientes de remolino en la entrada y salida del estrangulador.
- (3) La expansión del líquido en la salida del estrangulador.
- (4) La turbulencia / remolinos dentro del propio estrangulador, sobre todo en la vena contracta.

3.3.3.2. Flujo crítico a través del estrangulador.

Consideremos el caso de un aumento controlado de la velocidad de flujo a través de un estrangulador fijo, llevada a cabo mediante la apertura de una válvula de control aguas abajo del estrangulador.

Inicialmente, con la válvula cerrada, la presión es igual tanto aguas arriba como aguas abajo del estrangulador. A medida que la válvula se abre poco a poco, la disminución de la presión de salida P_2 y los aumentos del gasto. Si la válvula sigue abierta, el gasto comenzará a estabilizarse y, finalmente, llegar a una curva como se muestra en la Figura 3.36. Reducción adicional en P_2 no producirá ningún aumento en la índice de producción.



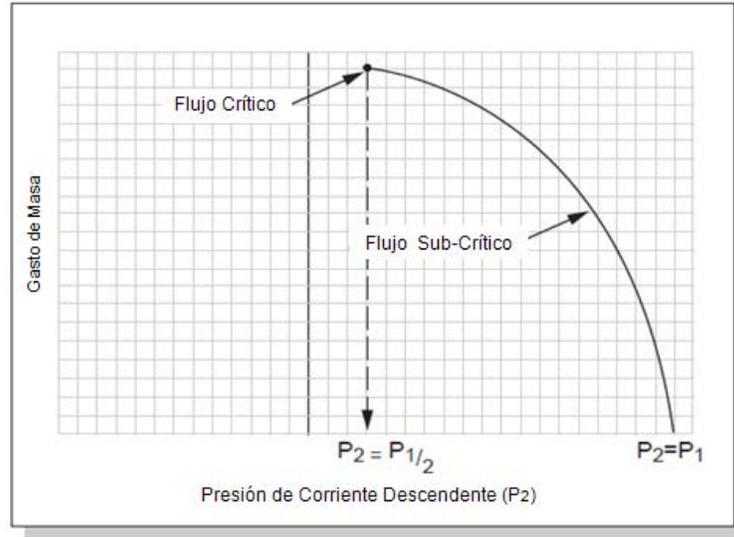


Figura 3.36. Relación de presión corriente abajo a corriente arriba.

La proporción de aguas arriba a la presión aguas abajo se denomina R :

$$R = \frac{P_2}{P_3}$$

Dónde:

R = Relación de presión.

P_1 = Presión aguas arriba.

P_2 = Presión de salida.

El valor de R en el punto donde se alcanza la curva del índice de producción se obtiene lo que se denomina relación de presión crítica o R_c .

El flujo a la presión antes de la curva del índice de producción se obtiene lo que se denomina flujo sub-crítico, y una vez que se alcanzan las condiciones de la curva, el flujo se clasifica como corriente crítica. El comportamiento del flujo crítico sólo se muestra por el fluido altamente compresible como el gas y mezclas gas/líquido.

Para el gas, que es un fluido altamente compresible, la presión crítica aguas abajo P_c , se logra cuando la velocidad a través de la vena contracta es igual a la velocidad del sonido, es decir, esto significa que una alteración en la presión o en el gasto aguas abajo del estrangulador deben viajar a mayor velocidad que la del sonido para influir en las condiciones de flujo aguas arriba. En general, las condiciones de corriente crítica existirán cuando:





$$R_c \leq 0.5$$

Para una mezcla de dos fases compresibles, por ejemplo, petróleo y gas, la velocidad del sonido en tales fluidos será generalmente más baja que para el sistema de gas. En general, para las condiciones de flujo crítico:

$$R_c \leq 0.5 - 0.6 \text{ Dependiendo del sistema.}$$

Guzor y Medvediev investigaron el rango del efecto de la compresibilidad del fluido en términos de la fracción de volumen de gas en relación a la presión crítica. Sus resultados se muestran en las Figura 3.37, y la correlación de la presión en relación con la velocidad de la mezcla a través del estrangulador para diferentes fracciones volumétricas de gas. La división entre el flujo crítico y sub-crítico se ve claramente.

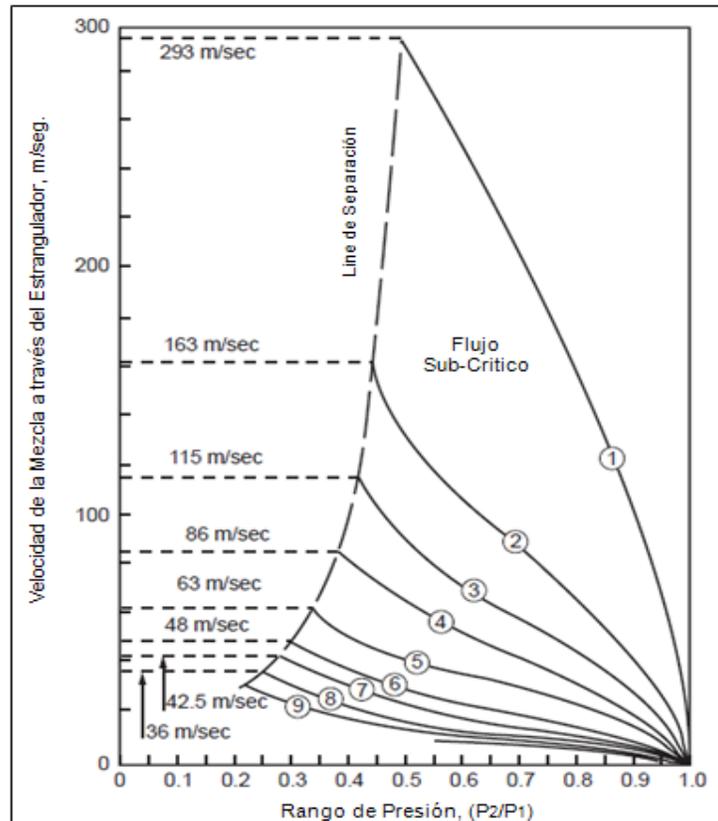


Figura 3.37. Velocidades de la mezcla gas/aceite a través del estrangulador.





3.3.4. Correlaciones de flujo en el estrangulador.

El flujo a través del estrangulador será influenciado en gran medida por el hecho de la producción de flujo monofásico o multifásico.

3.3.4.1. Flujo monofásico.

La velocidad de flujo a través de un orificio q , si la velocidad de aproximación es omitida, se expresa como:

$$q = C_d A \sqrt{2 g_c \cdot h_L} \quad (104)$$

Dónde:

C_d = Coeficiente de descarga.

A = Área de la sección transversal del orificio.

h_L = Perdida de presión a través del orificio.

3.3.4.2. Flujo multifásico a través del estrangulador.

Varios investigadores han publicado estudios sobre el flujo multifásico a través de estranguladores. Algunos de los estudios se refieren a la correlación de las mediciones de campo.

Suponiendo una placa con un orificio de borde circular y haciendo varias hipótesis de simplificación con respecto a las características de fase, se puede demostrar teóricamente que:

$$P_{TH} = \frac{C_d R^{\frac{1}{2}} Q}{S^2} \quad (105)$$

Dónde:

P_{TH} = Presión en la cabeza del pozo, **psia**.

C_d = Constante (alrededor de 100).

R = Relación de gas líquido (**ft³/bbl @ c.s.**).

Q = gasto gas líquido (**bbl/día @ c.s.**).

S = Tamaño del estrangulador en **1/64"**.





Los distintos comportamientos del estrangulador de fluidos, están basados en fórmulas empíricas o datos de campo, y se han propuesto de la siguiente forma:

$$P_{TH} = M \cdot \frac{q^a R^b}{(A)^c} \quad (106)$$

Dónde:

R = Relación de gas líquido.

q = gasto de líquido.

A = Área de la sección transversal del estrangulador.

a , b , c y M son constantes.

El valor de las constantes dependerá de:

- Las características y dimensiones del estrangulador.
- Las propiedades del gas y del líquido.
- La temperatura de flujo en el estrangulador.

La mayoría de las correlaciones asumen flujo crítico a través del estrangulador.

(1) Correlación para el estrangulador de *Gilbert's*.

En 1954, *Gilbert* propuso la siguiente relación empírica basada en datos de campo:

$$P_{TH} = \frac{465 R^{0.546} \cdot q}{S^{1.89}} \quad (107)$$

Dónde:

P_{TH} = Presión en la cabeza del pozo, **psig**.

Se presenta la información como un nomograma Figura 3.38. El nomograma se divide en 2 partes. El lado izquierdo relacionado con el índice de producción y la **RGA**, a la derecha se utilizó un estrangulador de **10/64"** como referencia y esto está relacionado con el tamaño del estrangulador y P_{TH} .



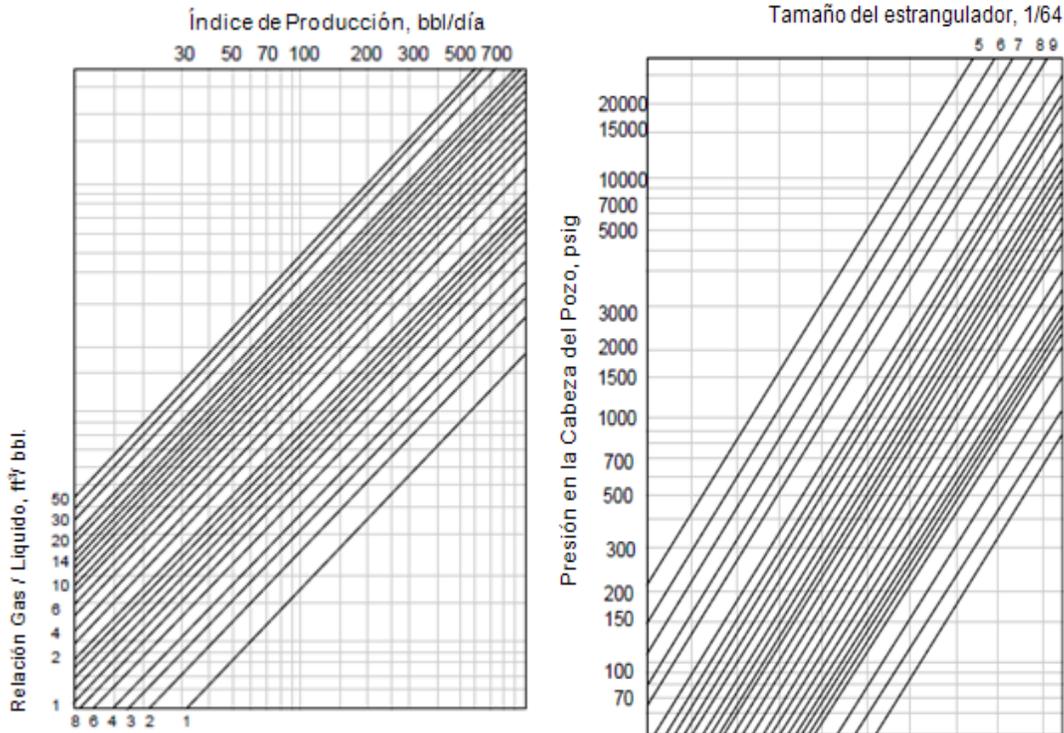


Figura 3.38. Correlación para el comportamiento del estrangulador de *Gilbert*'s.

(2) Correlación para el estrangulador de *Achong*.

Achong, propuso una versión modificada de la ecuación del comportamiento del estrangulador de *Gilbert*, basado en datos de campo de Venezuela. La correlación es:

$$P_{TH} = \frac{3.82 R^{0.65} \cdot q}{s^{1.88}} \quad (108)$$

Dónde:

$P_{TH} = \text{psig.}$ y $R = \text{RGA en ft}^3/\text{bbl @ c.s.}$

Un nomograma fue desarrollado por *Achong* conforme a lo dispuesto en la Figura 3.39.

El nomograma utiliza un eje pivote para predecir el tamaño del estrangulador.



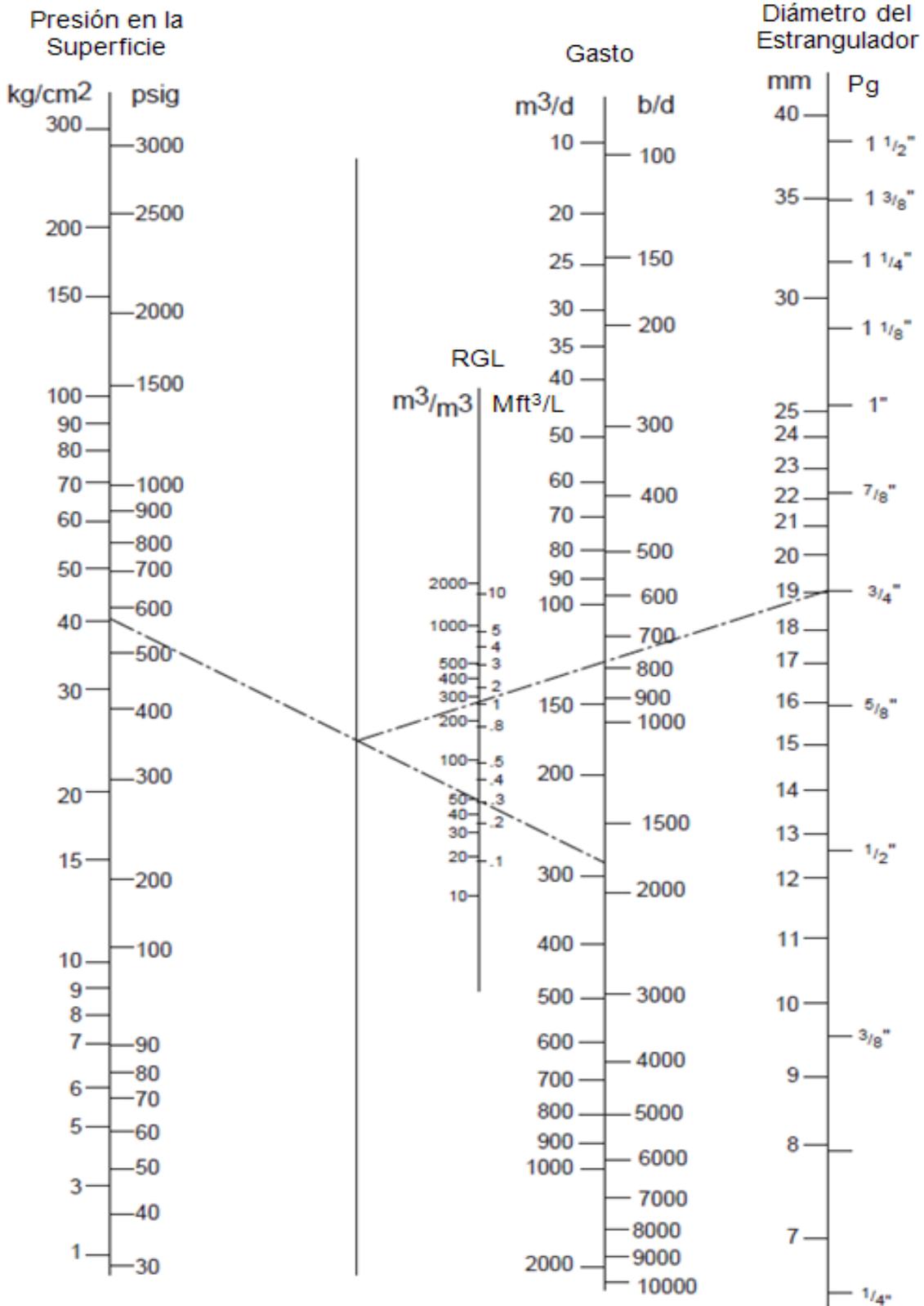


Figura 3.39. Diagrama de comportamiento del estrangulador (Después de Achong).





3.4. OPTIMIZACIÓN Y COMPORTAMIENTO DE FLUJO EN LA TERMINACIÓN DE POZOS.

En las últimas tres secciones de este capítulo, hemos analizado de forma consecutiva:

- (i). El comportamiento de la afluencia y pérdida de presión.
- (ii). El comportamiento del flujo en la tubería de producción y la pérdida de la presión.
- (iii). La pérdida de presión en el estrangulador.

En el **capítulo 2**, se discutió la disipación de la presión del yacimiento y se expresa en forma simplificada como:

$$P_R = \Delta P_{RES} + \Delta P_{TUB} + \Delta P_{estrangulador} + \Delta P_{Linea\ de\ Flujo} + \Delta P_{Separador} \quad (109)$$

Dónde:

P_R = Presión del yacimiento (inicial o promedio).

ΔP_{RES} = Caída de presión a través del yacimiento.

ΔP_{TUB} = Caída de presión a lo largo del tubería de producción.

$\Delta P_{Estrangulador}$ = Caída de presión a través del estrangulador.

$\Delta P_{Linea\ de\ Flujo}$ = Caída de presión en la línea de flujo de la superficie y accesorios.

$\Delta P_{Separador}$ = Presión de operación necesaria en el separador.

$$P_R = [\Delta P_{Sistema}]_q + P_{Separador}$$

Es decir:

$$P_R = [\Delta P_{RES}]_q + [\Delta P_{TUB}]_q + [\Delta P_{Estrangulador}]_q + [\Delta P_{Linea\ de\ Flujo}]_q + P_{Separador} \quad (110)$$

Dado que la pérdida de presión en el sistema es dependiente del gasto, el índice de producción del pozo se puede optimizar.

3.4.1. Relacionando la afluencia y el comportamiento de la tubería.

En la ecuación (110), cada uno de los componentes de la caída de presión, es un elemento dependiente del índice de flujo. Existen varios métodos para





predecir el comportamiento del sistema de flujo de un pozo, cada uno puede ser representado gráficamente. Por simplicidad, el caso de la producción de aceite será considerado.

Método 1. La pérdida de presión en el yacimiento y en la tubería de producción converge en la predicción de la presión de fondo fluyente.

En esta técnica simplificada, el objetivo será el de predecir la presión de fondo fluyente del pozo, P_{WF} , en ambas direcciones, es decir, la convergencia de la predicción de P_{WF} :

(a) A partir del separador de respaldo a la línea de flujo y debajo de la tubería de producción a la formación.

y

(b) A partir de la presión del yacimiento P_R o P_e suponiendo flujo hacia el interior del pozo.

Ya que estas pérdidas de presión son índices dependientes, se busca identificar el índice de flujo operacional, con el que la presión del yacimiento se utilice para maximizar el índice de producción en la cabeza de la tubería de producción o en la presión de separación.

El cálculo para las pérdidas de presión y para la determinación del gasto de operación, se obtiene fácilmente a partir de un diagrama de presión de fondo fluyente frente a la índice de producción, con P_{WF} se calcula en base al yacimiento y a la pérdida de presión en la tubería, respectivamente.

El método se representa en la Figura 3.40, y comprende las siguientes etapas:

- a) Predecir, P_{WF} , en función del gasto de entrada q desde el yacimiento utilizando:
 - i. La suposición de la línea recta, el índice de productividad y la presión estática del yacimiento o la presión media.
 - ii. La ecuación del comportamiento de flujo radial.
 - iii. La técnica de Vogel's o una variante del mismo.



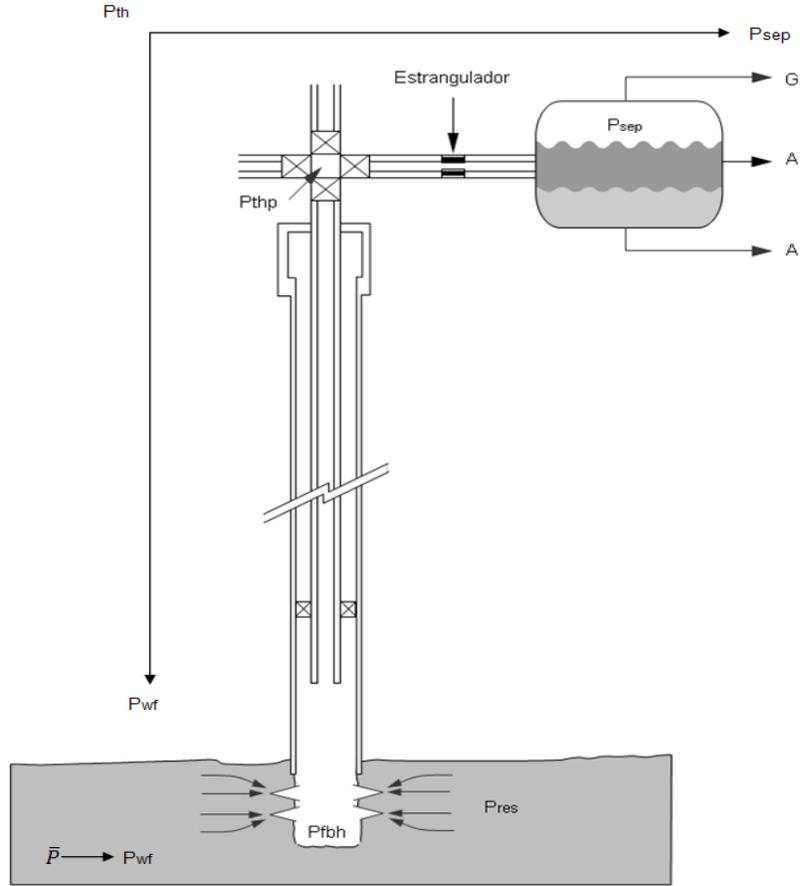


Figura 3.40. Aproximación simplificada para la evaluación de la presión de fondo fluyente.

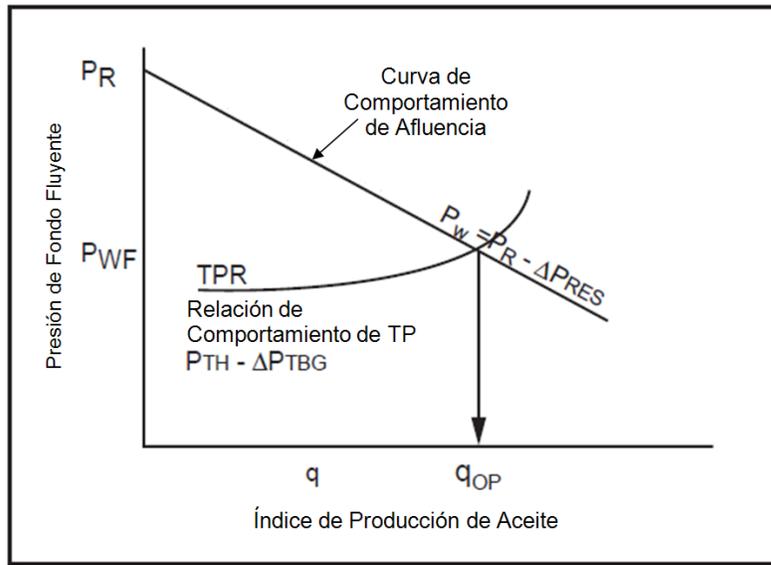


Figura 3.41. Evaluación del índice de flujo operacional.





b) Predecir, P_{WF} , de la pérdida de presión en la tubería utilizando:

Usando P_{TH} , el tamaño y la longitud de la tubería, la relación gas líquido, se utilizan una serie de curvas de gradiente para gastos individuales, para calcular de nuevo la presión de fondo fluyente como una función del índice de producción basado en:

i. La presión especificada en la cabeza de la tubería de producción.

O

ii. La predicción de la presión en la cabeza de producción como $[2 \times P_{Sep} + \Delta P_{Flujo}]$.

Podemos graficar P_{WF} vs. q , con base en los requerimientos de la pérdida de presión en la tubería de producción.

c) En el punto de intersección, como se muestra en la Figura 3.41 la presión de fondo fluyente necesaria basada tanto en el IPR de ese índice, como en el comportamiento de la tubería de ese mismo gasto son iguales. El gasto en la intersección de las dos curvas se denomina el gasto de operación.

Método 2. Pérdida de presión acumulada desde el yacimiento hasta separador.

En este método, la disponibilidad de la presión será la base de la relación del desempeño y de la afluencia. Este método difiere del **Método 1** en el que la presión en la cabeza del pozo se calculará en función del gasto. Usando la P_{WF} respectiva, calculada por la afluencia como punto de partida, para calcular la pérdida de presión en la tubería de producción de la curva de gradiente de presión y leer la presión en la cabeza del pozo. El procedimiento es el siguiente:

- Calcular P_{WF} en función del gasto mediante el IP o la relación del comportamiento de la afluencia. Grafica P_{WF} vs. q .
- Supongamos un rango de gastos q . Para cada gasto se calcula P_{WF} disponible en la gráfica. Usando este valor de P_{WF} , se localiza esta presión en la curva de gradiente relevante. Mueve hacia arriba la curva a una profundidad equivalente a la profundidad real del pozo. Leer la presión en este punto. La presión corresponden a la P_{TH} para ese gasto en particular.

La grafica P_{TH} vs. q . Repita todo el rango de gastos.

- Calcule los requerimientos P_{TH} basados en el comportamiento del estrangulador. Repita para un rango de tamaños de estrangulador si el





tamaño del estrangulador (**S**) no fue especificado anteriormente. Trazar la línea del comportamiento del estrangulador.

- d) La interacción entre el comportamiento real del estrangulador P_{TH} especificado como se requiere y la predicción de P_{TH} basado en IPR/TPR , proviene del gasto de operación para el pozo usando ese tamaño de estrangulador Figura 3.42.

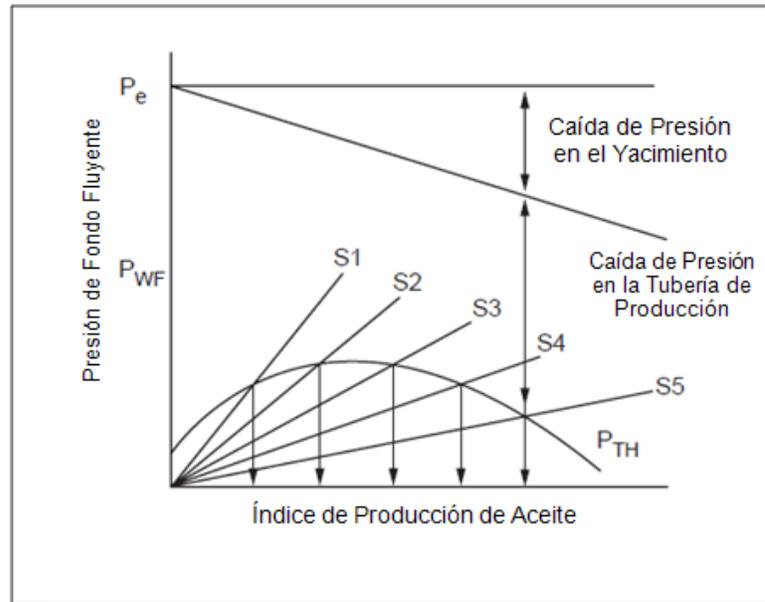


Figura 3.42. Gastos de operación para diferentes tamaños de estranguladores.

Las técnicas anteriores permiten predecir el comportamiento del flujo de un pozo utilizando la siguiente información:

- **IPR** o relación de **IP**.
- Tamaños de la tubería y la configuración.
- Longitud de la tubería o profundidad del pozo.
- **RGA** y corte de agua.

Los procedimientos anteriores también se pueden adaptar para considerar el caso en que la pérdida de presión en la línea de flujo es significativa. Basándose en una presión de separación requerida aguas abajo de la línea de flujo, el índice de pérdida de presión depende de la línea de flujo, se puede evaluar y conducir a una modificación de presión requerida en la cabeza del pozo. Habiendo establecido una revisión de la presión requerida en la cabeza del pozo, podemos utilizar el método 1 o 2 para evaluar la capacidad de flujo para diferentes tamaños de tuberías Figura 3.43.



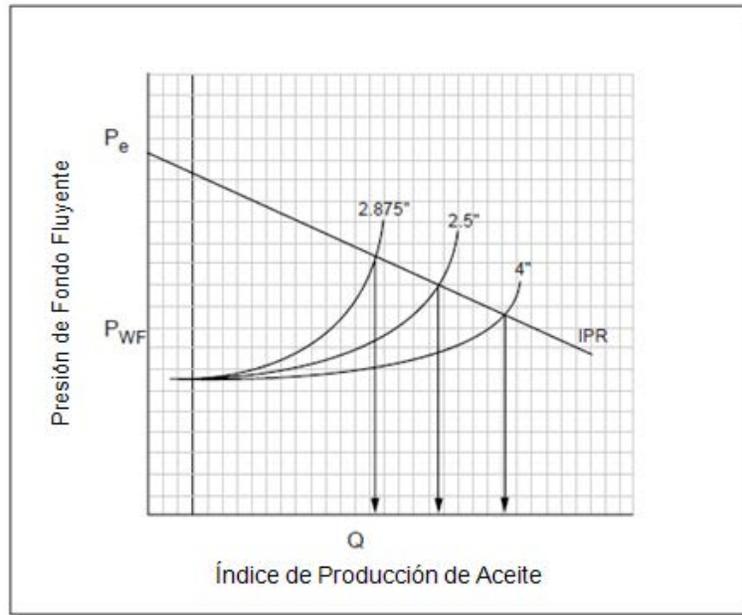


Figura 3.43. Tamaño de la tubería con el método 1.





CAPITULO 4.

INTERVENCIÓN O REPARACIÓN DE POZOS.

INTRODUCCIÓN.

Un pozo de producción o de inyección puede ser diseñado para maximizar la eficiencia pero siempre estará sujeto al decline del comportamiento por fallas. Estos daños pueden ser atribuidos a:

- a) Mal funcionamiento mecánico o a la necesidad de rediseñar el equipo completo para adaptarse a las condiciones cambiantes del yacimiento.
- b) Cambios en el comportamiento del yacimiento o en las características del flujo, como resultado de la dinámica del yacimiento y de los mecanismos de recuperación.

Las intervenciones para hacer frente a estos cambios son complejas por las siguientes razones:

- 1) La terminación es un sistema mecánico complejo que tiene componentes cuya operación es interdependiente.
- 2) El ambiente de operación puede ser extremadamente hostil:
 - Alta presión.
 - Altas temperaturas.
 - Fluidos corrosivos.
 - Severos esfuerzos tanto en lo hidráulico como en lo mecánico esto puede ser cíclico.

- 3) En la mayoría de los casos estamos tratando con un pozo fluyente.

En términos generales la intervención puede ocurrir en un pozo productor o en un pozo de inyección, normalmente las operaciones se refieren a la reparación del pozo.

4.1. APROXIMACIÓN GENERAL A UNA REPARACIÓN DE POZO.

Los problemas en los pozos en gran medida se pueden asociar a una de las tres áreas, es decir:

- (1) El yacimiento.
- (2) La terminación.
- (3) El pozo.





Normalmente, un problema en la producción o inyección es evidente por la información recogida en la superficie, en relación con el gasto, la presión y la composición etc. Antes de que un problema pueda ser reparado en un pozo en particular, la naturaleza del problema tiene que ser investigada y aclarada, una vez que esto se haya logrado, las opciones disponibles para que la compañía intervenga para reparar el problema pueden ser trazadas y evaluadas, como se puede observar en la Figura 4.1. En este proceso de evaluación, es importante que las cuestiones técnicas se puedan considerar como:

- La disponibilidad de los equipos necesarios.
- Experiencia en la realización de tales operaciones.
- La probabilidad de éxito.

Además, también es crucial que los beneficios económicos de la operación sean plenamente valorados y evaluados para asegurarse que la opción seleccionada para corregir el problema va a brindar un mejor beneficio económico para la compañía.

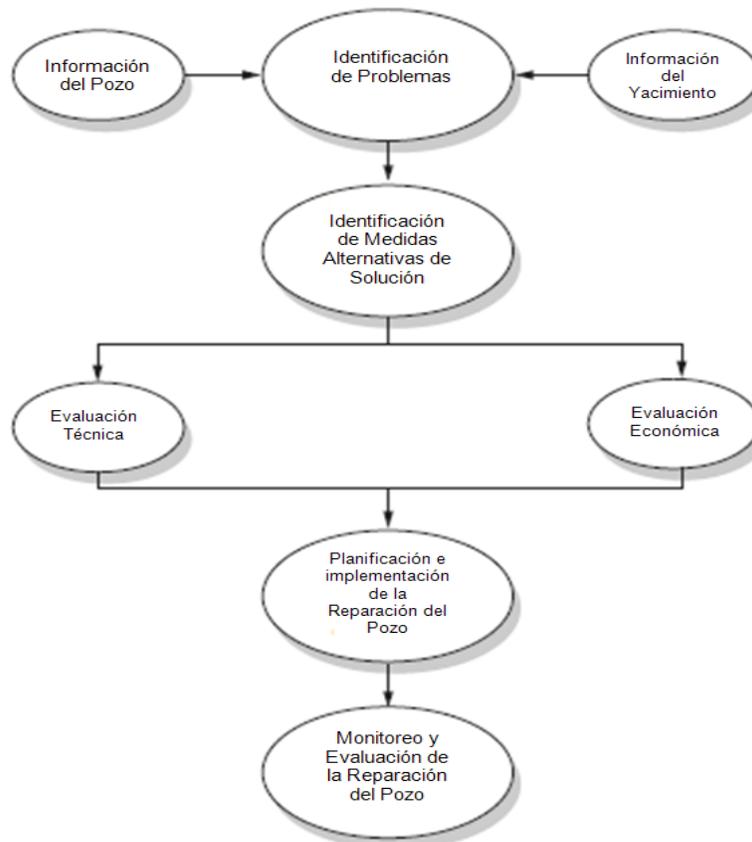


Figura 4.1. Metodología para la conducción y planeación de la reparación del pozo.





4.2. TIPOS DE INTERVENCIÓN.

Principalmente en este capítulo se refiere a problemas relacionados con la sarta de terminación. Los problemas asociados con el yacimiento pueden ser investigados y evaluados usando los registros de producción y las pruebas técnicas del pozo.

En general, los problemas asociados con la sarta de terminación se pueden clasificar de la siguiente manera:

- i. Problemas que surgen en el diámetro interior de la tubería de producción y que se pueden corregir a través de operaciones con tuberías concéntricas.
- ii. Problemas que requieren la recuperación de la sarta de terminación del pozo.

4.2.1. Problemas en el interior de la tubería.

Los problemas con el diámetro de la sarta de terminación pueden estar relacionados.

- a) La falla y la necesaria recuperación/reemplazo de los componentes con línea de acero y tubería flexible.
- b) La operación e instalación para la recuperación de equipo dentro de la tubería de producción.
- c) La instalación de los equipos a través del intervalo perforado o en el fondo del pozo para excluir agua, gas u otros problemas de producción.

4.2.2. Problemas en la recuperación de la tubería.

Hay un gran número de problemas que pueden ocurrir en el pozo que requieren la recuperación de tubería. Estos incluyen:

- a) Daños mecánicos en la sarta de producción, por ejemplo: una fuga o colapso en la tubería de producción.
- b) Incapacidad para llevar a cabo el reemplazo de tubería con equipos de línea de acero a través del diámetro interno de la sarta debido a las limitaciones del diámetro – tubería de producción con diámetro pequeño.
- c) La sustitución necesaria de la sarta de terminación por un diseño alternativo, por ejemplo para permitir la instalación del bombeo neumático.
- d) La sustitución de la sarta de producción para optimizar el rendimiento del yacimiento, por ejemplo, para cambiar la sarta de producción a un tamaño más pequeño para manipular mejor el decline de la productividad del yacimiento o el incremento de la proporción de agua, aceite.





4.3. TÉCNICAS Y EQUIPOS DE REPARACIÓN DE POZOS.

Estos serán discutidos con referencia a dos diferentes categorías, es decir:

- (i). Operaciones a través del interior de la tubería de producción.
- (ii). Las operaciones de recuperación de tubería.

4.3.1. Operaciones a través del interior de la tubería de producción.

Un número de técnicas están disponibles para evaluar e intervenir dentro de la tubería de producción, que incluyen:

- Operaciones convencionales con línea de acero.
- A través de la línea de flujo técnicas para su aplicación en pozos submarinos.
- Tuberías de producción concéntricas.

En términos generales las capacidades de la línea de acero convencional o submarina y las técnicas a través de la línea de flujo permiten el remplazo y la instalación de equipo que opera con la línea de acero tales como válvulas, estranguladores, reguladores y medidores.

Las operaciones con tubería flexible, implican la inserción mecánica de la tubería con diámetro pequeño que se desenvuelve continuamente desde un carrete y se introduce en el pozo, opcionalmente a baja presión. La tubería flexible está disponible con una longitud de hasta 22,000 *ft* de carrete continuo, dependiendo del diámetro exterior. Está disponible en diámetros que van de 1" a 7". Por ejemplo, en el Mar del Norte, la tubería de diámetro gran permite la producción y el acceso físico de un carrete de mayor diámetro que también es necesario para mantener la velocidad anular alta y por lo tanto, el carrete de 2 – 2^{3/4}" de diámetro exterior es el preferido. La principal ventaja de esta técnica es que permite operaciones concéntricas que se realizarán en la tubería. Estas operaciones pueden incluir:

- (a) Operaciones mecánicas mediante el cual los dispositivos dentro de la tubería se puede operar (hidráulicamente o mecánicamente), recuperar o insertar.
- (b) Las operaciones de circulación, tales como la colocación de ácidos u otros productos de tratamiento químico, el cemento para explotar diferentes intervalos perforados. Además la tubería flexible, se puede utilizar como





una sarta de velocidad para extender la vida de un pozo de producción donde se está dominada por el resbalamiento.

La configuración general de una unidad de tubería flexible se muestra en la Figura 4.2. Y se compone de:

1. Un carrete de tubería flexible continúa.
2. Una plancha para tubería flexible o de cuello de cisne.
3. La cabeza del inyector que empuja a la tubería en el pozo incluso si se está bajo presión.
4. Las herramientas de trabajo.

La tubería flexible puede ayudar en el siguiente rango de operaciones:

- En la circulación del fluidos dentro del pozo.
- En la recuperación e instalación de línea de acero a través de la tubería y equipos.
- Operaciones de perforación o molido.



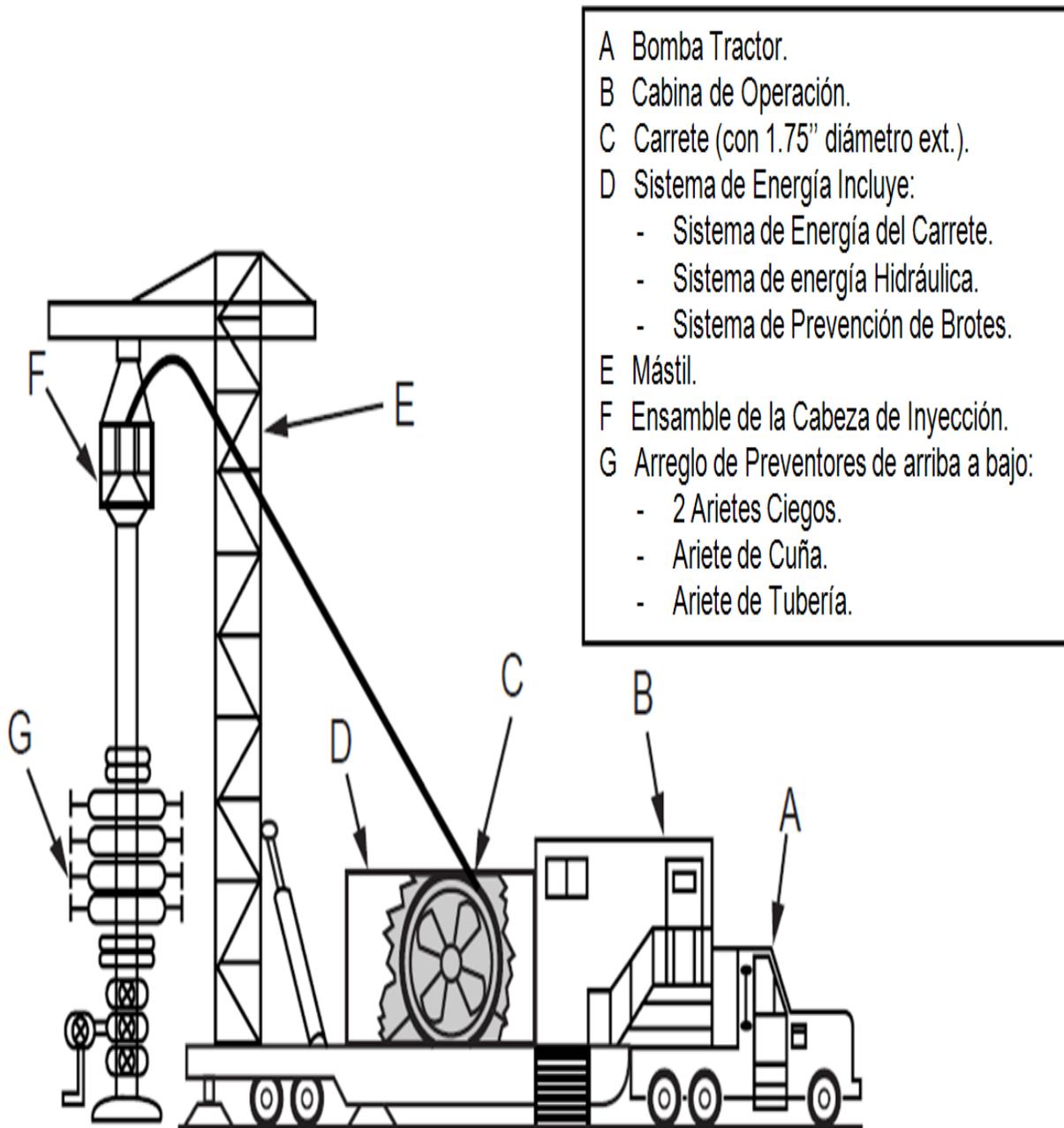


Figura 4.2. Esquema de instalación de la tubería flexible.

La tubería flexible está disponible en varios tamaños y rangos de especificaciones. Algunos de los tamaños más pequeños de la tubería flexible se muestran en la Tabla 4.1.





Descripción.	Tráiler	Camión	Tráiler	Camión	DNV Certificado	DNV Certificado
	Montado 1pg. Diámetro Externo. TBG.	Montado 1pg. Diámetro Externo. TBG.	Montado 1pg. Diámetro Externo. TBG.	Montado 1pg. Diámetro Externo. TBG.	Patín/Tráiler Montado 1 ^{1/4} pg. Diámetro Externo. TBG.	Patín/Tráiler Montado 1 ^{1/2} pg. Diámetro Externo. TBG.
Motor.	140	320	280	280	228	228
Capacidad del carrete.	17,500 5334 M	14,000 4267 M	15,000 4527 M	15,000 4527 M	17,500 5334 M	15,000 4527 M
Velocidad del carrete. (FPM)	160 48.77 MPM	220 67.05 MPM	160 48.77 MPM	220 67.05 MPM	220 67.05 MPM	220 67.05 MPM
Capacidad de inyección. (LBS)	12,000 5488 kg.	12,000 5448 kg.	24,000 10896 kg.	24,000 10896 kg.	24,000 10896 kg.	24,000 10896 kg.
Presión máxima de trabajo. (PSI)	5,000 352 kg/cm ²	5,000 352 kg/cm ²	5,000 352 kg/cm ²	5,000 352 kg/cm ²	5,000 352 kg/cm ²	5,000 352 kg/cm ²
Servicio.	STD/H ₂ S	STD/H ₂ S	STD/H ₂ S	STD/H ₂ S2	STD/H ₂ S2	STD/H ₂ S2

Tabla 4.1. Especificaciones de la tubería flexible.

Si se dispone de una unidad de tubería flexible, está representa una manera económica de llevar a cabo toda una serie de operaciones de reparación del pozo. Su ventaja principal sobre la línea de acero surge de la capacidad de generar una tensión mucho mayor en las operaciones de tracción, así como también ofrece la importante capacidad de circular dentro de la tubería. Dependiendo de la profundidad del pozo, la tubería flexible también puede usarse para instalar equipos a través de la sarta de producción, por ejemplo, dentro del área por debajo de la tubería de escape.

La instalación a través de tapones de retención para el corte de agua es su principal aplicación en el Mar del Norte.





Es probable que la tubería flexible sea una técnica fundamental en el mantenimiento y operación de pozos horizontales, no sólo permitiendo la operación de la tubería sino lo que se hace convencionalmente con línea de acero, también, para permitir la colocación de fluidos y descarga hidráulica del pozo.

4.3.2. Equipo de recuperación de tubería.

En términos generales, el motivo para tirar de la tubería puede ser la recuperación completa o alternatively, la recuperación parcial de la sarta de producción, a una profundidad en la cual se puede acceder a los componentes en la superficie, por ejemplo: la recuperación de la tubería permite el acceso o la sustitución de una válvula de seguridad recuperable del subsuelo.

Los requerimientos principales del equipo para este tipo de operaciones son:

- (1) Resistir el esfuerzo de tensión creado por la extracción de la tubería y cualquier sobretensión que pudiera existir, por ejemplo: antes de la liberación de los empacadores de producción del fondo del pozo.
- (2) La capacidad del tirón de la tubería hacia afuera, es decir, donde la presión en la cabeza de la tubería existe en la superficie.

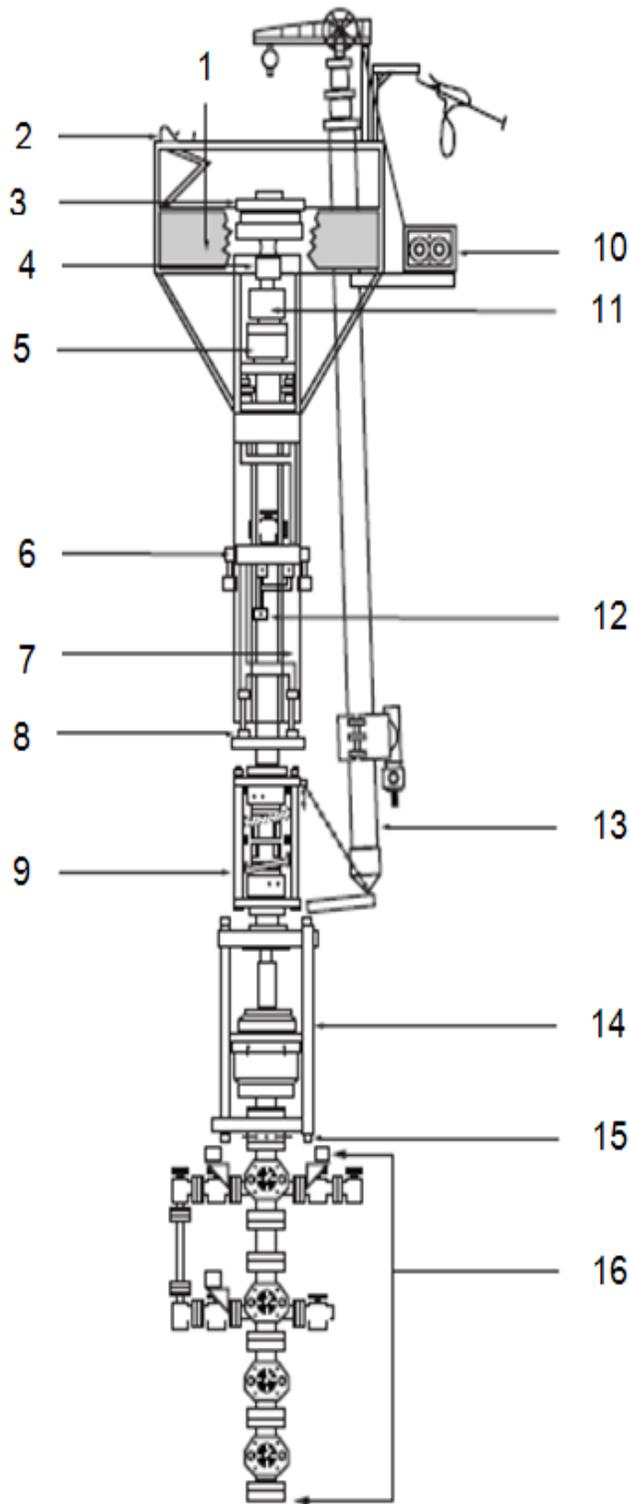
El equipo disponible para conducir tales operaciones podría ser:

- (a) Un equipo completo de perforación junto con el equipo necesario de preventores y la capacidad de tiro de la tubería.
- (b) Una unidad concéntrica que se puede instalar en el pozo productor.

4.3.2.1. Unidad concéntrica de reparación de pozos.

Una unidad concéntrica de reparación de pozos consta de un doble sistema de cuñas, el cual se empleará en la longitud de la tubería, un juego de cuñas estará viajando y se usará para intercambiar de forma cíclica y retirar la tubería, el otro juego de cuñas será estático y será usado para sujetar y poner la tubería en posición de tiro, mientras que las cuñas viajeras son posicionadas nuevamente en la tubería. Un diagrama esquemático de una unidad de reparación concéntrica se muestra en la Figura 4.3. Una variedad de unidades están disponibles con las características como se muestra en la Tabla 4.2.





- 1 Plataforma de Trabajo.
- 2 Panel de Control.
- 3 Abrazadera de Barra Hidráulica.
- 4 Cuña Viajera.
- 5 Cabeza Giratoria.
- 6 Válvulas de Contra-Balance.
- 7 2 ó 4 Cilindros de Operación.
- 8 Bomba Soldada.
- 9 Cuña Fija.
- 10 Malacate de Contra Balance.
- 11 Tubo de desviación Hidráulica.
- 12 Guía de Tubería Telescópica.
- 13 Mástil Telescópico.
- 14 Ventana para el Preventor Anular.
- 15 Brida Colgante.
- 16 Arreglo de Preventores, (Disponible en Varios Diseños).

Figura 4.3. Arreglo hidráulico de reparación del pozo.





UNIDAD.	TAMAÑO DEL AGUJERO	NO. DE CILINDROS HIDRÁULICOS	LONGITUD DE CARRERA.	CARGAS MÁXIMAS DE 3150 PSI			FUERZA DE ROTACIÓN EN LA CABEZA
				BOMBEO REGULAR	REQUERIMIENTO DE BOMBEO	CAPACIDAD DEL EQUIPO	TORQUE MÁXIMO FT-LB A 3000 PSI
	PG.		FT.	LBS.	LBS.	LBS.	
120 k	4 1/16	2	9	120,000	60,000	600,000	235
200 k	7 1/16	2	9	200,000	100,000	100,000	4800
200 k	11 1/8	2	9	200,000	100,000	100,000	6400
250 k	7 1/16	4	12	250,000	108,000	100,000	4800
400 k	11 1/8	2	9	400,000	200,000	200,000	6400
400 k	11 1/8	4	12	400,000	200,000	165,000	6400
600 k	11 1/8	4	9	600,000	300,000	300,000	6400

Tabla 4.2. Especificaciones de la unidad de reparación hidráulica (*Halliburton*).

4.4. SELECCIÓN DEL ARREGLO DE REPARACIÓN DEL POZO.

Existe una serie de factores que influyen en la selección de un arreglo de reparación de pozos, que incluye:

- 1) La naturaleza de la operación que se llevara a cabo, por ejemplo, el tamaño de la tubería y por lo tanto, el peso suspendido de la sarta de producción, los requerimientos de control de la presión para entrar nuevamente al pozo.
- 2) Las limitaciones logísticas: ubicación del pozo, la a proximidad a la base de operaciones, la disponibilidad del espacio en el mástil o plataforma, la capacidad de la grúa de elevación.
- 3) Economía-costos, la disponibilidad y su impacto en el retraso de la producción.

Las características del yacimiento, por ejemplo:

- El tipo de fluidos.
- Fluidos contaminantes, por ejemplo: el contenido de H₂S.
- La presión, la temperatura, el índice de flujo, etc.
- La profundidad del pozo.





4.5. BENEFICIOS DE LA REPARACIÓN DEL POZO.

En la elaboración de un análisis costo-beneficio de la reparación de pozos debemos considerar los siguientes factores:

- Criterios de probabilidad de éxito técnico.
- Criterios de probabilidad para la evaluación económica.

Cambiar la función del pozo o adaptarlo a los cambios en los objetivos de manejo de los yacimientos.

Los beneficios de una reparación exitosa de un pozo pueden ser de importancia. Esto podría ser meramente técnico o puede tener un impacto económico y de seguridad, los beneficios pueden incluir:

- a) Mejoramiento o restauración de la seguridad.
- b) Reducción en los costos de operación.
- c) Acelerar la producción de ingresos.
- d) Aumentar la recuperación máxima.

4.5.1. Acelerar la producción de ingresos.

La pregunta que surge es ¿cuáles son las medidas de éxito que se deben utilizar? Una reparación de pozo exitosa debe ser evaluada tanto en términos de su éxito técnico como económico. Sin embargo, la evaluación del éxito puede ser difícil debido a los problemas relacionados con la definición de la naturaleza del problema del pozo y la probabilidad de éxito con las respuestas opcionales. Esto dependerá de lo siguiente:

- La complejidad de la reparación del pozo.
- De los datos y del diagnóstico, por ejemplo, las constantes de costo, herramientas, mano de obra.
- Las limitaciones en términos de recurso, mano de obra y equipos.

4.5.2. Beneficio económico.

La cuestión de la rentabilidad y evaluación se pueden hacer con respecto a dos enfoques diferentes:

- a) Medidas adicionales o absolutas de rentabilidad que no involucran al tiempo o la alternativa de fondo de inversión que se dirigiría a la reparación de pozos.





- b) Los valores son dependientes del tiempo, es decir, cuando se considera el valor presente de los ingresos y gastos futuros.

Al considerar la evaluación económica de una reparación de pozo, debemos tomar en cuenta las alternativas de inversiones dentro de la compañía o la tasa de retorno mínima preestablecida según lo especificado por la compañía. En términos de medidas de rentabilidad hay una gran variedad disponibles:

4.5.2.1. Medidas absolutas de rentabilidad.

Periodo de reembolso, por este método el periodo es determinado cuando el ingreso del proyecto supere los costos, como se puede observar ven la Figura 4.4. Es por lo tanto una medida sencilla, pero no realista en términos para considerar alternativas estratégicas de inversión.

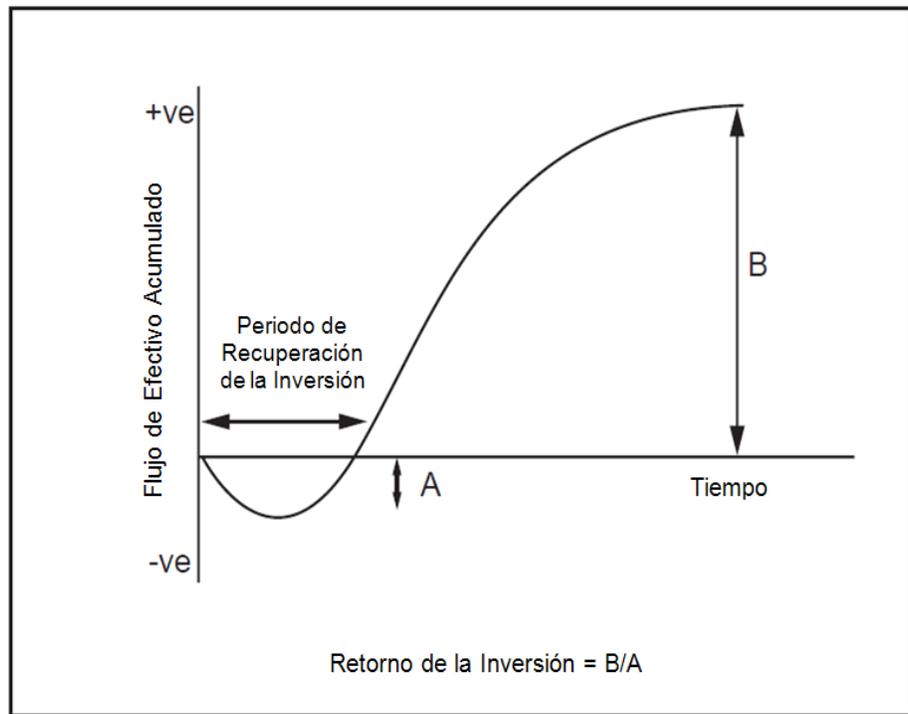


Figura 4.4. Periodo de reembolso.





4.6. MEDIDAS QUE CONSIDERAN EL TIEMPO DE EVALUACIÓN DEL FLUJO DE EFECTIVO.

1. Descuento del flujo de efectivo.

En esta técnica, los flujos de efectivo futuros se descuentan en un periodo de referencia, mediante el uso de una tasa de interés estándar especificado en el proyecto.

2. Valor presente neto.

Este considera, que el valor presente de los ingresos que se asocia con la reparación de pozos en comparación con el coste real de la reparación de pozos en términos actuales, el beneficio del método del valor presente neto es que se puede utilizar para incorporar los factores de riesgo para tener en cuenta la incertidumbre en la evaluación.

3. Tasa interna de retorno.

Esta es la definición de la tasa de interés sobre los ingresos que generaría un valor presente neto de cero, por lo tanto, proporciona la tasa máxima de descuento del proyecto Figura 4.5.

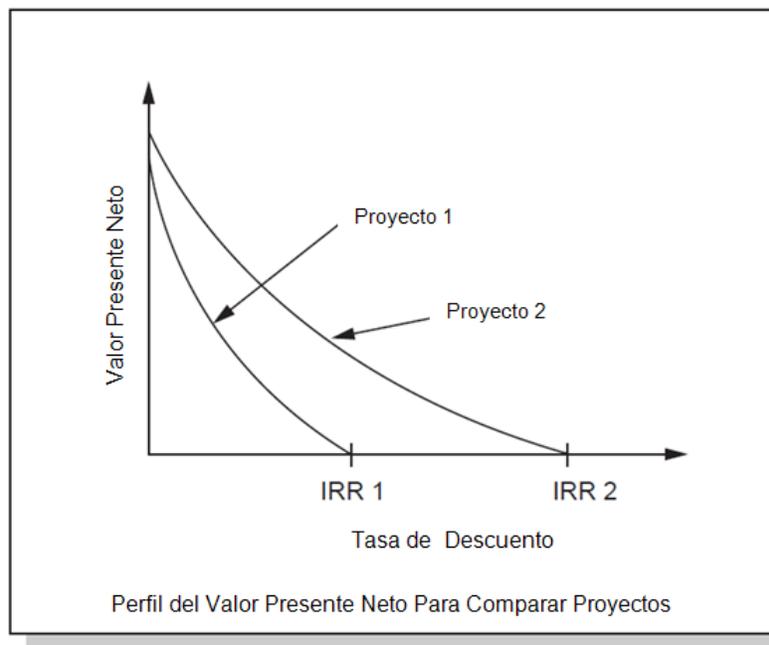


Figura 4.5. Tasa Interna de Retorno.





4. Evaluación de la tasa de producción.

En esta técnica no se considera la economía, sino simplemente la comparación entre antes y después de la reparación del índice de producción, esto puede ser expresado en términos de la fracción del beneficio o de una ganancia incremental o la relación entre el aumento de la tasa de producción previo a la tasa de reparación. Esto tiene limitaciones considerables.

5. Análisis costo beneficio.

Mediante este método nos fijamos en el costo asociado con el proyecto en términos de:

- a. Los costos directos de la reparación del pozo.
- b. Aplazamiento de la producción de aceite.
- c. Impacto en la capacidad de producción.

En términos de beneficios observamos el valor de la recuperación gradual. Esta técnica permite que las oportunidades de interés alternativo sean consideradas y que el nivel de riesgo sea incorporado.

La respuesta idealizada del beneficio de una reparación de pozo se muestra en la Figura 4.6.

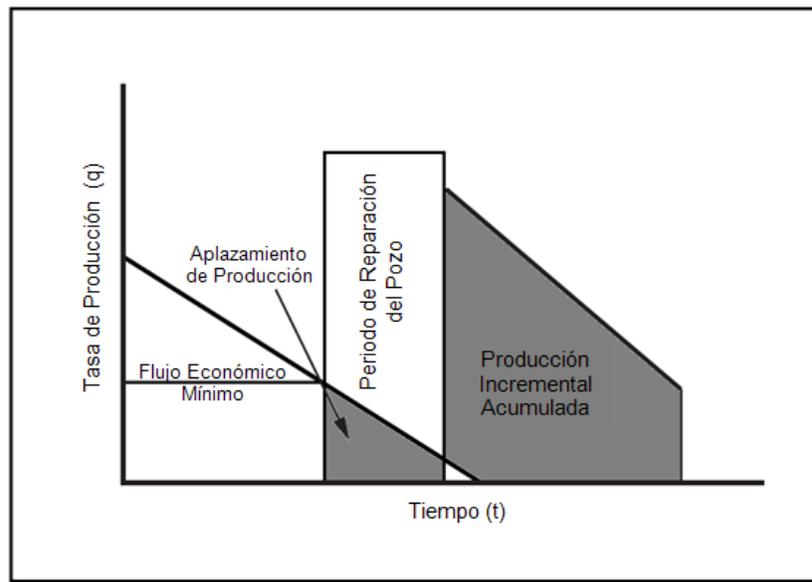


Figura 4.6. Grafica idealizada de la reparación de un pozo.





CAPITULO 5.

IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS Y RECOMENDACIONES DE SOLUCIÓN.

INTRODUCCIÓN.

El sistema integral de producción de producción está constituido por:

1. El yacimiento porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema conectado hidráulicamente.
2. El pozo es un agujero que se hace a través de la roca hasta llegar al yacimiento y en el cual se instalan tuberías y otros elementos con el fin de establecer un flujo de fluidos controlado desde el yacimiento hasta la superficie.
3. La Terminación tiene el propósito primordial de preparar y acondicionarlo el pozo con el fin de obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo, empleando las técnicas e introduciendo los equipos adecuados para las características del yacimiento.

La definición anterior nos indica la variedad de zonas donde los problemas pueden ocurrir.

En este capítulo vamos a considerar lo siguiente:

- La fuente de los problemas en la inyección y la producción de pozos.
- Las opciones y las respuestas para hacer frente a los problemas.

5.1. LA FUENTE DE LOS PROBLEMAS DEL POZO.

Las áreas de problemas potenciales dentro del sistema de producción son numerosas y ocasionalmente secuenciales e interactivas, es decir:

- 1) La cementación inadecuada durante la colocación o remoción subsecuente, puede originar corrosión en la tubería de revestimiento.
- 2) La formación inadecuada de resistencias (cementación inter-granular), puede originar:
 - a. La pérdida inicial de la productividad.
 - b. La incapacidad para realizar eficazmente las operaciones de la línea de acero.
 - c. La erosión y daño en el fondo del pozo o en el equipo de superficie.





La mayoría de los problemas que ocurren en el pozo con frecuencia se agrupan en diferentes categorías como se muestra en la Figura 5.1, es decir:

- El yacimiento.
- El pozo.
- La terminación.

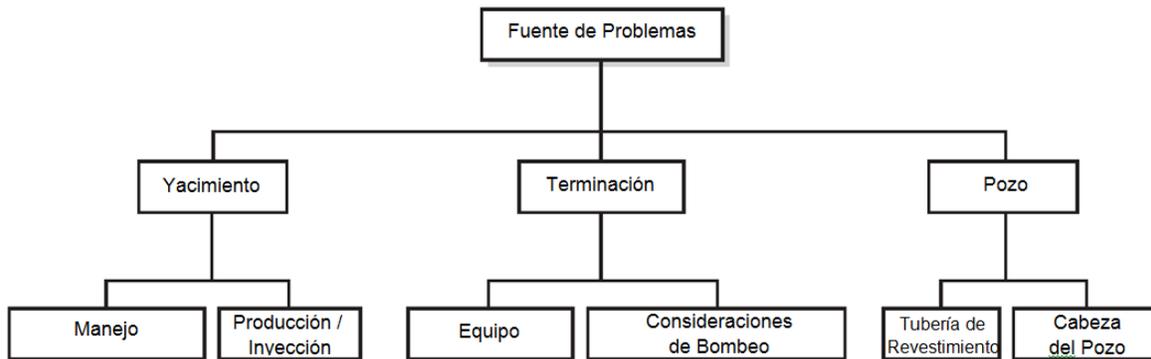


Figura 5.1. Fuente de los problemas del pozo.

5.1.1. Problemas asociados al yacimiento.

Los yacimientos son estructuras geológicas altamente complejas, las cuales deben ser eficazmente tratadas si se quiere optimizar la economía. Hay una serie de razones fundamentales por las que el yacimiento genera problemas que requieren trabajos de reparación de pozo:

- 1) Los yacimientos se desarrolla inicialmente con pocos datos y por lo tanto, una comprensión incompleta de sus características físicas. Esto limita la exactitud con la que se puede modelar con fines de planificación.
- 2) Los yacimientos presentan una respuesta dinámica a la producción y a la inyección. Esto implica que su respuesta debe ser modelada, evaluada y actualizada periódicamente. En caso necesario, métodos alternativos para la producción o el agotamiento del yacimiento tiene que ser posiblemente evaluado e implementado.
- 3) El equipo de producción tiene una vida útil finita que no sólo depende de su aplicación, sino también de la forma en que es utilizado e instalado.

Los problemas asociados al yacimiento pueden ser clasificados o relacionados, en problemas en el yacimiento ocasionados por las consideraciones de la productividad / inyectabilidad, y por los objetivos de manejo del yacimiento, estos a su vez se dividen en diversos factores, como se puede observar en la Figura 5.2.



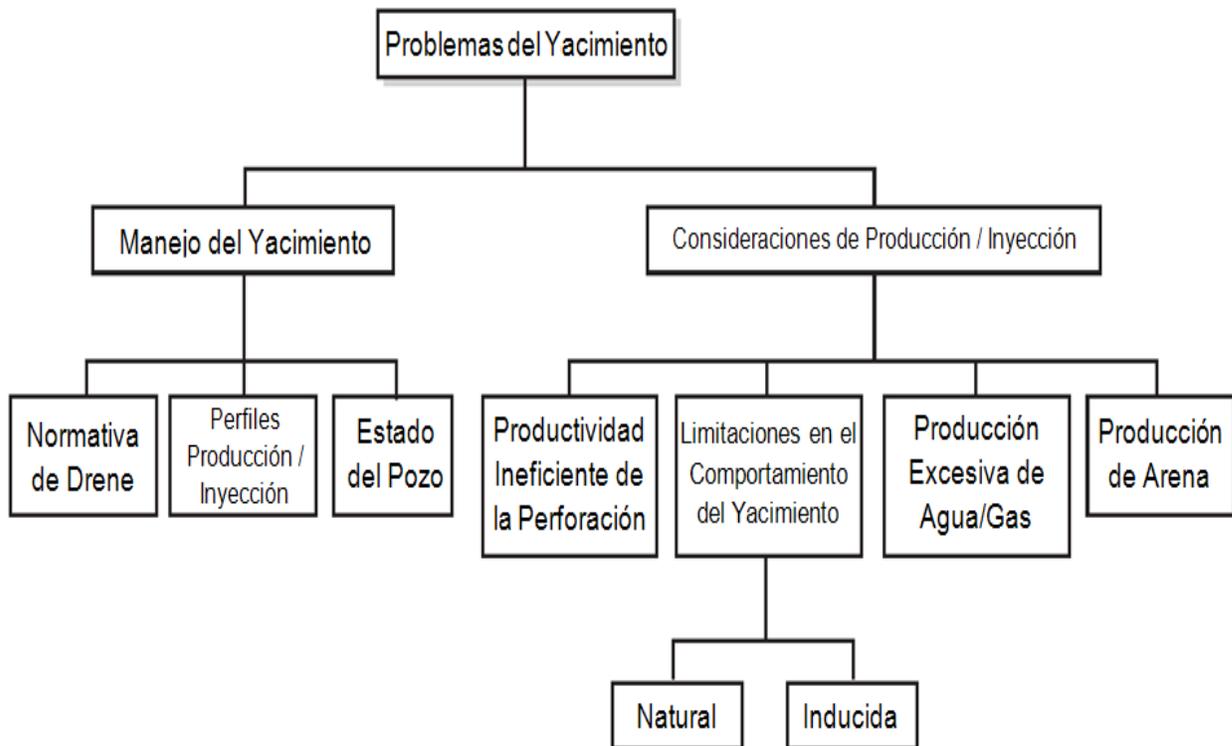


Figura 5.2. Problemas relacionados con el yacimiento.

5.1.1.1. Los problemas de la productividad o inyectabilidad.

El comportamiento de un yacimiento depende de la utilización óptima de la presión. Se tiene que poner atención a la ubicación y a la magnitud de la pérdida de presión en el sistema. Hay cuatro categorías principales de problemas identificados en esta área y son:

- a) Productividad / inyectabilidad ineficiente debido a las perforaciones.
- b) Limitaciones en el comportamiento del yacimiento.
- c) Excesiva producción de agua o gas.
- d) Producción de arena.

(A). Productividad / inyectabilidad ineficiente debido a las perforaciones.

Las perforaciones a través de la pared de la tubería de revestimiento, puede proporcionar una limitación crítica sobre la continuidad del flujo entre el pozo y el yacimiento. La productividad de una terminación perforada depende de las características siguientes:

- (i). La fase de disparos, es decir, ángulo de orientación.
- (ii). La densidad de los disparos, es decir, número de disparos.





- (iii). Diámetro y longitud de penetración.
- (iv). Daño de la perforación debido a la compactación y la infiltración.
- (v). La formación de anisotropía.

(B). Limitaciones en el comportamiento del yacimiento.

Hay muchos factores que influirán en la capacidad de un yacimiento para la "entrega" de fluido en el pozo. Algunos de ellos ejercen un efecto de control. Es importante, distinguir entre las limitaciones naturales e inducidas.

La relación matemática más simple que define la productividad de un pozo es la ecuación de régimen estacionario de flujo radial:

$$P_e - P_{wf} = 141.2 \frac{q_s \mu_s B_s}{K_s h} \ln \frac{r_e}{r_w} \quad (111)$$

Dónde:

P = Presión, **psi**.

q_s = Gasto de la fase, **ft³/día** @ c.s.

μ_s = Viscosidad del fluido.

B_s = Factor de volumen del fluido en la formación 'S'.

K = Permeabilidad de la roca para el fluido 'S'.

r = Radio, ft.

h = Espesor vertical del yacimiento.

Los subíndices:

e = Se refiere a radio exterior del yacimiento.

wf = Presión de fondo fluyente.

w = Pozo.

s = Fase del fluido, **o, w, g**.

El flujo de fluidos en el yacimiento hacia el pozo es controlado por:

- 1) La presión del yacimiento.
- 2) El tamaño del yacimiento y su capacidad para mantener la presión, es decir, el mecanismo de empuje que predomine en el yacimiento.





- 3) La movilidad del fluido en el yacimiento, es decir, la relación entre la permeabilidad de la roca y la del fluido, es decir, la viscosidad del fluido.

$$\text{Relación de Movilidad } M_o = \frac{K_o}{\mu_o} \quad (112)$$

Donde 'o' el subíndice se refiere a la fase aceite.

Además, hay que reconocer que las limitaciones de comportamiento del yacimiento pueden ser naturales o inducidas.

(i). Limitaciones naturales del comportamiento del yacimiento.

De la ecuación (111), se puede observar que el gasto q , depende directamente de la caída de presión en el yacimiento ($P_e - P_{WF}$). Una disminución lineal en la presión del yacimiento será acompañada por una caída inversamente proporcional en la tasa de producción. En casi todos los yacimientos se observa una disminución de la presión a medida que el fluido es producido. La tasa de disminución dependerá de la capacidad volumétrica del yacimiento, en comparación con el volumen de fluido extraído y a la capacidad de los fluidos para expandirse o a la afluencia de fluido que se produzca en el yacimiento para compensar el agotamiento. Los yacimientos generalmente muestran menos declinación de la presión si:

- (a) Si contiene gas o aceite ligero (gas en solución o empuje de casquete de gas).
- (b) Si posee una alta **RGA** (gas en solución o empuje de casquete de gas).
- (c) Si cuentan con el apoyo de un buen acuífero (empuje de agua).

Las propiedades de las rocas también influirán en la productividad, así como se define en la permeabilidad K en la ecuación (111).

La permeabilidad absoluta es una medida de la resistencia al flujo de un fluido específico a través de los medios porosos y depende principalmente del tamaño del poro y la morfología. En situaciones en las que más de un fluido ocupa el espacio de los poros, sino que también depende de la magnitud relativa de la saturación del fluido en el espacio poroso. En tales casos, la permeabilidad para un fluido específico es ajustada por un término dependiente de saturación conocido como la permeabilidad relativa. Es decir.

$$K_o = k_{r_o} \cdot K \quad (113)$$





Dónde:

K_o = Permeabilidad al aceite.

K_{ro} = Permeabilidad relativa al aceite.

K = Permeabilidad absoluta de la roca al fluido.

Las saturaciones que son propia de los yacimientos de aceite y gas son tales que estas fases son las fases móviles. Sin embargo, cuando la presión en un yacimiento de aceite con empuje por gas en solución, cae por debajo del punto de burbuja, las saturaciones de gas aumentarán hasta que se convierte en móvil y, posteriormente, el gas y el aceite fluyen a través del espacio poroso, como se puede observar en la Figura 5.3. Se trata de un fenómeno natural que se espera en un yacimiento con empuje de gas solución con una disminución constante del índice de producción resultante de aceite.

La viscosidad del fluido en el yacimiento tendrá un efecto inversamente proporcional en el índice de producción. El aceite, crudo pesado en particular experimenta esto como una limitación en su comportamiento de producción.

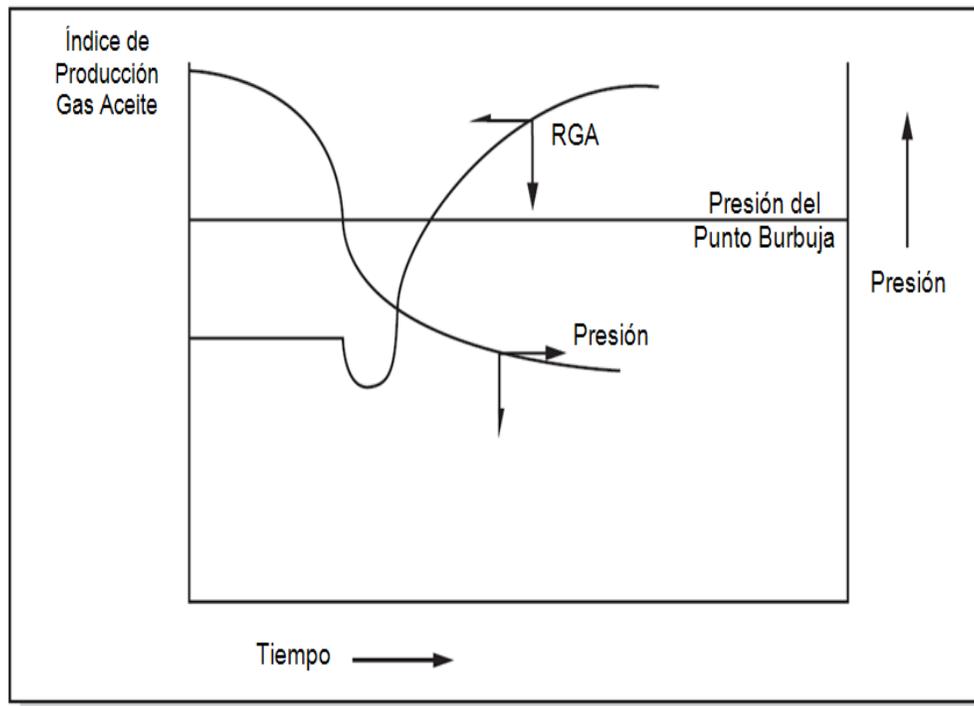


Figura 5.3. Historial de producción para un empuje de gas en solución en el yacimiento.





(ii). Limitaciones inducidas por el desempeño del pozo.

Las limitaciones en el comportamiento del pozo pueden ser inducidas dentro del yacimiento en cualquier etapa de desarrollo del pozo, es decir, desde la perforación inicial hasta la producción y reparación del pozo. El rango de mecanismos que inducen a las limitaciones del comportamiento del pozo se le conoce como daño a la formación y sus efectos reducen la producción, por una o más de las siguientes causas:

- 1) Reducir la permeabilidad absoluta de la roca.
- 2) Reducir la permeabilidad relativa del sistema, es decir, descenso en la fase móvil principal.
- 3) Incrementar la viscosidad del fluido móvil.

El impacto potencial de estos parámetros se puede ver en la ecuación desarrollada por la combinación de las ecuaciones (111) y (113).

El daño de formación se traduce en una reducción o limitación del comportamiento del pozo y puede ocurrir debido a una variedad de factores.

- a. A la obstrucción de los espacios porosos por sólidos asociados con los fluidos de perforación, terminación o fluidos inyectados.
- b. A la formación y acumulación de incrustaciones inorgánicas debido a la mezcla de fluidos incompatibles.
- c. A la migración o hidratación de las arcillas.
- d. A la compactación asociada con el agotamiento del yacimiento.
- e. Al cambio de mojabilidad.
- f. A la modificación de la saturación del fluido - bloqueo por agua.
- g. A la formación de emulsión debido a la reducción de la tensión interfacial.

El daño inducido en la formación puede reducir la productividad en un orden de gran magnitud. Sin embargo, hay que reconocer que la eliminación del daño no suele ser completamente eficaz, puede ser costosa y por lo tanto, lo mejor es evitar el daño mediante la prevención inicial.

(C). Excesiva producción de agua o gas.

La producción excesiva de agua o de gas se debe evitar ya que pueden reducir radicalmente el índice de producción de aceite, la recuperación final (yacimiento con empuje de gas en solución), y además afecta directamente a los costos de producción.





La producción excesiva de agua tiene las siguientes desventajas:

- a. Reducción de la fracción de aceite por los fluidos producidos.
- b. Reducción de la tasa de producción total debido a una mayor exigencia de la columna hidrostática en la tubería.
- c. Reducción de la capacidad de procesamiento de aceite.
- d. Aumento de los volúmenes de agua destinados a la eliminación.
- e. Aporta grandes volúmenes de fluidos que forman potencialmente incrustaciones en el pozo.
- f. Aumenta el riesgo de desestabilización de la arena alrededor del pozo.

La producción excesiva de gas tiene las siguientes desventajas:

- a. Reducción de la fracción de aceite en los fluidos producidos.
- b. Reduce la tasa de producción debido a una mayor pérdida de presión por fricción.
- c. Reducción de la capacidad de procesamiento.
- d. Reduce la capacidad del yacimiento para mantener la presión y por lo tanto la tasa de producción.
- e. Incrementa la posibilidad de producción de arena debido a la erosión.

Tales fluidos entrar en el pozo, por:

- i. La comunicación que se establece entre el intervalo perforado y un contacto de fluido, por ejemplo, contacto agua aceite **(C.A.A.)** o contacto gas aceite **(C.G.A.)**.
- ii. La migración lateral hacia el pozo a través de una capa de alta permeabilidad, es denominada, canalización.

Con el aumento del agotamiento de la presión en un yacimiento con un acuífero subyacente activos, el aumento en el contacto agua-aceite, puede alcanzar a las perforaciones más baja o llegar a una altura en donde la baja presión en el pozo extrae el agua del acuífero, presentando se el fenómeno conocido como "conificación", como se puede observar en la Figura 5.4.



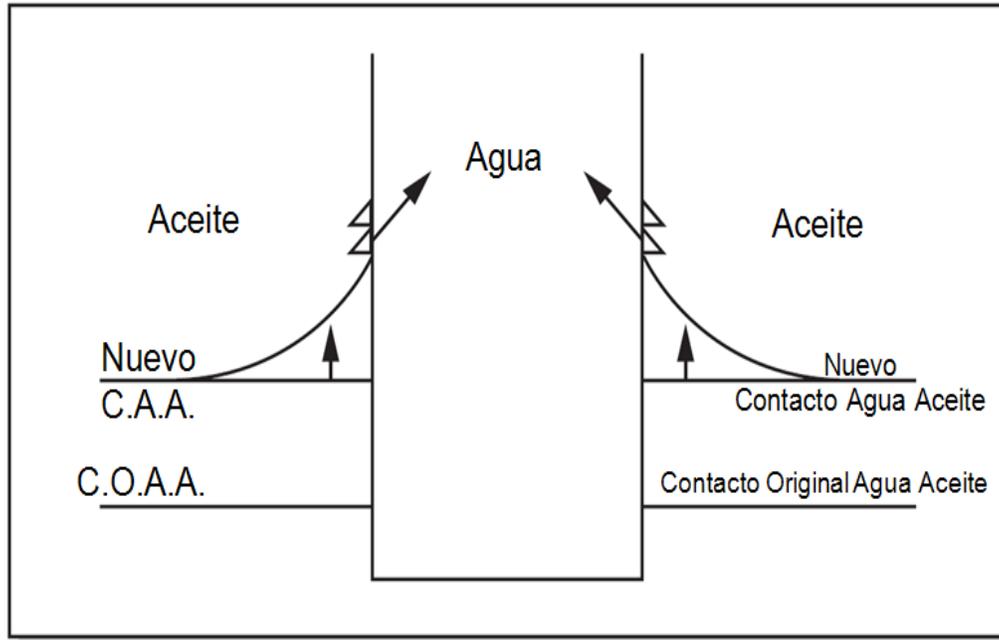


Figura 5.4. Fenómeno de conificación de agua.

Del mismo modo en un yacimiento con empuje por expansión del casquete de gas, con el agotamiento de presión, el casquete de gas se expandirá volumétricamente y como consecuencia el contacto gas-aceite descenderá. La producción de gas podría ocurrir por el contacto gas-aceite, descendiendo a la parte superior de las perforaciones internas que tienen una altura por encima de las perforaciones, por las que se puede presentar el fenómeno de cono de gas, como lo muestra la Figura 5.5.

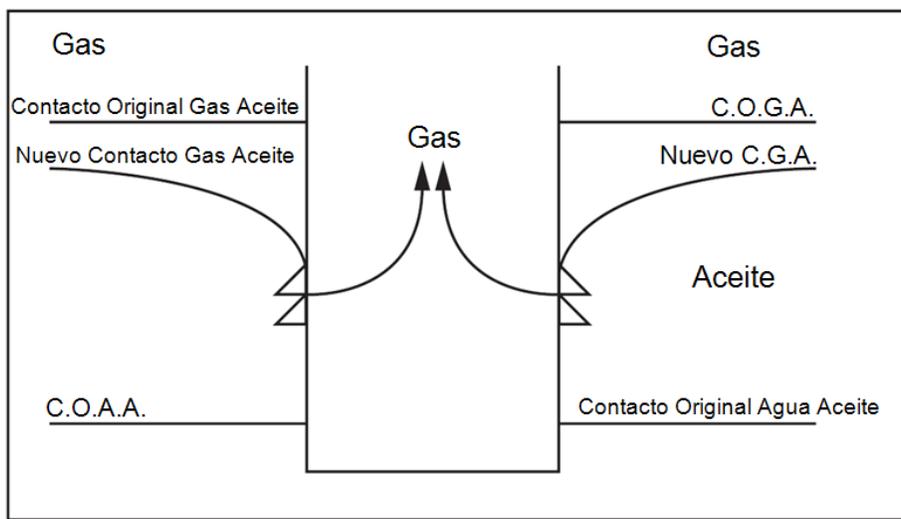


Figura 5.5. Fenómeno de cono de gas.





(D). Producción de arena.

La producción de arena puede ser un problema grave cuando se produce en aceite o gas. Algunos yacimientos producen arena de manera natural, sólo lo harán si existen ciertas condiciones de producción. La desintegración de la formación o la producción de arena se pueden originar por lo siguiente:

- i. Por el daño a la tubería de revestimiento debido al derrumbe de la formación.
- ii. Por taponeo o erosión en el fondo del pozo y el equipo de superficie.
- iii. Problemas de eliminación de arena.

Los yacimientos que producen cantidades considerables de arena desde el inicio de la producción deben estar diseñados para excluir la arena. Otros yacimientos pueden ser susceptibles a la producción de arena en función de las condiciones de producción, pueden funcionar de tal manera que tienen una menor tendencia a producir arena, por ejemplo, restringir el abatimiento de presión o la tasa de producción.

5.1.1.2. Consideraciones en el manejo del yacimiento.

Para garantizar el éxito de la explotación de un yacimiento de hidrocarburos, debe ser manejado continuamente como cualquier otro recurso. Al principio el yacimiento fue identificado con el concepto de una entidad dinámica y esto por la necesidad de adaptar o cambiar el plano para el desarrollo y producción del yacimiento. Hay varias áreas claves que causaran que una empresa cambie su política de gestión del yacimiento.

(a) Norma de drene.

El modelo del yacimiento en términos estructurales y de las propiedades físicas, se basa en los datos generados durante la exploración, evaluación y las fases de desarrollo. El modelo está en un continuo proceso de revisión, como lo será el plan de desarrollo. Un área clave de continuo estudio es la ubicación de los pozos específicos de producción y de inyección, para optimizar las tasas de recuperación y producción.

Siempre que sean posibles, los cambios en las ubicaciones de los pozos de producción se llevarán a cabo como parte del plan de desarrollo normal de la perforación. Sin embargo, subsecuente a la producción puede ser necesario cambiar la ubicación de los pozos dentro del yacimiento para mejorar la recuperación, por ejemplo:





- i. Mejorar la eficiencia de barrido.
- ii. Para mejorar el agotamiento en bloques de fallas.
- iii. Para ajustar el espaciamiento del pozo.
- iv. Para optimizar el agotamiento de zona.

Estos cambios pueden ser realizados por desviación, terminación, reparación o por estrategia selectiva de agotamiento.

(b) Modificación del perfil de producción / inyección.

La eficiencia del mantenimiento de la presión en los proyectos de inyección, los cuales utilizan gas o agua depende en gran medida la capacidad de controlar la migración del fluido inyectado a través del yacimiento. Incluso en un yacimiento homogéneo, los efectos de la gravedad en la parte superior del casquete de gas o la gravedad en la parte inferior en la zona de agua pueden ser muy graves. Sin embargo, en los yacimientos grandes, productivos y heterogéneos, tal y como ocurren en el Mar del Norte, el efecto sobre la economía y la recuperación de los costos de producción pueden ser drásticos.

La necesidad de la corrección del perfil se puede aplicar ya sea en el pozo de producción o inyección. Además, puede estar en función de la ubicación del intervalo perforado o ser una consecuencia natural de la heterogeneidad de yacimiento o de la estructura del estrato.

(c) Estado del pozo.

Puede ser necesario cambiar la situación de los pozos específicos de producción o inyección.

Esto puede ser necesario debido a:

- i. Aumento de las necesidades en la capacidad de inyección debido a una reducción en la inyección o disponibilidad para cambiar las condiciones del yacimiento.
- ii. Puede que ya no sea económica o técnicamente factible cambiar la ubicación de un pozo de aceite en un yacimiento. Es necesario por una producción excesiva de gas o de agua. En lugar del abandono puede ser preferible cambiar la situación de un pozo productor a inyector.

La facilidad con que esto se puede lograr dependerá del diseño de la terminación.





5.1.2. Problemas asociados a la terminación.

Los problemas asociados a la terminación del pozo, en su mayoría son en relación a pozos de aceite y gas. La necesidad para llevar acabo la reparación puede ser debido a un problema en una de las dos categorías principales, las cuales son:

1. Fallas en el equipo asociado a la terminación.
2. La necesidad de reemplazar o cambiar la terminación debido a las condiciones de la elevación vertical y las pérdidas de presión.

5.1.2.1. Malfuncionamiento o daño del equipo de terminación.

Una sarta de terminación típica es compleja y a menudo se diseña con un conocimiento incompleto de las condiciones de operación. El equipo puede fallar por diversas razones las cuales son mencionadas en la tabla 5.1, e incluyendo:

FALLAS DEL EVENTO.	CONSECUENCIAS OPERACIONALES.	RIESGO.
Fallas de la tubería: ➤ Pared. ➤ Acoplamiento.	Comunicación anular.	Seguridad del pozo.
Falla del empacador.		
Falla del sello o del sistema de sellado.		
Filtración en el colgador de la Tubería de Producción.		
Fuga en el sello del árbol de válvulas.	Comunicación externa	
Fuga en la cabeza del pozo.	Comunicación anular y externa	
Falla del sello en la camisa de circulación.	Comunicación anular.	
Falla del colgador del fondo del pozo.		
Falla de SSSV	Incapacidad de aislar el pozo. Incapacidad para el flujo a tierra. Dispositivos de control.	La seguridad del pozo y la pérdida de flujo.
Fuga de la válvula de bombeo neumático.	Comunicación anular.	Limitación en el control del pozo.
Cierre de la válvula de bombeo neumático.	Incapacidad para inducir la sarta.	Limitación operacional.
Falla de la bomba del fondo del pozo.	Falla del bombeo del pozo.	No hay producción.
Fuga en el sello de ensamble.	Falla mecánica potencial de la tubería de producción.	La seguridad el pozo.

Tabla 5.1. La naturaleza y consecuencia de las fallas de terminación.





1. Efectos de presión.
2. Los efectos térmicos.
3. Las cargas mecánicas aplicadas o inducidas pueden causar que la tubería se separen o se desmonten los empacadores. También puede ser inducido por los cambios de temperatura y presión.
4. Fallas por corrosión interna debido a O_2 , CO_2 , H_2S y demás ácidos. La corrosión en la tubería de revestimiento puede resultar de la formación de aguas corrosivas.
5. La erosión puede ser debido a un alto índice de flujo o por producción de arena.

También es importante distinguir entre el tipo de falla, es decir:

1. Falla catastrófica implica un asunto de seguridad, ejemplo, fuga en la tubería.
2. Incapacidad del pozo para producir, pero sin preocupaciones inmediatas e importantes para la seguridad.

La falla del equipo puede imponer dos acciones a seguir, como se puede observar en la Figura 5.6, y tomando en cuenta las respectivas consideraciones para llevar a cabo:

- A. La eliminación y remplazo del equipo.
- B. El abandono del pozo en los casos de daño extremo que como consecuencia ponen en peligro la seguridad o integridad del pozo - esto obviamente no sería la primera opción.

a) La eliminación y remplazo del equipo.

La complejidad de una sarta de terminación determinara el potencial de daño. Sin embargo, el potencial de daño en la sarta depende de la confiabilidad individual de los componentes y en la composición de la sarta basada en la interacción de los mismos. La confiabilidad se define.

“La probabilidad de que un sistema funcione de manera satisfactoria, por un período de tiempo determinado, en condiciones especiales”.

Las fallas típicas en los componentes pueden incluir:

- Falla de la tubería - la perforación de la pared del tubo o falla de acoplamiento.
- Falla de empacador.





- Falla de los dispositivos de control de flujo, tales como **SSSV**, camisa de circulación, línea de acero y niples.
- Falla del árbol de válvulas – fugas.
- Falla del colgador de la tubería de producción en la cabeza del pozo.
- Falla del mandril de bombeo neumático y/o válvulas.
- Falla de la bomba de fondo del pozo.

La consecuencia del daño de un componente depende de su integración con la sarta y su operación puede requerir también:

- (a) La eliminación o remplazo de los dispositivos recuperables con línea de acero.
- (b) La eliminación o remplazo del árbol de válvulas, la sustitución parcial o total de la sarta de terminación.

b) Abandono de la terminación del pozo.

En circunstancias extremas, como último recurso, puede ser necesario de forma temporal o permanente abandonar la terminación del pozo. El abandono definitivo sería en gran medida un último recurso. El abandono temporal de un pozo con un problema de terminación pudiera ser necesario por las siguientes razones:

- (1) El problema no se puede definir con certeza.
- (2) La capacidad para llevar a cabo la reparación del pozo, pueden que no esté disponibles. Esto puede deberse a:
 - a. Que no haya disponibilidad del equipo de terminación o el cambio del equipo de reparación de pozos.
 - b. Alternativas de prioridad con carácter de urgente para la reparación de pozos basándose en conceptos de seguridad.
 - c. Alternativas económicamente mejor justificadas.



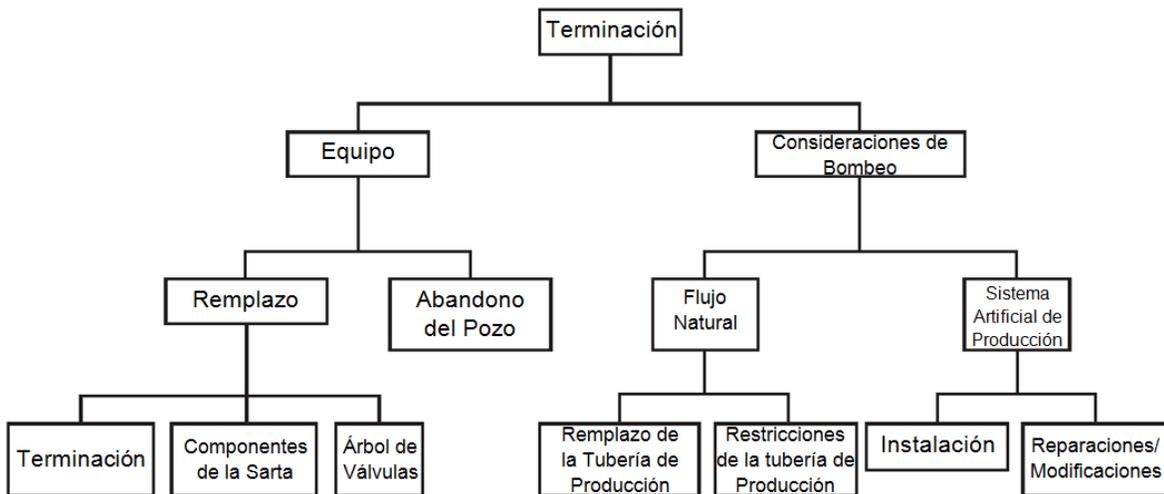


Figura 5.6. Procesos relacionados con la terminación.

5.1.2.2. Consideraciones para el comportamiento de los sistemas artificiales de producción.

La reparación de pozos es diseñada para mejorar el comportamiento de los sistemas artificiales de producción en un pozo productores, y representa una proporción significativa de los servicios a pozo, en particular en el Mar del Norte. Los trabajos de reparación realizados en esta área se pueden dirigir a:

1. El mejoramiento o restauración del comportamiento de flujo natural del pozo.
2. La instalación o reemplazo del sistema artificial de producción.

(A) Pozos con flujo natural.

Los sistemas de producción y en particular los componentes del yacimiento pueden cambiar con el tiempo. Los cambios en las condiciones de producción del yacimiento pueden incluir:

- i) **Reducción en la presión del yacimiento.** En la declinación de la presión disponible para la producción del yacimiento.
- ii) **Incremento en el contenido de agua.** - Aumento de la presión hidrostática y del resbalamiento, una solución potencial podría ser la reducción del diámetro de la tubería para reducir la separación de fases.
- iii) **Incremento en el índice de producción de gas.** (ejemplo: empuje por gas en solución en el yacimiento), mayor caída de presión por fricción – una solución potencial podría ser el aumento del diámetro de la tubería.





Además, en la sarta de terminación puede haber efectos generados por el proceso de producción:

- 1) En la tubería y en los nipples debido a la reducción del diámetro por depositación de asfaltenos y parafinas.
- 2) Taponeo en la tubería causado por la depositación de incrustaciones.

(B) Pozos con sistema artificial de producción.

Las condiciones cambiantes en los pozos de producción como se identifica en el punto anterior; **5.2.2.1**, no puede ser respondida de forma satisfactoria por el simple hecho de cambiar el tamaño de la tubería. Puede ser necesario:

- i) Instalar un sistema de bombeo artificial como bombeo neumático o la bomba del sistema.
- ii) Modificar las instalaciones del sistema artificial de producción, por ejemplo: aumentar la capacidad volumétrica, modificar el espaciado de la válvula o la capacidad del sistema de bombeo neumático, siendo estos los que hacen que el sistema no opere satisfactoriamente o que requiera rediseño. Además, puede ser necesario reparar el equipo, por ejemplo: remplazo de las válvulas del bombeo neumático que no abren o cierran, el remplazo del sistema de bombeo de fondo del pozo.

5.1.3. Problemas del pozo.

Los problemas asociados con el pozo se refieren generalmente a la integridad de la tubería de revestimiento y de los equipos asociados en la cabeza del pozo, en la Figura 5.7 se muestran las posibles opciones de daño. Los problemas en esta categoría normalmente se refieren a las fallas en los equipos en lugar de la necesidad de modificar o rediseñar.



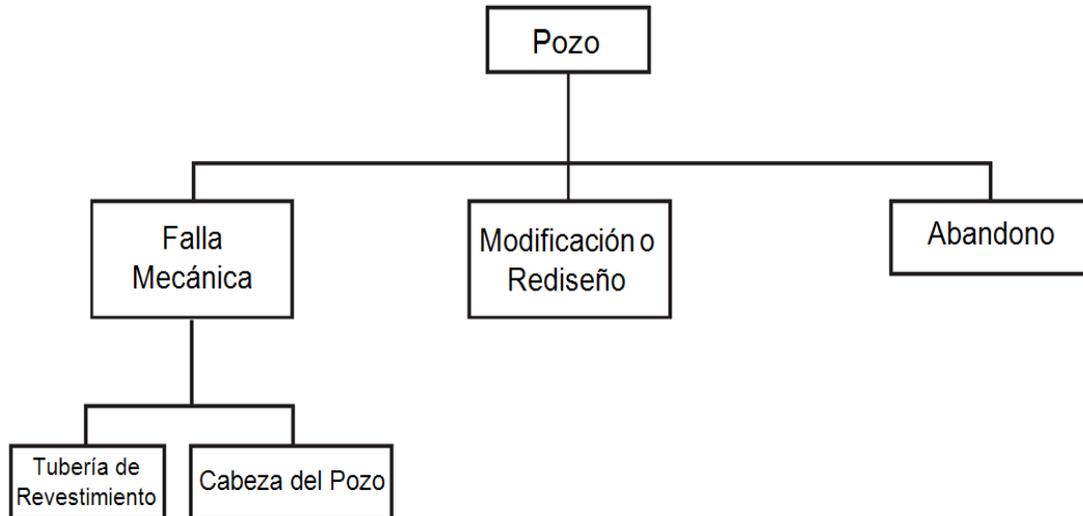


Figura 5.7. Problemas relacionados con el pozo.

5.1.3.1. Fallas mecánicas.

Las fallas mecánicas pueden ocurrir debido a:

- a) Fugas en la tubería de revestimiento.
 - b) Fallas en el sello del colgador de la tubería de revestimiento.
 - c) Fuga en la brida de la tubería de revestimiento.
 - d) Falla mecánica en la cabeza del pozo.
- (1) Las fugas en la tubería de revestimiento pueden ocurrir debido a:

- a) Corrosión interna del empacador / fluidos de terminación, fluidos del yacimiento y fluidos de bombeo, por ejemplo. Bombeo de gas.
- b) La corrosión externa debido al contacto entre los fluidos del yacimiento, por ejemplo, agua de formación y la tubería de revestimiento. Una capa efectiva de cemento entre la tubería de revestimiento y el pozo está diseñada para evitar esto. El revestimiento de cemento puede que no sea efectiva debido a:
 - i. La cementación primaria ineficiente.
 - ii. Espacio anular microscópico causado por la variación de presión.
 - iii. Disolución del cemento causado por agua o ácido.
- c) Los daños mecánicos causados a la tubería de revestimiento por las operaciones en el interior del pozo, por ejemplo: molienda o por





cambios en la matriz por cargas cerca del pozo por ejemplo, derrumbes.

- (2) La falla en el sello del colgador de la tubería de revestimiento puede estar asociada con el método de instalación y posteriormente a la tubería de revestimiento. El daño en el sistema de sello puede ocurrir por apoyar fuera de los hombros del lastrabarrena. Además, la descomposición del sello puede ocurrir debido a una carga mecánica, por los efectos de la presión y la temperatura o por destrucción química.
- (3) Las fugas en la brida de la tubería de revestimiento puede también estar asociadas con la instalación o a las condiciones posteriores de operación.
- (4) Las fallas mecánicas en la cabeza del pozo son menos probables y si ocurren serían principalmente asociadas a defectos en los materiales, por un mal diseño o malas especificaciones.

5.1.3.2. Modificación o rediseño.

Puede ser necesario volver a diseñar el pozo, si la técnica de terminación cambia radicalmente, por ejemplo:

- i. Un pozo terminado con una tubería de producción que presenta un continuo derrama de fluido, puede necesitar aislamiento en la parte superior de la tubería de revestimiento. Esta puede ser reparada por un empacador complementario pero en casos extremos puede requerir la instalación de una tubería complementaria a la superficie.
- ii. La instalación del bombeo neumático o del sistema de bombeo hidráulico puede que no sea factible sin rediseño o aislamiento de la tubería de revestimiento debido a los brotes de presión limitados.

5.1.3.3. Abandono.

Los problemas que requieren operaciones correctivas en el pozo son más serios que el remplazo de la tubería por reparación del pozo. Los costos de las repercusiones pueden ser sustanciales y así completar el abandono del pozo, la desviación más arriba en el pozo puede ser la opción preferida. Por último, también se puede considerar la perforación de un pozo o su modificación para la nueva ubicación del fondo del pozo.





5.2. RESPUESTAS A LOS PROBLEMAS DEL POZO.

El método de responder a un problema de pozo, hace de hecho, que se dependa de la naturaleza exacta del problema y la medida en que se puede definir. El tipo de respuesta y las alternativas pueden ser discutidos con respecto a las tres principales áreas del problema, es decir:

- Problemas en el yacimiento.
- Problemas de terminación.
- Problemas en el pozo.

5.2.1. Problemas en el yacimiento.

5.2.1.1. Consideraciones de productividad / inyectabilidad.

Que comprenden:

- 1) Productividad de las perforaciones ineficientes.
- 2) Las limitaciones en el comportamiento de la afluencia del yacimiento al pozo.
- 3) Excesiva producción de agua/gas.
- 4) Productividad de arena.

(1) Productividad de perforaciones ineficientes.

Cuando este problema se encuentra en un pozo, las opciones para el tratamiento de problemas son limitadas. En primer lugar, tenemos que definir la fracción de las perforaciones que contribuyen al flujo y además, si esta distribución del flujo esta correlacionada con los datos de la permeabilidad del poro, como se muestra en la Figura 5.8, existe una serie de opciones para mejorar el comportamiento del flujo a través de las perforaciones o de los disparos.

Si sólo una pequeña porción de las perforaciones están abiertas tendremos que limpiar las perforaciones con:

- Una herramienta para lavar.
- Otra intervención.

Alternativamente, podemos usar ácido para limpiar las perforaciones. Sin embargo, puede que esto no sea posible porque puede tener implicaciones en la consistencia de la arena y la cementación primaria.

Si el registro de flujo indica una buena distribución de las perforaciones que aportan flujo, puede ser necesario perforar de nuevo para aumentar la densidad





de disparos. Una vez más, la reducción de la resistencia al colapso de la tubería de revestimiento puede ser una consideración que podría impedir esta operación.

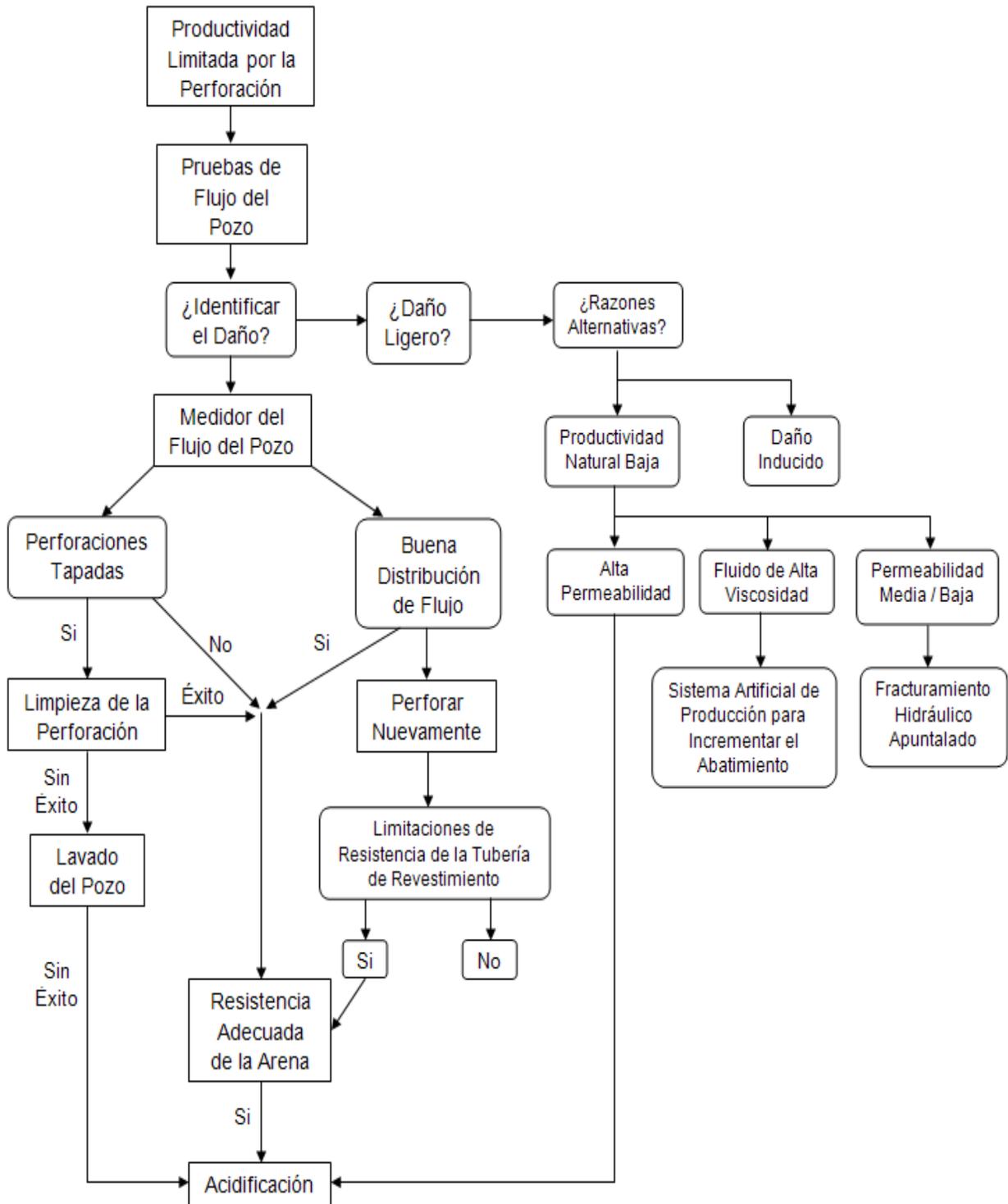


Figura 5.8. Opciones para mejorar el comportamiento de flujo limitado a través de perforaciones.





(2) Limitaciones en el comportamiento del yacimiento.

La productividad del yacimiento está controlada, como podemos observar en la Figura 5.9, por dos tipos de limitaciones ya sean del tipo natural o inducido, no obstante, cualquiera que sea el caso existen diversas técnicas para aumentar o inhibir dichas limitaciones:

Limitaciones naturales como:

- Baja permeabilidad.
- El fenómeno perjudicial de mojabilidad.
- La alta viscosidad del fluido.

Las limitaciones provocadas son las diversas formas de daño de formación.

(a) Respuesta a la limitación natural de la productividad.

Baja permeabilidad:

Un número considerable de yacimientos en particular, los yacimientos carbonatados no fracturados tienen buena porosidad, pero extremadamente pobre la interconexión porosa. Las técnicas para mejorar el rendimiento en estos yacimientos son:

- Acidificación matricial.
- Fracturamiento ácido (carbonatos).
- Fracturamiento hidráulico (areniscas).



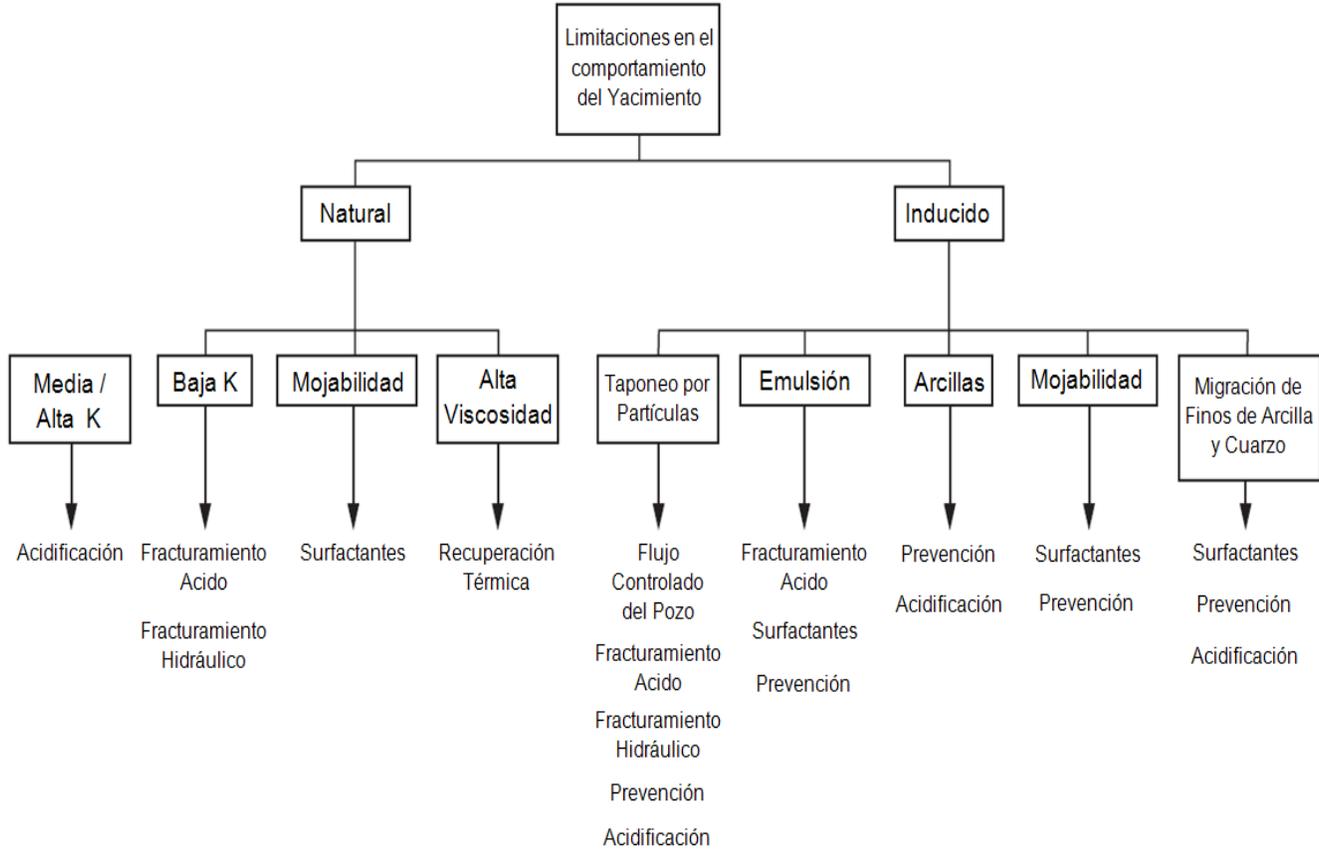


Figura 5.9. Opciones para mejorar la productividad de las limitaciones del yacimiento.

El fracturamiento puede suministrar substancialmente un aumento en la productividad, mientras que la acidificación es limitada en su efecto cerca del pozo y proporciona una mejora limitada.

El fenómeno perjudicial de mojabilidad:

La mayoría de las areniscas muestran una mojabilidad cuyos rangos de mezcla tiende hacer mojados por agua, mientras que los carbonatos pueden estar mojados por aceite. El impacto en la productividad del pozo, si la roca no es moja por agua puede ser muy significativo debido al fenómeno de permeabilidad relativa.

La mojabilidad de la roca puede ser cambiada por el uso de surfactantes, sin embargo, en vista de la complejidad química y las dificultades para asegurar el contacto fluido satisfactorio en el espacio poroso, el tratamiento es difícil y si tiene éxito a menudo no es permanente.





Viscosidad del fluido:

Las principales técnicas para mejorar la productividad de los crudos de alta viscosidad, naturalmente, es utilizar una técnica que aumenta de la temperatura del fluido alrededor del pozo, es decir, **técnicas de recuperación térmica**.

- Calentadores de fondo.
- Inyección de vapor.
- Combustión in-situ.

Como la mayoría de las técnicas de recuperación mejorada para aceite, deben ser evaluadas de cerca con respecto a su economía para una cada las aplicaciones específicas.

(b) Respuesta a las limitaciones inducidas en la productividad, es decir, daño a la formación.

Como regla general, debe de prevenirse la formación de daño en vez de crear la necesidad de su eliminación. La cuestión importante es la identificación y prevención en los futuros pozos. Esto es aún más importante que su eliminación en el pozo.

En la tabla 5.2 se muestran las respuestas al mecanismo de formación de los daños.

➤ Tapón por partículas.	➤ Reducción de producción controlada. ➤ Disolución por ácido (HCl / HF). ➤ Desviación por fracturamiento hidráulico.
➤ Hidratación de arcillas.	➤ Disolución por ácido (HF). ➤ Desviación por fracturamiento hidráulico.
➤ Migración de arcillas finas.	➤ Estabilización por tratamiento A1 (OH). ➤ Disolución por propiedades de ácido (HF).
➤ Migración de polvo de cuarzo.	➤ Disolución por (HF).
➤ Emulsiones.	➤ Tratamiento con demulsificante.
➤ Cambio de mojabilidad.	➤ Tratamiento con surfactantes.

Tabla 5.2. Respuestas al daño de formación.





(c) Producción excesiva de agua o gas.

Las técnicas disponibles para atender la entrada de agua o gas en el pozo son:

- ✓ Instalar tubería corta a través de perforaciones para producir los fluidos no deseados.
- ✓ Inyectar cemento a las perforaciones necesarias y reperforar más arriba (afluencia de agua) o más abajo (afluencia de gas) de ser necesario.
- ✓ Taponar el pozo de nuevo, aislar las perforaciones del fondo del pozo con cemento para evitar la afluencia de agua.
- ✓ Inyectar un agente taponador para las perforaciones deseadas en la formación, es decir, ingreso de agua lateral o afluencia hacia abajo/lateral de gas.

Varios sistemas de fluidos están disponibles:

- Polímeros.
- Espumas.
- Colocar a través de la tubería de producción un tapón retenedor TTBP por encima de las perforaciones sin agua.

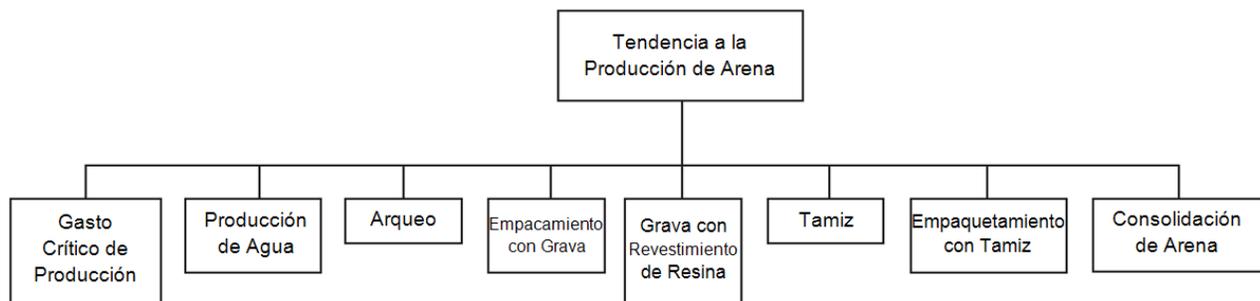


Figura 5.10. Opciones para el control de arenas.

(d) Producción de arena.

Los yacimientos que muestran una tendencia a producir arena pueden ser enfrentados con una serie de técnicas, que son enunciadas en la Figura 5.10.

Los métodos pueden ser generalmente clasificados como: aquellos que intentan restringir o eliminar la migración de arena hacia el pozo y aquellos que intentan excluir la entrada de arena al pozo por la corriente de flujo de la producción.

Los métodos disponibles son los siguientes:





- 1) Métodos que restringen la migración de arena.
 - a) La tasa de producción crítica - principalmente aplicable a los pozos de gas.
 - b) Formación de arco estabilizado.
 - c) Control de corte de agua.

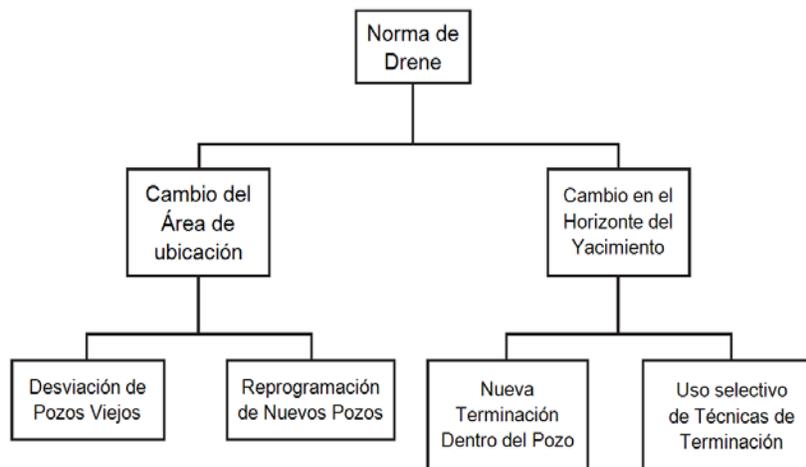


Figura 5.11. Opciones para cambiar la ubicación de drenaje.

- 2) Técnica de exclusión de arena.
 - a) Uso de cedazos o tubería con ranuras.
 - b) Empacador de gravedad.
 - c) Cedazos pre-revestidos.
 - d) Grava con revestimiento de resina.
 - e) Consideración de resina/plástico.

Si es posible, es obviamente más barato emplear una técnica que evita la desestabilización de la arena en lugar del gasto de una técnica de control.

5.2.1.2. Problemas de manejo del yacimiento.

En esta sección, se identifican tres tipos de problema así:

- i. Sistema de drenaje.
- ii. Alteración de la producción/perfil e inyección.
- iii. Cambios en el estado del pozo.





1) Sistema de drene.

Una alteración en el sistema de drene, normalmente requerirá un cambio del área de ubicación de drene del pozo o producir desde un estrato diferente del yacimiento al pozo. Una serie de opciones están disponibles en la Figura 5.11.

Donde podría ser necesario el cambio del área de ubicación:

- 1) Pozos viejos – Usar desviamiento.
- 2) Pozos nuevos – reprogramar ubicación de destino.

Cambio en la ubicación vertical u horizonte del yacimiento:

- 1) Posterior a la terminación re-perforar.
- 2) El uso de la terminación selectiva o varios intervalos.

2) Perfil de modificación para pozos inyectoros o productores.

La penetración prematura de agua o de gas en un pozo productor puede ser una función de la ubicación de la inyección, pero normalmente, es dependiente de la heterogeneidad del yacimiento.

La modificación del perfil se puede lograr mediante:

- 1) El aislamiento de la zona en el pozo con:
 - a. Inyección de cemento a la perforación.
 - b. A través de un puente conector en la tubería.
 - c. Retro taponamiento utilizando cemento.
 - d. Aislamiento con empacador.
- 2) Aislamiento dentro del yacimiento.
 - a. Inyección de polímeros o espuma.
 - b. Uso de la desviación en los pozos de inyección.

3) Cambio de la situación del pozo.

Un pozo que en general ha pasado a la producción excesiva de gas o de agua puede ser convertido en un pozo inyector de fluidos. Se requieren modificaciones en la superficie de conexión, pero será mucho más simple y menos costoso si no se requieren modificaciones de fondo de pozo. El diseño inicial de la terminación podría incorporar esa capacidad.





5.2.2. Problemas asociados a la terminación.

5.2.2.1. Consideraciones del equipo.

(1) Reemplazo.

El equipo de terminación normalmente deja pocas opciones en respuesta a su mal funcionamiento puesto que requerirá:

1) Recuperación de la sarta de terminación del pozo.

Opciones:

- Recuperación de la tubería y de los empacadores.
- Recuperación de la tubería desde la barra de suspensión del fondo del pozo hacia arriba.
- Recuperación de la tubería dejando (empacador y apéndice de la tubería de producción) en el pozo.

2) Reemplazo de elementos por línea de acero ejemplo: remover estranguladores, reguladores, etc., o la instalación de **SSVS**.

3) Reemplazo de elementos a través de las técnicas de la línea de flujo (**T.F.L.**). La respuesta exacta dependerá específicamente del diseño de terminación y su cumplimiento para la naturaleza del problema.

La sarta de terminación puede ser diseñada con varias filosofías:

- ✓ Con una repetición de componentes – duplicación del equipo.
- ✓ Con un servicio máximo por ejemplo: línea de acero, opciones de servicio con tubería flexible y empacadores recuperables.
- ✓ Simplicidad máxima - es decir, eliminar en la medida de lo posible cualquier complejidad en el diseño de la sarta.

Las filosofías están muy en contra una de otra. Se ha demostrado que una sarta de terminación que es mecánicamente simple tiene menos razones para el fracaso y por lo general dura más que el diseño más complejo.

Los diseños complejos pueden ser utilizados en varias situaciones específicas:

- a) La terminación selectiva de múltiples zonas es naturalmente más compleja que una terminación única, pero provee la capacidad de manejo más efectivo del yacimiento.
- b) El diseño de la terminación puede incluir mandriles de bombeo neumático, que pueden inicialmente estar cerrados y poner en marcha cuando se requiera.





(2) Abandono del pozo.

El pozo puede ser un candidato para el abandono si se considera que ha llegado al final de su vida útil. Esto podría deberse a problemas técnicos que no pueden ser corregidos o que la tasa de producción de aceite o gas ya no es económicamente rentable.

Consideraciones importantes en la planificación de un abandono, serían:

- i) Diseño del aislamiento del pozo con tapones de cemento y tapones puente. Hay a menudo un requerimiento legal para la colocación y prueba de los tapones descritos en la legislación petrolera del país anfitrión.
- ii) Situación de la tubería de terminación – para ser recuperada o retenida en el pozo.

5.2.2.2. Consideraciones para el bombeo.

Esto se puede subdividir en dos categorías:

- (A). Los problemas naturales del bombeo.
- (B). Los problemas del bombeo artificial.

A. Los problemas naturales del bombeo.

El índice de flujo exacto obtenido de un pozo depende de:

- ✓ El comportamiento de afluencia en relación I.P.R.
- ✓ El comportamiento de la tubería de producción en relación T.P.R. o V.L.P.

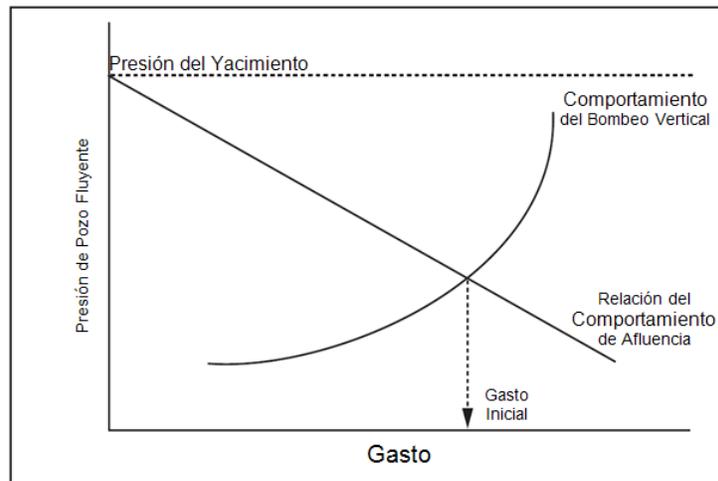


Figura 5.12. Gráfica del comportamiento ideal del pozo.





Puesto que la presión del yacimiento es finita, un pozo solamente producirá un índice de flujo específico para una presión en la cabeza del pozo específica Figura 5.12. Sin embargo, la tasa de producción esperada con esa terminación puede cambiar en cualquiera de lo siguiente casos:

- i. Declina la presión del yacimiento, como se puede observar en la Figura 5.13.
- ii. Aumento de la RGA debido al avance del gas, como lo muestra la Figura 5.14.
- iii. Aumento R.A.A. debido al avance de agua, como se puede observar en la Figura 5.15.

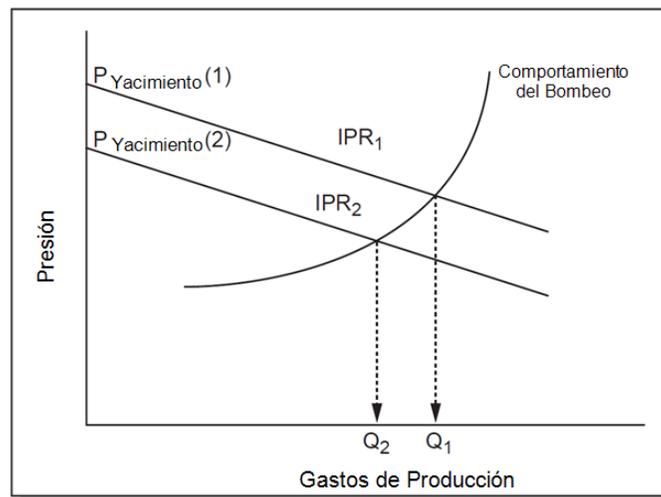


Figura 5.13. Consecuencia del cambio en la IPR.

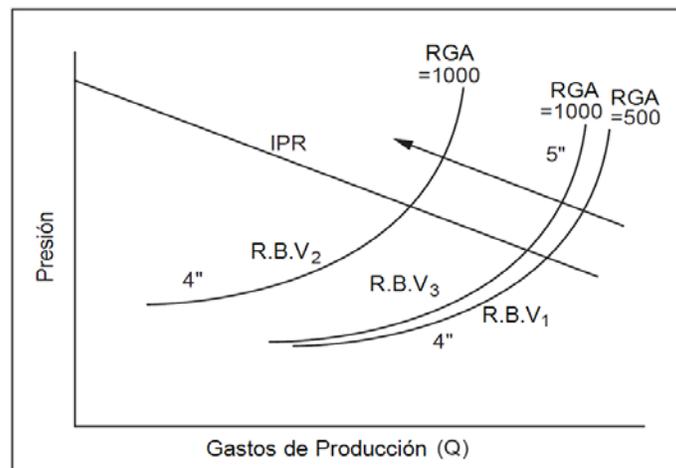


Figura 5.14. Consecuencias en el cambio de la relación gas-aceite.



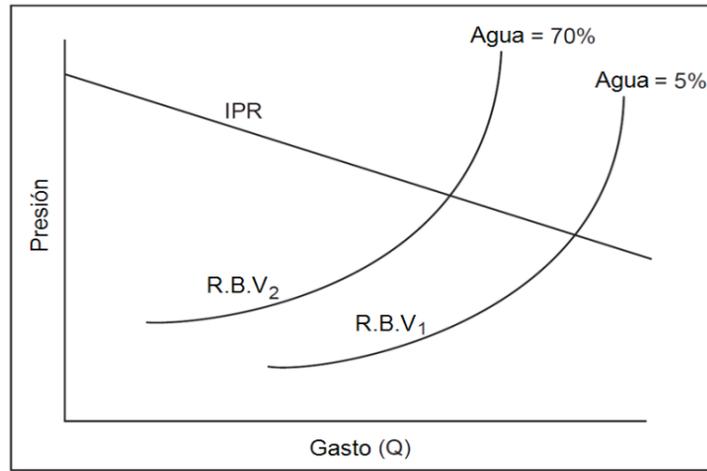


Figura 5.15. Consecuencias en el aumento del corte de agua.

La disminución de la presión del yacimiento, sólo puede ser contrarrestada por la inyección de agua o de gas (de una fuente externa) o de re-inyección de los fluidos no deseados nuevamente dentro del yacimiento.

El aumento de RGA. Aumentará dramáticamente la pérdida de presión en la tubería. Esto puede ser contrarrestado mediante el remplazo de la tubería existente por una tubería de mayor diámetro, como se muestra en la Figura 5.14.

El aumento de R.A.A. normalmente es contrarrestada tratando de prevenir el flujo de agua al pozo, al inyectar cemento a las perforaciones o intentando conducir tratamientos que tapan el yacimiento cerca del pozo. El efecto del aumento de **R.A.A.** es un incremento de la presión hidrostática en la columna de fluido de la tubería y también provoca el resbalamiento de fase. La presión hidrostática no está influenciada por el diámetro de la tubería, pero en algunos casos el resbalamiento se puede reducir mediante el uso de un tamaño más pequeño de tubería, como se observa en la Figura 5.16.



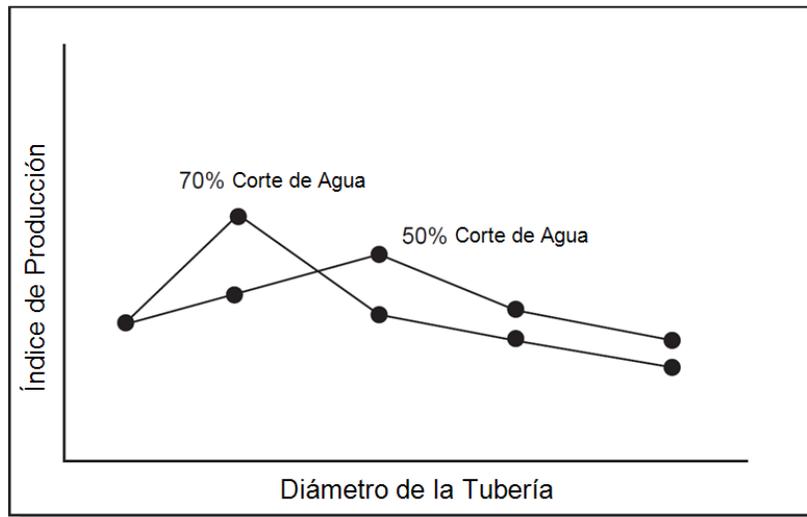


Figura 5.16. Impacto en el tamaño óptimo de la tubería con aumento del corte de agua.

Las restricciones pueden ocurrir en la sarta de producción, ya sea por:

- **Taponeo mecánico**, por ejemplo: incapacidad para recuperar el conector de la línea de acero o el pegado de la herramienta de registros, etc. El taponeo mecánico requerirá un trabajo de pesca o como último recurso la recuperación de la tubería.
- **Taponamiento químico.**
Las incrustaciones orgánicas e inorgánicas pueden ser removidas por productos químicos, por ejemplo: ácido (si es soluble), o mecánicamente utilizando un raspador interno de tubería, con línea de acero, tubería flexible o posteriormente con la recuperación de la sarta de terminación.

(B). Los problemas que se presentan en los sistemas artificiales de producción.

Durante la operación de cualquier sistema artificial de producción se pueden experimentar fallas o situaciones que afecten la productividad del pozo. A continuación se enlistan los posibles problemas que se pueden presentar.

i) **La instalación del sistema artificial de producción.**

La pérdida de presión que se genera a través del yacimiento y de los componentes de la terminación controla la productividad del pozo, como se puede observar en la Figura 5.12. Cuando la presión del yacimiento declina, debido a la





necesidad de continuar con la explotación del crudo, fueron creados los sistemas artificiales de producción. Cabe señalar que en algunos pozos es necesario introducir desde el inicio de la explotación un sistema artificial de producción, por ejemplo:

1. **Sistema de bombeo neumático.**
2. **Bombas de fondo del pozo, que pueden ser:**
 - a. **Hidráulicas.**
 - b. **Eléctricas.**
 - c. **Jet.**

- 1) **El Sistema Artificial de Bombeo Neumático**, es uno de los sistemas que ha redituado grandes beneficios a pesar de que, debido a la utilización de gas a alta presión para ser puesto en operación el sistema, ha dejado de utilizarse en pozos cuya ubicación se encuentre en zonas urbanas como medida de seguridad para la población. Un alto porcentaje de recuperación de hidrocarburos se debe a la eficiencia en la operación del sistema y este tendrá su base en un riguroso análisis de ingeniería del pozo a fin de elaborar un diseño acorde a las características y necesidades del pozo en intervención, así como un buen mantenimiento al equipo necesario en el sistema, como lo muestra el cuadro de la Figura 5.17:

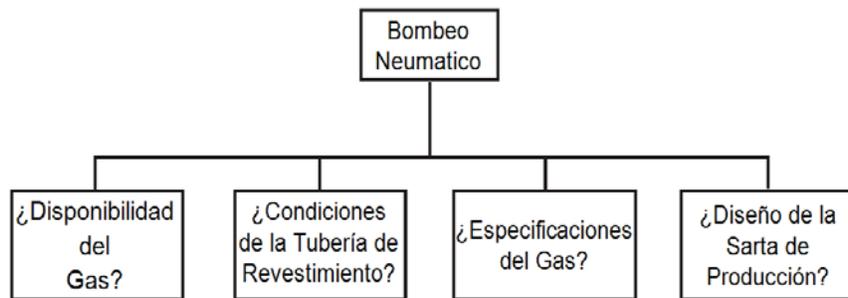


Figura 5.17. Opciones para la implementación.

- a. Gas disponible para el reciclaje.
 - b. La tubería de revestimiento en buen estado para soportar la presión de inyección necesaria (criterios de brote).
 - c. Gases corrosivos, por ejemplo: **CO₂** y **H₂S** debe ser removidos.
 - d. Remplazo o modificación de la terminación.
- 2) **El bombeo hidráulico** requiere la inyección de fluido a alta presión en la bomba de fondo del pozo. El fluido puede ser suministrado a través del





espacio anular, es decir, por la tubería de revestimiento, por tuberías concéntricas o por una segunda sarta de producción. Si una terminación concéntrica es necesaria, esto aumenta la complejidad de la configuración de la terminación. La selección del fluido, la provisión y la capacidad de proceso son necesarios, esto tiene implicaciones tanto técnicas como económicas, como se puede observar en la Figura 5.18.

- 3) Las bombas electrocentrífugas, accionadas por medio de motores eléctricos de velocidad variable, requieren de un diseño de terminación más complejo que una terminación estándar con flujo natural, por el tipo de equipo superficial y subsuperficial como son: la motobomba, el cable que alimenta la bomba, el separador de gas rotativo y las partes que constituyen la tubería de extracción. La disponibilidad de energía eléctrica es esencial, como se puede observar en la Figura 5.18.
- 4) Las bombas de tipo jet requieren de nueva reestructuración de la terminación del pozo y necesitarán de consideraciones similares a aquellas discutidas en el bombeo hidráulico, como se puede observar en la Figura 5.18.

ii) **Reparación de los sistemas artificiales de producción.**

Cuando un pozo presenta disminución o ausencia de producción, es necesario identificar el origen del problema a fin de restablecer las condiciones normales de operación. El primer punto es determinar si la causa se encuentra en el subsuelo o en la superficie en base a un análisis de los equipos instalados. Los casos de diagnóstico se agrupan de acuerdo a la condición del pozo, es decir, si el pozo presenta una disminución en la producción.

Este proceso de optimización consiste en poder obtener las mayores tasas de producción dentro de los márgenes seguros de operación de los equipos.

Actualmente existen programas computacionales que facilitan el proceso de diseño y optimización al estimar y predecir las condiciones de operación del sistema conociendo las propiedades PVT, el comportamiento de afluencia del pozo (IPR), las características de los fluidos, así como las variables de seguimiento y control del sistema. Al utilizar estas herramientas se puede predecir:

- Velocidad de operación
- Diferencial de presión en la bomba
- Cargas axiales
- Torque
- Potencia para la máxima tasa de producción a obtener del pozo.

La reparación de los sistemas artificiales de producción puede ser compleja.





El bombeo neumático es uno de los más fáciles ya que las técnicas con línea de acero permiten reemplazar las válvulas (la principal causa de mal funcionamiento). Los sistemas artificiales de producción requieren la recuperación de la terminación y la revisión del sistema, esto debe ser incorporado en el diseño de terminación.

Durante la operación del sistema de bombeo electrocentrífugo se han presentado serios problemas, los cuales están relacionados con el funcionamiento de los equipos eléctricos. Esto ha incrementado notablemente la salida de operación de los pozos haciendo que la confiabilidad del sistema disminuya.

5.2.3. Problemas y reparaciones del pozo.

Fallas mecánicas del pozo.

La tubería de revestimiento y el sistema de la cabeza del pozo son fundamentales para la integridad y seguridad del mismo.

Las fugas en la tubería de revestimiento pueden ser reparadas con:

- ✓ Uso de empacadores de la tubería de revestimiento.
- ✓ La instalación de una tubería de revestimiento secundaria concéntrica.
- ✓ Una terminación con línea corta, o se puede instalar una tubería complementaria.

La reparación de las fugas en la cabeza del pozo requiere del retiro y remplazo de la cabeza del pozo. Esto es a menudo muy complejo.

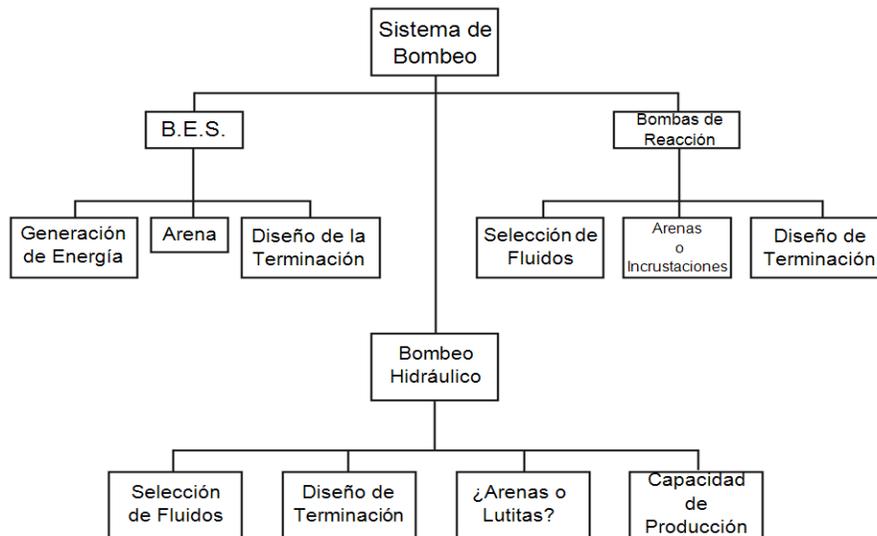


Figura 5.18. Consideraciones en la aplicación del bombeo artificial.





CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Conclusiones.

- i. Es importante el uso de toda la tecnología a nuestro alcance para la obtención de información que permita conocer y comprender a nuestro yacimiento, ya que en la actualidad a consecuencia de la demanda de energéticos, no existe el tiempo para estudiar a detalle el yacimiento, y esto ocasiona que se generen retrasos en las operaciones de producción y por lo tanto pérdidas económicas.
- ii. Si se tiene una buena caracterización de nuestro yacimiento, podemos explotar al máximo las reservas de los fluidos existentes, economizar en operaciones de reparación por daño a la formación; El diseño de una sarta de producción capaz de satisfacer la demanda actual de la producción con la instalación de herramientas que se llegarán a utilizar en un futuro, esto generaría ahorros tanto económicos como en tiempo puesto que la tubería de producción cuenta con las herramientas necesarias que se van a utilizar en algún tipo de recuperación secundaria, mejorada o la implementación de algún sistema artificial de producción.
- iii. Haciendo énfasis la mayoría de los daños son inducidos por la falta de conocimiento del yacimiento así como del fluido que contiene, por lo tanto es importante tener caracterizado el fluido tanto en el yacimiento como a lo largo de la sarta de producción, para no tener que estar cambiando la tubería de producción por problemas o daños generados como consecuencia de reacciones químicas (oxidación, precipitaciones e incrustaciones), y cambios físicos (densidad, volumen, temperatura); este tipo de operaciones pueden llegar a ser muy costosas por la utilización de herramientas especiales y por el tiempo que se tenga detenida la producción.
- iv. En la actualidad existen pozos con daños o fallas que son candidatos a estudios de costo beneficio, ya que requieren operaciones muy costosas y deja de ser económicamente rentable la producción de ese pozo, considerando el abandono como una estrategia de mercado, esperando que los costos de producción bajen o que sea económicamente rentable la producción.





Recomendaciones.

1. Si las áreas que intervienen en las operaciones de producción trabajan en equipo con sinergia, se lograrán avances significativos que se traducen en ahorros económicos y de tiempo.
2. Dar el tiempo suficiente para que trabaje el empuje por segregación gravitacional, ya que es la mejor manera de extraer una mayor cantidad de aceite.
3. Con la experiencia obtenida hasta el día de hoy, podemos diseñar, modificar o cambiar la manera de explotar mejor nuestros yacimientos, mediante el uso de herramientas combinadas, lo importante es hacer el intento de innovar, tal vez descubrimos un sistema híbrido de producción combinando los sistemas que existen hoy en día.
4. Recordemos que es mejor prevenir que reparar, así que hay que hacer los estudios necesarios de caracterización de fluidos y del pozo para poder tomar mejores decisiones y poder aplicar las técnicas que mejoren el rendimiento de nuestros pozos.



**BIBLIOGRAFÍA:**

1. **Beggs, H. D.** "Production optimization using nodal analysis", Tulsa, OGCI, 1991.
2. **Bourgoyne A.** "Applied Drilling Engineering", SPE textbook series, Vol 2.
3. **Brown E. K., et.al.** "The Technology of Artificial Lift Methods", Tomo 2b, The Petroleum Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1980.
4. **Brown K. E et al.** "The Technology of Artificial Lipie Methods", Tomo 3a y 3b, Penn Well Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1977.
5. **Díaz Z.H.** "Apuntes de Bombeo Neumático".
6. **Brill P. J. and Beggs D. H.** "Two-Phase flwo in pipes", Sexta Edición, 1998.
7. **Fernández B. L.** "Introducción a la Mecánica de Fluidos", 2ª edición, Alfaomega, México D.F., 1999.
8. **Garaicochea P. F. et al.** "Transporte de Hidrocarburos por Ductos". Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A. C. 1991.
9. **Gerardo L. V.** "Apuntes de la Asignatura de Comportamiento de Pozos" Tesis de Licenciatura, 2004.
10. **Gómez J. A.** "Apuntes de manejo de la producción en la superficie"; México, Julio, (1986). Facultad de Ingeniería. U.N.A.M.
11. **Gómez J. A.** "Pozos Fluyentes, Bombeo Neumático y Bombeo Hidráulico". Facultad de Ingeniería, U.N.A.M. 1984.
12. **Gómez J. A.** "Apuntes de Producción de pozos I", Facultad de Ingeniería, UNAM, 1985.
13. **Islas S. C.** "Manual de Estimulación Matricial de Pozos", México, Colegio de Ingenieros Petroleros de México A. C., 1991.
14. **León G. A. G.** "Bombeo Mecánico: Descripción Diseño y Diagnostico", Facultad de Ingeniería, UNAM, 1999
15. **León L. et al.** "Optimización de la perforación. Factores que afectan la velocidad de la perforación" Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C., 1993.
16. **González M.L.S.** "Apuntes De Terminación De Pozos" Tesis de Licenciatura, 2005.





17. **McCain W. D.** "The Properties of Petroleum Fluids", Second Edition PennWell Publishing Company Tulsa, Oklahoma.
18. **Rodríguez N. R.** "Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos", Facultad de Ingeniería, UNAM, 2004.
19. **Rodríguez, N.R.** "Apuntes de comportamiento primario de yacimientos", México, Facultad de ingeniería UNAM, 1994.
20. **NIND. T.E.W.** "Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros"; Trend University, Ontario, Canada (1987).
21. **Un Siglo de la Perforación en México, Tomo V** "Tuberías" Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, Pemex Exploración y Producción.
22. **Un Siglo de la Perforación en México, Tomo VIII** "Diseño de la Perforación de Pozos" Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, Pemex Exploración y Producción.
23. **Un Siglo de la Perforación en México, Tomo XI** "Terminación y Mantenimiento de Pozos" Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, Pemex Exploración y Producción.
24. **Yemada T. and A.E. Dukler.** "A Model for Predicting Flow Regime Transitions in Horizontal and Near Horizontal Gas-Liquid Flow" en Aiche Journal (Vol. 22, No. 1) January, 1976.

