



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE CIENCIAS DE LA TIERRA**

AVANCES EN LA EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE CURVAS DE AFLUENCIA

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO**

**PRESENTA :
ANA ESTELA HUERTA SOLANO**

**DIRECTOR DE TESIS
ING. MANUEL J. VILLAMAR VIGUERAS**

**DIRECTOR ADJUNTO
M. I. ROBERTO PADILLA SIXTO**



MÉXICO, D.F.

2009



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-1408

SRITA. ANA ESTELA HUERTA SOLANO
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Manuel J. Villamar Vigueras y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

AVANCES EN LA EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE CURVAS DE AFLUENCIA

	RESUMEN
	INTRODUCCIÓN
I	ANTECEDENTES
II	FLUJO DE FLUIDOS EN MEDIOS POROSOS
III	COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA EN POZOS DE ACEITE
IV	COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA EN POZOS DE GAS
V	RESULTADOS
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
	NOMENCLATURA
	BIBLIOGRAFÍA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta

Asimismo, le recuerdo que la ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

CD. Universitaria, D. F., a 4 de Noviembre de 2009

EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

JGGZ*RJPYS*srs

ÍNDICE GENERAL

	Página
ÍNDICE DE FIGURAS	iv
ÍNDICE DE TABLAS	vii
RESUMEN	viii
INTRODUCCIÓN	x
CAPÍTULO I. ANTECEDENTES	
I.1. Introducción	1
I.2. Tipo de yacimientos	1
I.3. Mecanismos de empuje	15
I.4. Sistema integral de producción	18
CAPÍTULO II. FLUJO DE FLUIDOS EN MEDIOS POROSOS	
II.1. Antecedentes	22
II.2. Ecuación de continuidad	29
II.3. Ecuación de movimiento	32
II.4. Períodos de flujo	34
II.5. Ecuaciones de estado	37
II.6. Ecuación de difusión para flujo monofásico	37
II.7. Condiciones iniciales y de frontera	40
II.8. Soluciones para flujo transitorio de líquido ligeramente compresible	44
II.9. Flujo multifásico	50
CAPÍTULO III. COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA EN POZOS DE ACEITE	
III.1. Antecedentes	51
III.2. Comportamiento en pozos de aceite bajosaturado	60
III.3. Comportamiento en pozos de aceite saturado	63

Método de Vogel	65
Método de Standing	68
Método de Fetkovich	72
Método de Jones, Blount y Glaze	73
Método de Klins - Majcher	74
III.4. Predicción del comportamiento de afluencia	76
Método de Standing	77
Método de Fetkovich	78
Método de Uhri-Blount (punto pivote)	79
Método de Kelkar	83
Método de Eckmier	90
Método de Couto	90
Método de Couto-Golan	91
III.5. Pruebas isocronales en yacimientos de aceite	93
III.6. Comportamiento con fase de agua móvil	94
Método de Brown - Sukarno	94
Método de Wiggins et al.	95
III.7. Comportamiento con efectos inerciales	96
Método de Withson	97
Método de Camacho -Padilla -Vásquez	97
Método de Padilla et al.	101
III.8 Comportamiento con efectos gravitacionales	107
Método de Padilla – Camacho - Samaniego	107
III.9. Comportamiento en pozos horizontales	110
Método de Cheng	110
Método de Bendakhliia-Aziz	111
III.10. Comportamiento en yacimientos naturalmente fracturados	113
Método de Fuad Qasem	113

CAPÍTULO IV. COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA EN POZOS DE GAS

IV.1. Antecedentes	115
IV. 2. Propiedades del gas	115
IV.3. Flujo de gas en medios porosos	121
IV.4. Comportamiento en pozos de gas seco	128
IV.5. Comportamiento en pozos de gas húmedo	132
IV.6. Comportamiento en pozos de gas y condensado	133
IV.7. Pruebas de potencial	135
IV.8. Pruebas de flujo después de flujo	137
IV.9. Prueba isocronal convencional	139
IV.10. Prueba isocronal modificada	143

CAPITULO V. RESULTADOS

V.1. Matriz de procedimientos	148
V.2. Programas especializados	151

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	154
---------------------------------------	-----

NOMENCLATURA	156
---------------------	-----

BIBLIOGRAFÍA	159
---------------------	-----

ÍNDICE DE FIGURAS

	Página
Figura 1.1 Tipo de rocas almacenadoras	2
Figura 1.2 Porosidad intercrystalina	3
Figura 1.3 Porosidad intergranular	3
Figura 1.4 Porosidad intragranular	4
Figura 1.5 Porosidad vugular	4
Figura 1.6 Porosidad por disolución	5
Figura 1.7 Porosidad móldica	5
Figura 1.8 Porosidad oomóldica	5
Figura 1.9 Porosidad de fractura	6
Figura 1.10 Porosidad fenestral	6
Figura 1.11 Trampa estructural	7
Figura 1.12 Trampa por pliegue anticlinal	7
Figura 1.13 Domo salino	7
Figura 1.14 Trampa por falla	8
Figura 1.15 Trampa estratigráfica	8
Figura 1.16 Trampa mixta	9
Figura 1.17 Rocas carbonatadas	9
Figura 1.18 Sedimentos siliciclásticos	10
Figura 1.19 Diagrama de fases	12
Figura 1.20 Clasificación de yacimientos de acuerdo al diagrama de fases	13
Figura 1.21 Sistema integral de producción	19
Figura 1.22 Caídas de presión en un sistema integral de producción básico	20
Figura 2.1 Curva típica de permeabilidades relativas para sistemas gas-agua o agua-aceite	24
Figura 2.2 Tensión interfacial	24
Figura 2.3 Esquemas de mojabilidad	25
Figura 2.4 Presión capilar	25
Figura 2.5 Principio de conservación de masa	29
Figura 2.6 Volumen de control	30

Figura 2.7 Flujo transitorio	35
Figura 2.8 Producción a presión constante	35
Figura 2.9 Flujo pseudoestacionario	36
Figura 2.10 Frontera a gasto constante	42
Figura 2.11 Frontera a presión constante	43
Figura 2.12 Aproximación de la línea fuente para un yacimiento infinito	44
Figura 3.1 Flujo cilíndrico/radial y flujo convergente	52
Figura 3.2 Flujo lineal, elíptico y pseudo-radial	52
Figura 3.3 Flujo esférico y semiesférico	53
Figura 3.4 Geometría para flujo lineal	53
Figura 3.5 Sistema de flujo radial	55
Figura 3.6 Distribución de presión y gasto para flujo estacionario	58
Figura 3.7 Distribución de presión y gasto para flujo transitorio con una presión de pozo, p_w , constante	59
Figura 3.8 Distribución de presión y gasto para un sistema bajo condiciones de flujo pseudoestacionario	60
Figura 3.9 IP contra recuperación acumulada para diferentes tipos de yacimientos	62
Figura 3.10 Representación gráfica del índice de productividad	62
Figura 3.11 Curva de IPR	64
Figura 3.12 Gráfica de $\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}$ vs. Presión	65
Figura 3.13 Curva de afluencia para pozos sin daño de un yacimiento con empuje de gas disuelto	67
Figura 3.14 Curvas de afluencia para pozos con $EF \neq 1$	69
Figura 3.15 Errores al extrapolar con el método de Standing	71
Figura 3.16 Prueba multigastos aplicada a un pozo de aceite, gráfica log – log vs. gasto	73
Figura 3.17 Curva de P_{wf} vs q_o para valores positivos de P_{wf}	76
Figura 3.18 Corrección de la Curva de P_{wf} vs q_o	78
Figura 3.19 Curvas de IPR para presiones de yacimiento presentes y futuras	81
Figura 3.20 Relación entre $\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}$ y P	85
Figura 3.21 Representación gráfica de las líneas generadas por las Ecs. 3.77 y 3.78	87
Figura 3.22 Comparación de las curvas de Vogel (1968) y Fetkovich (1973)	94

Figura 3.23 Comparación del comportamiento de afluencia considerando flujo laminar y no laminar en un yacimiento bajosaturado	98
Figura 3.24 Curvas de IPR, $S=0$ y $-2, P_r = 5000$ (psi), flujo no laminar, yacimiento bajosaturado	99
Figura 3.25 Comportamiento de la Ec. 3.115 bajo diferentes condiciones	101
Figura 3.26 Curva de afluencia y derivada	104
Figura 3.27 Comparación de las curvas de IPR para dos niveles de agotamiento, $z_{di}=0.99$, $S = 0$	108
Figura 3.28 Uso de la función potencial en las curvas de IPR en dos posiciones de medición y varios niveles de agotamiento	109
Figura 3.29 Parámetros V y n vs. factor de recuperación	112
Figura 4.1 Factor de compresibilidad del gas	119
Figura 4.2 Viscosidad de los gases naturales a 1 atmósfera	120
Figura 4.3 Relación de Viscosidad $\mu/\mu_{1\text{ ATM}}$, a presión y temperatura elevadas	120
Figura 4.4 Índice de productividad para un pozo de gas	122
Figura 4.5 Gráfica para obtener el valor de C y D	124
Figura 4.6 Comportamiento de afluencia para diferentes densidades de disparo	128
Figura 4.7 Método de Jones et al.	132
Figura 4.8 Esquema de la formación de condensado	134
Figura 4.9 Curva de capacidad de una prueba convencional	136
Figura 4.10 Diagramas de P y q , prueba convencional	137
Figura 4.11 Prueba convencional en secuencia normal	138
Figura 4.12 Prueba convencional en secuencia inversa	138
Figura 4.13 Diagrama de P vs. q para una prueba isocronal convencional de un pozo de gas	140
Figura 4.14 Curvas de capacidad de una prueba isocronal	141
Figura 4.15 Gráfica de $\log(C)$ vs. $\log(t)$ para una prueba isocronal	141
Figura 4.16 Gráfica de P vs. q , para una prueba isocronal modificada	144
Figura 4.17 ΔP^2 vs. q para una prueba isocronal modificada	144
Figura 4.18 Prueba isocronal modificada	145
Figura 4.19 Curva de capacidad en la cabeza del pozo	147

ÍNDICE DE TABLAS

	Página
Tabla 1.1 Clasificación de los yacimientos de aceite	14
Tabla 1.2 Clasificación de los yacimientos de gas	14
Tabla 2.1 Variables reales	42
Tabla 3.1 Coeficientes para a y b	55
Tabla 3.2 Valores de la constante b, para determinar a_n	95
Tabla 3.3 Influencia de los efectos de alta velocidad sobre los valores de permeabilidad y daño	106
Tabla 3.4 Valores de daño mecánico con diferentes métodos	106
Tabla 3.5 Ecuaciones a utilizar de acuerdo al grado de desviación de un pozo	111
Tabla 4.1 Pesos moleculares y propiedades críticas	117
Tabla 4.2 Composiciones típicas de mezclas provenientes de yacimientos de gas	134
Tabla 4.3 Rango de parámetros de propiedades para yacimientos de gas seco y gas condensado	135
Tabla 5.1 Matriz de procedimientos para el análisis del comportamiento de afluencia (IPR)	149
Tabla 5.2 Métodos disponibles para la evaluación de curvas de IPR y condiciones para las que aplican	150
Tabla 5.3 Métodos de IPR en programas especializados	152

RESUMEN

En la industria petrolera es indispensable conocer el tipo de yacimiento y el hidrocarburo que se encuentra almacenado, ya que de acuerdo a ello se determinarán las formas de explotación de los mismos. En este trabajo de tesis se presentan los procedimientos disponibles en la literatura hasta la fecha para determinar el comportamiento de afluencia para los diferentes tipos de yacimiento y fluidos.

En el primer capítulo se describen las diferentes clasificaciones de los yacimientos así como los mecanismos de empuje que pueden presentarse, lo anterior resulta de gran relevancia ya que a partir de esto se seleccionará un método para calcular el IPR.

En el capítulo II se trata el tema de fluidos en medios porosos, para lo cual se definen las propiedades de la roca y de los fluidos dentro del yacimiento. Se muestran las ecuaciones que permiten representar el problema del flujo de fluidos dentro del yacimiento. Cabe señalar que el comportamiento de afluencia es un problema de flujo de fluidos en el medio poroso el cual se puede modelar a partir de información obtenida de resolver el problema de difusión para condiciones de frontera interna a gasto o presión de fondo constante.

Los métodos para evaluar el comportamiento de afluencia de pozos de aceite son presentados en el capítulo III. Se presentan los métodos así como la información requerida para emplear cada uno de ellos. Se presentan los métodos a utilizar en pozos de aceite saturado y bajosaturado, cuando se tiene una fase de agua móvil, cuando se tienen efectos inerciales y gravitacionales, así mismo los métodos para analizar el comportamiento en pozos horizontales y en yacimientos naturalmente fracturados. Los métodos para la predicción de curvas de IPR también son tratados en este capítulo, así como lo referente a pruebas isocronales en pozos de aceite.

El comportamiento de afluencia en pozos de gas es tratado en el capítulo IV, partiendo de las propiedades del gas y de la teoría de flujo de gas en medios porosos, los métodos para generar las curvas de IPR, además de las pruebas de flujo después del flujo, pruebas isocronales convencional y modificada.

En el último capítulo se presenta en forma condensada la matriz de procedimientos actualizada para evaluar el comportamiento de afluencia por lo cual es necesario contar con la mayor información posible de las características del yacimiento a estudiar, en este sentido, se

presentan en una tabla las condiciones bajo las que es posible aplicar cada método. Asimismo, se presenta un análisis general sobre los programas especializados existentes en la industria que permitirán definir el comportamiento de IPR.

Al final de la tesis, se presentan las conclusiones y recomendaciones, así como la bibliografía actualizada utilizada en el presente trabajo.

INTRODUCCIÓN

La importancia de establecer en forma aproximada el comportamiento de afluencia de los pozos tiene implicaciones técnicas y económicas muy importantes, ya que con base a su cálculo se podrán conocer no sólo las condiciones de flujo en la vecindad de los pozos y su efecto sobre la productividad, sino la capacidad de la formación para producir fluidos y con ello establecer los valores máximos de producción esperados. Así mismo, de la correcta evaluación de las curvas de IPR (Inflow Performance Relationships) se podrá definir el mejor diseño del sistema integral de producción acorde a la capacidad real de producción del sistema pozo-yacimiento, en donde el tipo de yacimiento y fluidos producidos son parámetros de análisis muy importantes.

Las curvas de afluencia, son construidas con base a datos de pruebas de presión-producción, y son utilizadas para conocer el potencial de los pozos. En la industria petrolera es indispensable conocer cómo fluirán los hidrocarburos del yacimiento al pozo y como producirlos de la mejor manera.

El objetivo de esta tesis es presentar en forma condensada todos los métodos disponibles en la literatura técnica para que los estudiantes y profesionales tengan un punto de referencia para entender mejor el rango de aplicabilidad de los procedimientos para realizar la evaluación del comportamiento de afluencia y otros parámetros inherentes a las condiciones y regímenes de flujo en la vecindad de los pozos.

Existen diversos métodos, pero es importante tener en cuenta en qué condiciones es aplicable cada uno de ellos, cabe mencionar que dichas condiciones están referidas al tipo de fluido, a las características petrofísicas del yacimiento, al mecanismo de empuje, terminación del pozo, y otros efectos.

Uno de los retos de la industria petrolera es el mantenimiento y la optimización de la producción, para esto es indispensable el uso de métodos que sean aptos como herramientas, que nos permitan realizar un análisis de las condiciones de producción de los pozos y con esto poder mejorar las condiciones de flujo en todo el sistema integral de producción.

I. ANTECEDENTES

I.1. INTRODUCCION

En este capítulo se verán las diferentes clasificaciones de los yacimientos y sus propiedades, esto con la finalidad de conocer las características y comportamientos más importantes. También se muestra lo referente a los mecanismos de empuje y cómo está conformado el sistema integral de producción.

I.2. TIPO DE YACIMIENTOS

A lo largo de la historia de la industria petrolera se han encontrado diferentes tipos de yacimientos, los cuales han sido definidos ya sea desde el punto de vista geológico como de ingeniería de yacimientos. En el primer caso, los yacimientos son clasificados de acuerdo con el tipo de roca almacenadora y el tipo de trampa geológica; mientras que en el segundo son clasificados de acuerdo al tipo de fluidos almacenados en el yacimiento así como de la presión inicial.

Punto de vista geológico

La roca almacenadora es parte fundamental de los yacimientos, por ello es que es la base de una clasificación. La porosidad de las rocas almacenadoras es el parámetro a considerar para definir el tipo de yacimiento, parámetro que permitirá conocer la cantidad de hidrocarburo contenido en la roca. Las rocas almacenadoras son (ver Fig. 1.1):

- **ARENISCAS:** son arenas cementadas por material calcáreo o silicoso.
- **ARENAS:** Su porosidad se debe a la textura de los fragmentos que la forman. Pueden ser arenas limpias o sucias, éstas con limo, cieno, lignita, bentonita, etc.
- **CALIZAS POROSAS CRISTALINAS:** su porosidad primaria es muy baja, es inter-cristalina, puede tener espacios porosos muy importantes debidos a disolución.
- **CALIZAS OOLÍTICAS:** su porosidad es inter-nodular.
- **CALIZAS DETRÍTICAS:** están formadas por la acumulación de fragmentos de materiales calcáreos.

- CALIZAS FRACTURADAS Y/O CAVERNOSAS: generalmente son muy permeables debido al fracturamiento y a la comunicación entre cavernas.
- CALIZAS DOLOMITICAS: son carbonatos secundarios, resultantes del reemplazo de calizas preexistentes.

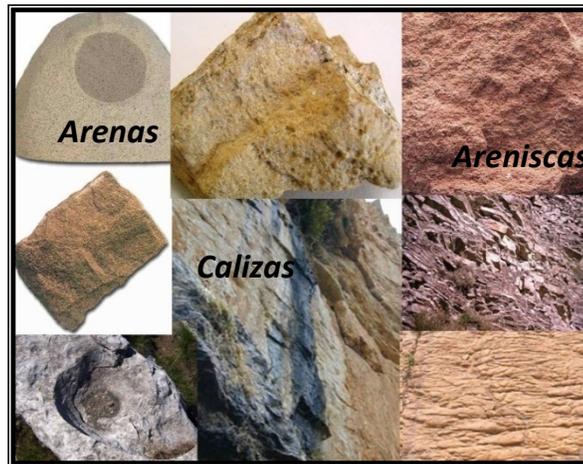


Figura 1.1 Tipo de rocas almacenadoras.

A medida que los sedimentos se depositaron en los mares hace tiempo, el agua fue el primer fluido que llenó el espacio poroso, esta agua se denomina agua connata. Un método común de clasificación de la porosidad se basa en la condición de que si la porosidad se formó inicialmente o si fue producto de una diagénesis, también conocida como dolomitización, que es el proceso mediante el cual la caliza se transforma en dolomita; catagénesis, o campo de esfuerzos. La porosidad es clasificada como:

Porosidad primaria: La cual se desarrolló al mismo tiempo que los sedimentos cuando estos fueron depositados. Las rocas sedimentarias con este tipo de porosidad son las areniscas (detríticas o clásticas) y calizas (no detríticas).

La porosidad primaria a su vez se clasifica en porosidad intercrystalina e intergranular, la primera se refiere a los espacios existentes entre los planos de un cristal o espacios vacíos entre cristales (ver Fig. 1.2), muchos de estos poros son sub-capilares; es decir, poros menores de 0.002 mm de diámetro; mientras que la segunda es función del espacio vacío entre granos (ver Fig. 1.3). Esta porosidad comprende tamaño sub-capilar a super-capilar. Generalmente, los espacios tienen un diámetro mayor de 0.5 mm. En la porosidad intergranular, la porosidad efectiva es casi equivalente a la total.

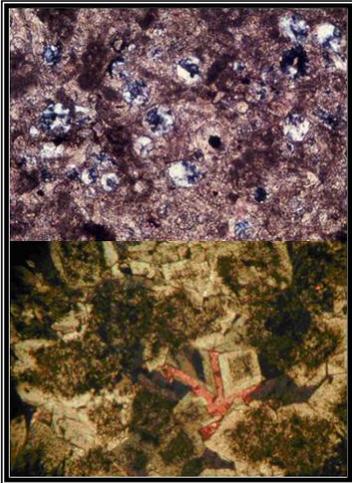


Figura 1.2 Porosidad intercrystalina.

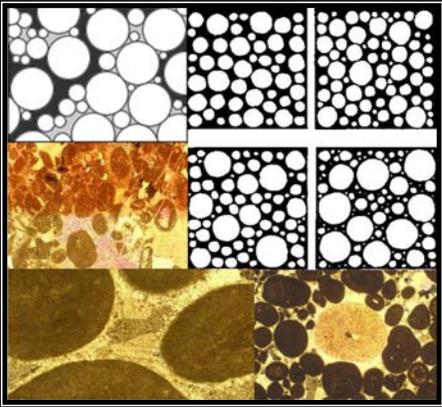


Figura 1.3 Porosidad intergranular.

La porosidad intragranular también forma parte de la porosidad primaria y es la más típica de fragmentos esqueléticos, y raramente se conserva (ver Fig. 1.4).



Figura 1.4 Porosidad intragranular.

Porosidad secundaria, inducida o vugular: Ocurre por un proceso geológico o artificial subsiguiente a la depositación de sedimentos (ver Fig. 1.5). Puede ser debida a la solución o fractura (artificial o natural) o cuando una roca se convierte en otra (caliza a dolomita). La porosidad secundaria es el resultado de un proceso geológico (diagénesis y catagénesis) que tomó lugar después de la depositación de los sedimentos. La magnitud, forma, tamaño e interconexión de los poros podría no tener relación directa de la forma de las partículas sedimentarias originales.

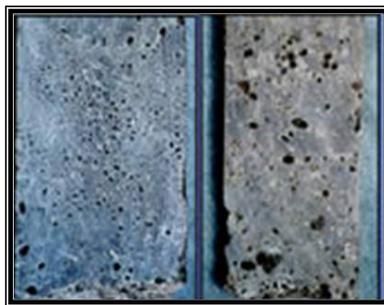


Figura 1.5 Porosidad vugular.

La porosidad secundaria se clasifica en porosidad de disolución y porosidad de fractura, la primera integrada por canales resultantes de la disolución del material rocoso por acción de soluciones calientes o tibias que circulan a través de la roca (ver Fig. 1.6). Las aperturas causadas por meteorización (juntas alargadas y cavernas) y espacios vacíos causados por organismos vivientes pueden sufrir alargamiento debido a dilución. Dentro de esta clasificación se encuentran la porosidad móldica y la oomóldica. La porosidad móldica (ver Fig. 1.7) es desarrollada por disolución preferencial de fragmentos de conchas y otras partículas dejando

espacios vacíos que previamente habían sido ocupados por dichas partículas y la porosidad oomóldica (ver Fig. 1.8) es la desarrollada en calizas oolíticas dejando espacios vacíos debido a la disolución de los ooides principalmente.

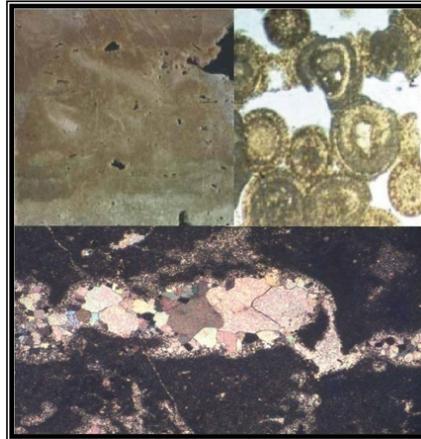


Figura 1.6 Porosidad por disolución.

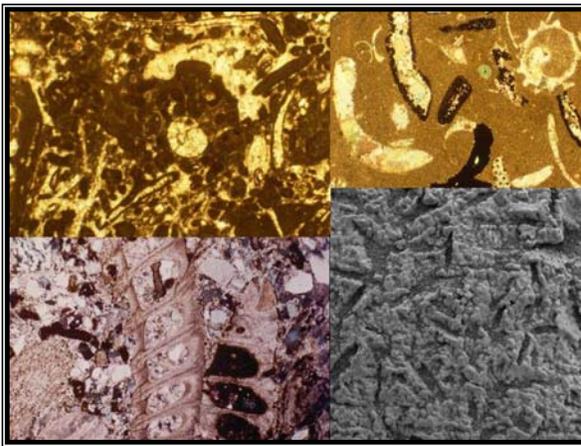


Figura 1.7 Porosidad móldica.

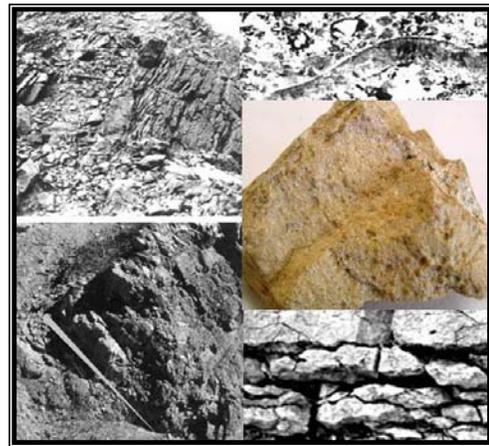


Figura 1.8 Porosidad oomóldica.

La porosidad de fractura se presenta con aperturas en la roca producto del fallamiento estructural de las rocas del yacimiento debido a tensión originada por actividades tectónicas tales como doblamiento y falla (ver Fig. 1.9).

También existe la porosidad fenestral que es el tipo de porosidad propia de las rocas y sedimentos carbonáticos de grano fino, consistente en agrupaciones de poros de tamaño milimétrico de contorno irregular alineados horizontalmente (ver Fig. 1.10).

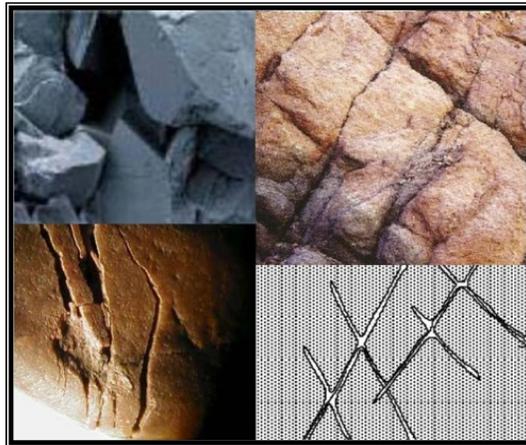


Figura 1.9 Porosidad de fractura.



Figura 1.10 Porosidad fenestral.

La segunda clasificación del tipo de yacimientos fue hecha conforme a la variedad de formas en las que se asientan las capas de la tierra. A tan variadas formas se les dio el nombre de trampas geológicas, que son rasgos geológicos que permiten la acumulación del petróleo que migra, y su preservación es por un cierto intervalo de tiempo. La clasificación es la siguiente:

- **TRAMPAS ESTRUCTURALES:** Son producto de una deformación tectónica como los anticlinales que típicamente tienen un cierre múltiple y la contra falla que puede ser contra el cierre del bloque alto o bloque bajo; las trampas estructurales pueden ser dominadas por pliegues o por fallas (ver Fig. 1.11 y 1.12).

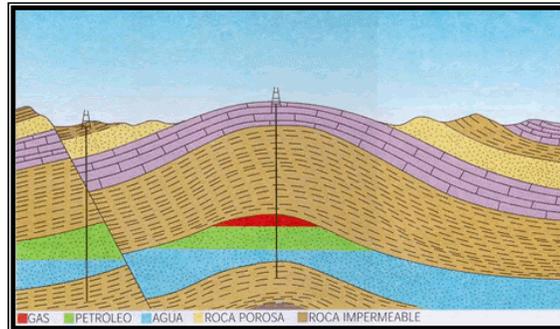


Figura 1.11 Trampa estructural.

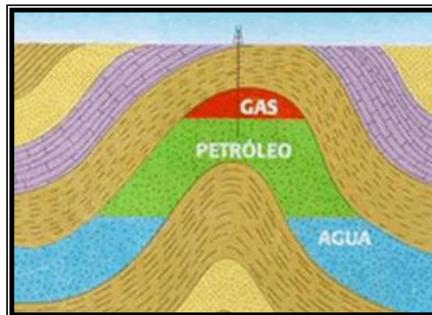


Figura 1.12 Trampa por pliegue anticlinal.

- **PENETRACIÓN DE DOMOS SALINOS:** Es la entrada en un relieve anticlinal en el que el buzamiento de los estratos se dirige en todas direcciones a partir de un punto central. Es en realidad, un anticlinal abombado por las fuerzas internas que elevan los estratos ejerciendo presión hacia arriba en un punto o a lo largo de una línea relativamente corta (ver Fig. 1.13). Cuando el motivo de dicho abombamiento es la formación de una intrusión ígnea, los estratos superficiales levantados resultan rápidamente erosionados y llegan a conformar estructuras de crestas concéntricas conformadas por los estratos más resistentes a la erosión.

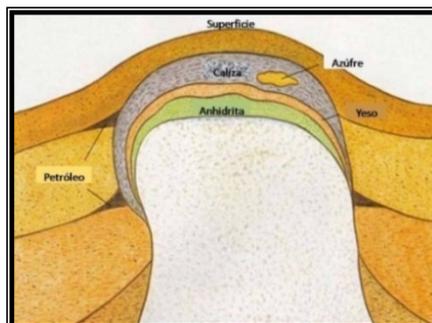


Figura 1.13 Domo salino.

- **FALLAS GEOLÓGICAS:** Son discontinuidades que se forman en las rocas superficiales de la tierra por fractura, cuando las fuerzas tectónicas superan la resistencia de las rocas. La zona de ruptura tiene una superficie generalmente bien definida denominada plano de falla y su formación va acompañada de un deslizamiento de las rocas tangencial a este plano (ver Fig. 1.14). Las fallas pueden establecerse en sellos cuando se yuxtaponen litologías permeables con impermeables; cuando la falla se cubre con un material impermeable o draga una litología impermeable o cuando actúan fenómenos diagenéticos a lo largo de la falla (cristalización).

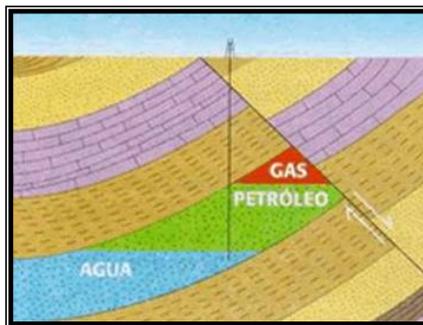


Figura 1.14 Trampa por falla.

- **TRAMPAS ESTRATIGRÁFICAS:** Se presentan por cambio de facies, por discordancias, por disminución de la permeabilidad o por acuñamiento (ver Fig. 1.15), y a su vez pueden especificarse como primarias y secundarias: las primeras por cambios durante el depósito, el almacén termina debido a cambios de facies; por truncamiento la unidad almacenadora se trunca (corta) contra una discordancia; las segundas, por cambios diagenéticos que destruyen el yacimiento (echado arriba) o crean un yacimiento (echado abajo).

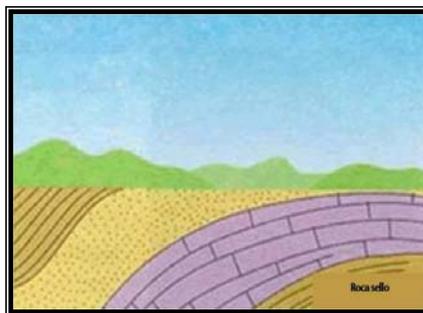


Figura 1.15 Trampa estratigráfica.

- **MIXTAS:** Intervienen más de un tipo de los anteriores (ver Fig. 1.16).

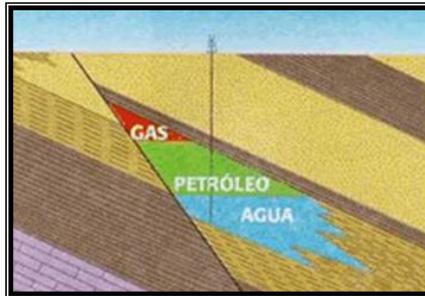


Figura 1.16 Trampa mixta.

Yacimientos carbonatados y siliciclásticos

Los yacimientos carbonatados pueden ser muy grandes aunque sus poros llegan a ser microscópicos; la permeabilidad de la matriz puede ser demasiado baja, mientras que los fluidos fluyen a través de las fracturas, estas variaciones de acuerdo con los yacimientos donde se tienen areniscas hace mucho más difícil la explotación y evaluación de dichos yacimientos.

Las rocas sedimentarias carbonatadas se diferencian de las rocas sedimentarias siliciclásticas de varias maneras. Las rocas siliciclásticas se forman a medida que los sedimentos son desplazados, se depositan y litifican, o se compactan y cementan en roca sólida. La mayor parte de los carbonatos se desarrollan a partir de los sedimentos biogénicos formados por actividad biológica, como la creación de arrecifes y la acumulación de restos de organismos en el fondo marino. Otros tipos se forman a medida que el agua se evapora de las cuencas poco profundas, o como precipitados de las aguas marinas (ver Fig. 1.17). Normalmente, los fragmentos que componen la mayor parte de los carbonatos han viajado mucho menos que los sedimentos siliciclásticos.



Figura 1.17 Rocas carbonatadas.

Las rocas siliciclásticas son predominantemente areniscas y lutitas que contienen una gran variedad de minerales y partículas, incluidos el cuarzo, el feldespato, los minerales de arcilla, fragmentos de rocas preexistentes y restos de plantas o animales (ver Fig. 1.18). Los carbonatos están compuestos por un grupo más limitado de minerales, preferentemente calcita y dolomita. Otros minerales que normalmente están menos presentes en los carbonatos son el fosfato y la glauconita; entre los minerales secundarios se incluyen la anhidrita, el horsteno, el cuarzo, los minerales de arcilla, la pirita, la anquerita y la siderita. Estas diferencias dan como resultado sistemas de clasificación completamente diferentes para las rocas clásticas y las carbonatadas. Las rocas clásticas se distinguen por la composición y el tamaño de los granos, y los carbonatos se diferencian por factores como la textura depositacional, los tipos de grano o de poro, la composición de la roca, o la diagénesis.

La diagénesis de los carbonatos puede modificar de manera significativa la permeabilidad y el espacio entre los poros. Los carbonatos son altamente susceptibles a la disolución; los granos se pueden disolver para formar un nuevo espacio entre poros, y la disolución a lo largo de las fracturas y planos de estratificación puede producir grandes cavidades. Normalmente, la diagénesis clástica no implica un cambio en la mineralogía. Sin embargo, la diagénesis de los carbonatos generalmente implica reemplazar la calcita y la aragonita originales por la dolomita mineral, un proceso denominado dolomitización, que puede mejorar las características productoras de hidrocarburos.



Figura 1.18 Sedimentos siliciclásticos.

Si bien normalmente las rocas clásticas y carbonatadas se encuentran sepultadas, compactadas y cementadas, los sedimentos carbonatados contienen importantes cantidades de los minerales metaestables aragonita y calcita de magnesio; la calcita en sí se disuelve fácilmente y vuelve a precipitar mediante la percolación de los fluidos alojados en los poros. Por lo tanto, es más probable que los carbonatos sufran disolución, reemplazo mineralógico y recristalización. Estos

efectos varían según la temperatura, la química de los fluidos de los poros y la presión. Comúnmente, la diagénesis de los carbonatos comienza con la cementación marina y el barrenado producidos por los organismos en la interfase sedimento-agua previa al depósito. Continúa a través del depósito poco profundo con la cementación, disolución y recristalización, con un sepultamiento más profundo, donde los procesos de disolución conocidos como disolución por presión pueden formar elementos tales como las estilolitas.

Punto de vista de la Ingeniería de Yacimientos

Los sistemas de hidrocarburos encontrados en los yacimientos petroleros presentan un comportamiento de fases múltiple dentro de un rango bastante amplio de presiones y temperaturas. Para comprender mejor lo anterior es conveniente definir lo que es una fase, la cual es considerada como cualquier parte homogénea de un sistema que físicamente es diferente y está separado de las otras partes por un sistema de fronteras.

El comportamiento de un fluido en un yacimiento a lo largo del período de explotación se determina por la forma de su diagrama de fase o PVT, y la posición de su punto crítico; para un sistema formado por un solo componente, el punto crítico implica el estado crítico de un componente puro y representa el estado límite (máximos valores de presión y temperatura) para la coexistencia de dos fases (por ejemplo, líquido y gas).

La clasificación general de los yacimientos de acuerdo a su comportamiento PVT se realiza en función de la localización del punto crítico; estos son:

- Yacimientos de aceite, $T_y < T_c$ de la mezcla
- Yacimientos de gas, $T_y > T_c$ de la mezcla

en donde: T_y es la temperatura del yacimiento y T_c es la temperatura crítica del componente puro ($^{\circ}R$).

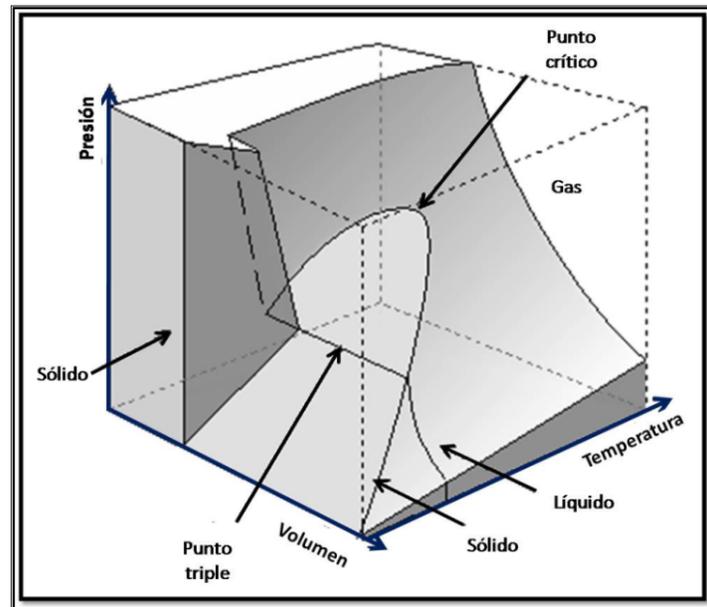


Figura 1.19 Diagrama de fases (McCain, 1990).

Los diagramas de fase son esquemas en donde se expresan los resultados experimentales o modelos matemáticos de las condiciones de los comportamientos tanto de la mezcla de dos componentes como de las mezclas multicomponentes. Los diagramas de fase se emplean esencialmente para clasificar los yacimientos petroleros en función del tipo de fluidos que contiene (ver Fig. 1.20), clasificar los sistemas de hidrocarburos que ocurren en forma natural y para describir el comportamiento de fase de los fluidos del yacimiento (McCain, 1990).

Una definición más generalizada de punto crítico aplicable a un sistema con un componente o multicomponente es, el estado de condición de presión y temperatura para el cual las propiedades intensivas de las fases líquida y gaseosa son idénticas.

Una propiedad intensiva es aquella que presenta el mismo valor para cualquier parte de un sistema homogéneo así como para el sistema total (por ejemplo, una propiedad que es independiente de la masa del sistema). La presión, temperatura, densidad, composición y viscosidad son ejemplos de propiedades intensivas.

A la temperatura y a la presión representadas por el punto crítico C, se les denomina la presión crítica, p_c , y la temperatura crítica, T_c . Para una sustancia pura, la presión crítica se define como la presión por arriba de la cual el líquido y el gas no pueden coexistir independientemente de la temperatura que se aplique. Para una sustancia pura, la temperatura crítica se define como la temperatura por arriba de la cual el gas no puede ser licuado, independientemente de la

presión que se le aplique. Estas definiciones de P_c y T_c no son válidas para sistemas con más de un componente.

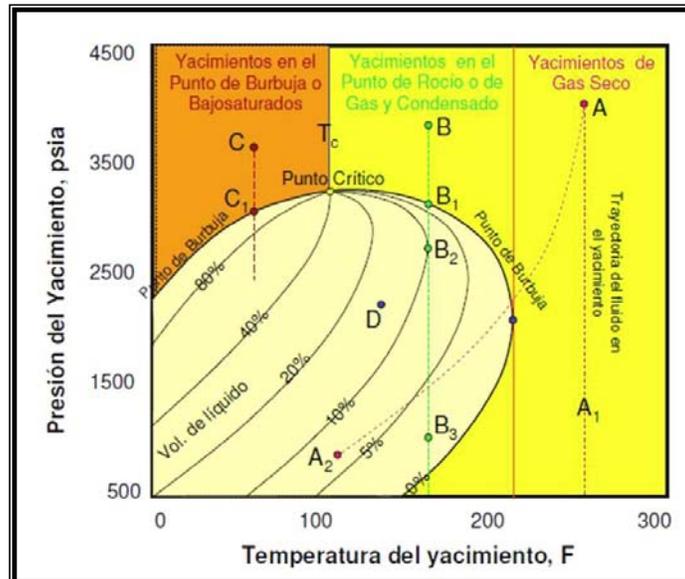


Figura 1.20 Clasificación de yacimientos de acuerdo al diagrama de fases (McCain, 1990).

Los yacimientos pueden ser clasificados de acuerdo a la presión inicial que presentan.

1. Yacimientos de aceite bajosaturado, cuando la $P_i > P_b$, la presión inicial del yacimiento es mayor que la presión de saturación.
2. Yacimientos de aceite saturado, cuando la $P_i = P_b$, su presión inicial es igual o menor que la presión de saturación.
3. Yacimientos de aceite saturado con casquete de gas, cuando la $P_i < P_b$, en los cuales el gas, por el fenómeno de segregación gravitacional se localiza sobre una fase de aceite, el gas se encuentra generalmente acumulado en la parte culminante de la trampa.

Existen cinco tipos de yacimientos en función del fluido contenido:

Para yacimientos de aceite, McCain (1990) presenta la siguiente clasificación:

Mc Cain	Tarek Ahmed
Aceites negros	Aceites negros ordinarios
	Aceites de bajo encogimiento
Aceites volátiles	Aceites de alto encogimiento
	Aceites crudos cercanos al punto crítico

Tabla 1.1 Clasificación de los yacimientos de aceite (McCain, 1990).

Los yacimientos de gas son clasificados como:

Mc Cain	Tarek Ahmed
Gas y condensado	Gas retrógrado-condensado
Gas húmedo	Gas y condensado cerca del punto crítico
Gas seco	Gas húmedo
	Gas seco

Tabla 1.2 Clasificación de los yacimientos de gas (McCain, 1990).

- Yacimiento de aceite negro: Está formado por una variedad de especies químicas que incluyen moléculas largas, pesadas y no volátiles.
- Yacimiento de aceite volátil: Son yacimientos que contienen aceite con pocas moléculas pesadas y mayor cantidad de moléculas intermedias (etano, propano, butano, pentano y hexano) en relación a las que contienen los aceites negros. La temperatura de estos yacimientos es ligeramente mayor a la crítica.
- Yacimiento de gas y condensado: A condiciones iniciales los fluidos de estos yacimientos están en una sola fase, que es la gaseosa. La composición será la misma hasta que, debido a la extracción, se alcance la presión de rocío, en este momento se iniciará la condensación de líquido en los poros del yacimiento, por lo que la composición del gas producido cambiará en la superficie, disminuyendo su contenido de líquido y aumentando consecuentemente, la relación de gas-aceite producido.
- Yacimiento gas húmedo: Este término es manejado para identificar o definir al líquido hidrocarburo que se condensa a condiciones de superficie.

- Yacimiento gas seco: Indica que el gas no contiene suficientes moléculas de hidrocarburos pesados para formar hidrocarburos líquidos a las condiciones de presión y temperatura de superficie.

El tipo de fluido de un yacimiento debe identificarse en el momento que este es descubierto o durante las primeras etapas de la vida de explotación del mismo. El conocimiento del tipo de fluido contenido en un yacimiento es un factor sumamente importante ya que de eso dependerán infinidad de decisiones que se deben tomar para realizar una óptima explotación del yacimiento.

El conocimiento del tipo del fluido que se encuentra en un yacimiento permite optimizar actividades como: los métodos de muestreo de fluidos, las características del equipo superficial para manejo y conducción de la producción, los métodos de cálculo del volumen original de hidrocarburo, las condiciones del yacimiento, las técnicas de estudio del comportamiento del yacimiento, el plan de explotación incluyendo la selección de métodos de recuperación primaria, secundaria y/o mejorada para estimar las reservas de hidrocarburos.

I.3. MECANISMOS DE EMPUJE

Desde el punto de vista de ingeniería el mecanismo de empuje predominante representa otra forma de clasificar yacimientos.

Los mecanismos de empuje son procesos que permiten recuperar los hidrocarburos de manera natural (Garaicochea y Bashbush, 1987). El gradiente de presión existente a grandes profundidades obliga al fluido a desplazarse del yacimiento hacia los pozos, dicho movimiento de los fluidos debe ser justificado con el movimiento de algún otro fluido dentro del yacimiento; es decir, otro material debe llenar los espacios que se van desalojando cuando el fluido se encuentra en traslado y mantener la presión suficiente para continuar el movimiento de todos los fluidos. Los mecanismos de empuje son:

1. Expansión del sistema roca-fluidos
2. Empuje por gas disuelto liberado
3. Empuje por capa de gas o casquete de gas
4. Empuje por agua o empuje hidráulico
5. Desplazamiento por segregación gravitacional

La **expansión del sistema roca-fluido** es un proceso que se lleva a cabo en los yacimientos bajosaturados, hasta que se alcanza la presión de saturación, debido a la expansión del sistema se tiene la expulsión de los fluidos y como consecuencia producción de los mismos. Los principales elementos de este proceso son el aceite, el agua congénita y la roca, estos tres se expanden desalojando hacia los pozos productores el aceite contenido en los poros del yacimiento. En este caso existe liberación de gas disuelto en el aceite, la cual se lleva a cabo en la tubería de producción, al nivel en que se obtiene la presión de saturación. La relación de gas aceite producida permanece, por lo tanto, constante durante esta etapa de explotación al igual que la relación de solubilidad. La saturación de aceite prácticamente no varía, y la porosidad, la viscosidad y permeabilidad absoluta disminuyen ligeramente, por tal motivo el índice de productividad permanece prácticamente constante.

El **empuje por gas disuelto liberado** se presenta cuando al alcanzarse la presión de saturación, el agua intersticial y la roca continúan expandiéndose, en realidad pareciera que su efecto resultara despreciable puesto que la compresibilidad del gas es mucho mayor que la de los otros elementos de la formación. El gas liberado no fluye en un principio a los pozos, sino que se acumula en forma de pequeñas burbujas aisladas, las cuales por motivo de la declinación de la presión llegan a formar posteriormente una fase continua que permitirá el flujo de gas hacia los pozos. También puede presentarse el flujo de la fase gaseosa discontinua por separación parcial del gas estancado, cuando la presión del gas excede a la presión del aceite que lo confina.

El gas liberado llena totalmente el espacio desocupado por el aceite producido. La saturación de aceite disminuirá constantemente, a causa de su producción y encogimiento por la liberación del gas disuelto; por lo tanto, mientras que la permeabilidad al aceite disminuye continuamente, la permeabilidad al gas aumentará. El gas fluirá más fácilmente que el aceite, debido a que es más ligero, menos viscoso y a que su trayectoria se desplaza por la parte central de los poros.

El **empuje por casquete de gas** consiste en la invasión progresiva de la zona de aceite por gas, la invasión no es libre totalmente; es decir, que con ella se desplaza direccionalmente cierta cantidad de aceite fuera de la zona de gas libre y hacia los pozos productores. Para que este proceso se presente se requiere en primer lugar, que la parte superior del yacimiento contenga alta saturación de gas y, en segundo, que se tenga un continuo crecimiento de la zona ocupada por el casquete de gas.

Una ventaja que se tiene al encontrar el mecanismo de empuje por casquete de gas es que favorece a la obtención de producciones de aceite de la sección del yacimiento que no contiene gas libre, reteniéndose, en la parte superior del yacimiento, el gas libre que se utiliza para desplazar el aceite.

Si el volumen de gas libre inicialmente presente en el yacimiento es grande, comparado con el volumen total original de aceite, y si no se produce gas libre durante la explotación, la declinación de la presión requerida para la invasión total de la zona de aceite por el casquete de gas será ligera y el comportamiento del yacimiento se aproximará al obtenido con la inyección de gas.

El **empuje hidráulico** tiene lugar en la interfase agua-aceite (w/o), que es móvil, en este proceso el agua invade y desplaza al aceite progresivamente, desde las fronteras exteriores del yacimiento hacia los pozos productores. Se dice que este mecanismo resulta efectivo (que el aceite sea totalmente recuperado por dicho proceso), si su magnitud es suficiente para mantener la presión del yacimiento o sólo permita un pequeño abatimiento de la misma.

Para que el empuje hidráulico se presente en un yacimiento se deben tener, una fuente adecuada que suministre el agua que desplazará a los hidrocarburos, y una presión diferencial entre la zona de aceite y la zona de agua que induzca y mantenga la invasión y desplazamiento del hidrocarburo. Cabe mencionar que este mecanismo puede ser natural o artificial, para que se presente de manera natural, como ya se mencionó anteriormente, debe haber disponible un gran volumen de agua en la misma formación, sin barreras entre el aceite y el agua, y la permeabilidad de la formación facilitará su filtración.

Tan pronto como el agua invada la zona de aceite y desplace cierta cantidad del mismo, la saturación de agua aumenta, la formación adquiere e incrementa su permeabilidad y ésta tiende a fluir junto con el aceite. Como agente desplazante, el agua tiene una ventaja respecto al gas, ya que debido a su menor movilidad (mayor viscosidad), el volumen dado de agua introducido en el espacio poroso desalojará más aceite que el mismo volumen de gas y se acumulará también en mayor grado, mostrando menos tendencia que el gas a fluir a través del aceite.

La **segregación gravitacional** es la tendencia que tienen el aceite, el gas y el agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades; el drene por gravedad está presente activamente en la recuperación del aceite. Los yacimientos presentan condiciones adecuadas para que se dé

la segregación de los fluidos que contienen, esto es cuando tienen espesores grandes y/o alto relieve estructural, alta permeabilidad y cuando los gradientes de presión presentes no influyen de manera representativa en el movimiento de los fluidos.

La recuperación en yacimientos donde se tiene desplazamiento por segregación gravitacional es sensible al ritmo de producción, esto quiere decir, que si se tienen producciones aunque no sean considerables, mientras menores sean los gastos, menores serán los gradientes de presión y mayor la segregación.

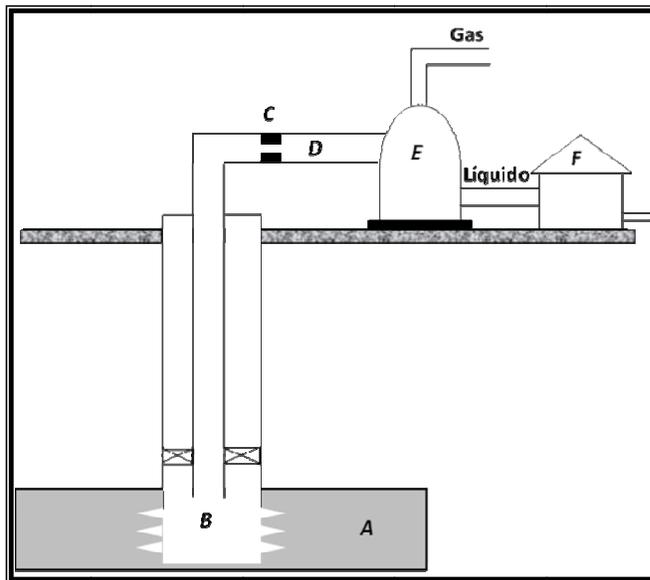
Además de cada uno de los mecanismos de empuje, puede presentarse en un yacimiento una combinación de estos, ya que un yacimiento puede comenzar a actuar con uno de ellos y con el paso del tiempo cambiar, por su comportamiento y condiciones, a otro mecanismo de desplazamiento.

I.4. SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN

El sistema integral de producción juega un papel trascendental en la producción de hidrocarburos, ya que como su nombre lo dice es un sistema que conjunta diferentes elementos para que se tenga un medio de transporte de los fluidos desde el yacimiento hasta la superficie (Economides, 1994).

Cualquier pozo es perforado y terminado con la finalidad de extraer el aceite o el gas contenido en el yacimiento. El transporte de estos fluidos requiere la energía suficiente para superar las pérdidas por fricción en el sistema y así levantar los fluidos hasta la superficie. Cabe señalar que la tasa de producción óptima definida a través de un análisis nodal debe ser establecida con base a los resultados del estudio del comportamiento de afluencia del pozo o IPR.

El sistema de producción puede ser relativamente simple o puede incluir muchos componentes en los que la energía disminuye y las pérdidas de presión se incrementan. Los elementos que conforman un sistema integral de producción son indicados en la siguiente figura:



- A: Yacimiento
- B: Pozo
- C: Estrangulador
- D: Tubería de descarga
- E: Separador y equipo de procesamiento
- F: Tanque de almacenamiento

Figura 1.21 Sistema integral de producción (Beggs, 1991).

El **yacimiento** es la porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema hidráulicamente interconectado. El pozo es el agujero que se hace a través de la roca hasta llegar al yacimiento y a través del cual se introducen tuberías y otros equipos con el fin de establecer una comunicación entre los fluidos que se encuentran en el yacimiento hasta la superficie.

El **estrangulador** es un accesorio instalado en los pozos productores para establecer una manera de control y/o restricción al flujo de fluidos y así obtener un gasto deseado, prevenir la conificación de agua y producción de arena, cuidando principalmente la seguridad de las instalaciones superficiales. Otra función que tiene la instalación de un estrangulador superficial en un pozo es conservar la energía natural del yacimiento, asegurando una declinación más lenta de su presión.

La **tubería de descarga** cumple con la función de ser un conducto a través del cual se transporta la mezcla de hidrocarburos y agua desde la cabeza del pozo hasta la batería de separación. Es importante mencionar que los costos del transporte de aceite y de gas disminuyen cuando la capacidad de manejo se incrementa, lo anterior se logra, si el aceite, el gas y el agua producidos se transportan en tuberías de diámetro óptimo para una capacidad determinada.

Los **separadores y el equipo de procesamiento** son equipos utilizados para separar la mezcla de aceite, gas y agua que proviene del pozo; pueden ser verticales, horizontales o esféricos. Las

relaciones gas-aceite de las mezclas de aceite y gas disminuyen en ocasiones, debido a las cabezadas de líquido que repentinamente se presentan, siendo estas más frecuentes cuando los pozos producen artificialmente.

Los **tanques de almacenamiento** son recipientes metálicos de gran capacidad para almacenar la producción de hidrocarburos; pueden ser instalados en tierra firme o pueden ser buque-tanques, ambos con grandes capacidades. Es de vital importancia durante el diseño de un tanque, las condiciones a las que este va a operar, esto incluye básicamente: presión y temperatura de trabajo. La presión de trabajo está en función de la presión de vapor del fluido que se almacenará además de otros factores.

El gasto de producción dependerá directamente de las caídas de presión que se presenten a través del sistema integral de producción en cada uno de sus elementos, y en donde la construcción de la curva de afluencia resulta fundamental, y de ahí la importancia a su correcta determinación. En la Fig. 1.22 se muestran las presiones correspondientes a cada elemento que conforma el sistema integral de producción.

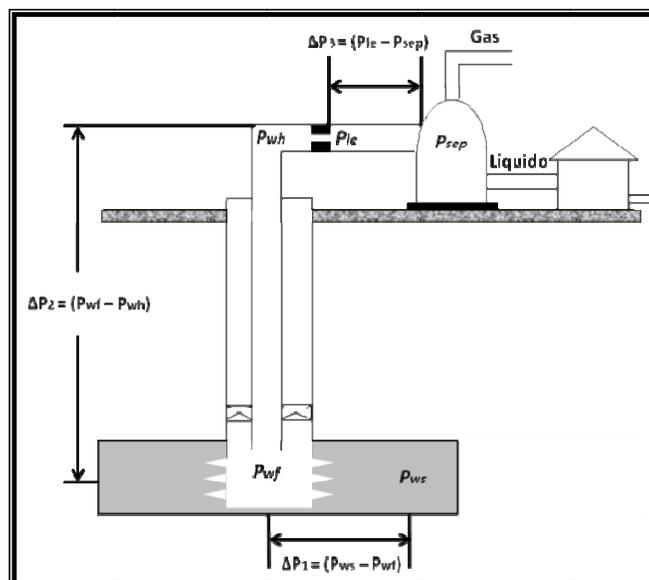


Figura 1.22 Caídas de presión en un sistema integral de producción básico (Beggs, 1991).

En la Fig. 1.22 se observan las caídas de presión que existen a través del sistema integral de producción, el componente más importante de un sistema integral es el yacimiento. En esta área de flujo la pérdida de energía se encuentra en un rango de 10 a 30 % del total. En consecuencia, el flujo hacia el pozo depende de la caída de presión en el yacimiento hasta el

fondo del pozo; es decir, la presión estática menos la presión de fondo fluyendo ($P_{ws} - P_{wf}$). La relación entre el gasto y la caída de presión ocurrida en el medio poroso es muy compleja y depende de los parámetros tales como propiedades de los fluidos, propiedades de las rocas, saturación de los fluidos contenidos en la roca, daño a la formación, turbulencia y mecanismos de empuje.

La cantidad de gas y aceite que fluye hacia el pozo desde el yacimiento, depende de la presión en el sistema de producción, por consiguiente, el sistema de producción debe ser analizado como unidad. La producción de un pozo puede ser a menudo restringida por el comportamiento de un solo componente en el sistema. Si el efecto de cada componente sobre el comportamiento del sistema de producción puede ser analizado de forma aislada, el comportamiento del sistema podrá ser optimizado.

Un método que permite analizar el comportamiento del sistema integral de producción además de determinar la capacidad de producción para cualquier combinación de componentes es el “análisis nodal”, este método se puede utilizar para determinar los lugares de excesiva resistencia al flujo o caídas de presión en cualquier parte del sistema.

El análisis nodal es un método que puede ser utilizado para mejorar el comportamiento del pozo. El procedimiento para aplicar el análisis consiste en dividir el sistema en puntos o nodos que permitan simplificar el sistema integral de producción. Un nodo solución se define como el o los extremos de sistema de producción. Se dice que existe una solución nodal, cuando las condiciones de presión y gasto son idénticas en un nodo de solución; como nodo solución puede tomarse el yacimiento, el fondo del pozo, la cabeza del pozo, y el separador.

II. FLUJO DE FLUIDOS EN MEDIOS POROSOS

II.1. ANTECEDENTES

Desde el punto de vista de ingeniería de yacimientos, los medios porosos están conformados por la estructura y la petrofísica del yacimiento, la porosidad y la permeabilidad, entre otras propiedades, son las que permiten definir el flujo de fluidos que habrá a través de ellos, y también la interacción de la roca con los fluidos (Arana et al., 2007).

Porosidad

La porosidad es la fracción de vacíos existentes en la unidad de volumen de roca, esta propiedad puede ser medida de manera directa en laboratorio utilizando núcleos obtenidos durante la perforación de los pozos, y de manera indirecta mediante perfilaje de pozos. La porosidad es clasificada como primaria y secundaria; la primera se debe a los procesos sedimentarios que originaron el yacimiento, y la segunda se debe a movimientos posteriores que sufre la corteza terrestre o a la acción de aguas subterráneas.

La porosidad primaria es la porosidad de la roca matriz. La porosidad secundaria se debe a la presencia de fracturas, cavernas y otras discontinuidades en la roca matriz, estas discontinuidades no aumentan mucho la porosidad pero sí pueden influir de manera importante en la permeabilidad.

La porosidad también puede clasificarse en porosidad efectiva que es en la cual los poros continuos están interconectados, y en porosidad no efectiva que es donde los poros discontinuos están aislados. La suma de ambas propiedades contribuye a la porosidad total. Es importante resaltar que para el flujo de fluidos en el medio poroso sólo se considerará la porosidad efectiva ya que es la que permite el movimiento de los fluidos. La porosidad puede calcularse como:

$$\text{Porosidad} \rightarrow \emptyset = \frac{V_p}{V_b} \times 100 = \frac{V_b - V_{\text{mat}}}{V_b} \times 100 \quad (2.1)$$

en donde: V_p es el volumen poroso de la roca, V_b el volumen de la roca y V_{mat} el volumen de la roca matriz.

Permeabilidad

La permeabilidad es definida, para sistemas de una sola fase como la permeabilidad absoluta (k) de un medio poroso dado, y es la medida de la capacidad de un medio para transmitir fluidos a través de su red de poros y/o fracturas, considerando que el medio esté 100% saturado con el fluido que fluye. Esta propiedad está relacionada con el tamaño de la entrada de los espacios porosos y, además, hay otros factores que la afectan como el empacamiento de los granos, la distribución del tamaño de granos, la angularidad de los mismos y el grado de consolidación y cementación.

La permeabilidad efectiva es la medida de la capacidad de un medio poroso para transmitir una fase en particular cuando existen otras fases en el mismo medio poroso, se tienen las siguientes permeabilidades efectivas: permeabilidad del aceite (k_o), permeabilidad del gas (k_g), y la permeabilidad del agua (k_w).

La permeabilidad relativa es la relación entre la permeabilidad efectiva a una saturación dada y la permeabilidad absoluta, es una medida de la facilidad con que el fluido pasa a través de un medio poroso, bajo condiciones de flujo no turbulento. Para flujo de más de una fase es conveniente expresarla como una fracción de la permeabilidad absoluta y, referirla como la permeabilidad relativa de la fase; por ejemplo, la permeabilidad relativa del aceite puede calcularse de la siguiente manera:

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} \quad (2.2)$$

La permeabilidad relativa de cada fase depende de la saturación, y del grado de interconexión de los poros. Su evaluación representa las interacciones roca – fluido y fluido – fluido, durante el flujo multifásico en el yacimiento. Las curvas de permeabilidad relativa deben obtenerse experimentalmente. Si no es posible, se obtendrán de correlaciones; o bien, a partir de datos de producción. Para un sistema gas-aceite o gas-agua se muestran las curvas en la Fig. 2.1

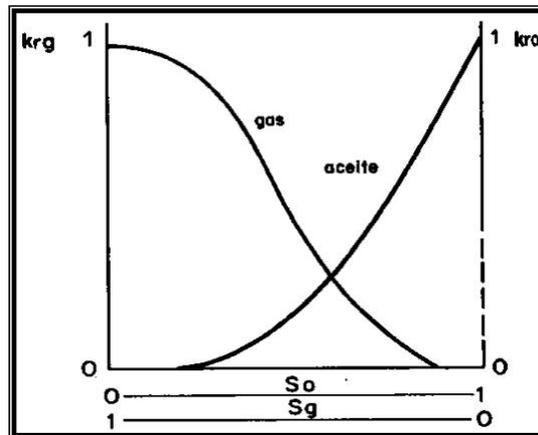


Figura 2.1 Curva típica de permeabilidades relativas para sistemas gas-agua o agua-aceite (Garaicochea, 1991).

Mojabilidad

La mojabilidad es una medida de la capacidad de un fluido para cubrir una superficie sólida. Una gota de agua se extenderá sobre un cristal indicando que “mojará” la superficie del cristal, e indicará que mojará también la mayoría de las rocas de los yacimientos; es decir, un líquido moja a un sólido cuando la adhesión del líquido al sólido es mayor que la cohesión de las partículas líquidas entre sí.

Dos fluidos inmiscibles en contacto no se mezclan y los separa una interfase. Las moléculas no se mezclan por su mayor afinidad con las moléculas de su propia clase. Cerca de la superficie las moléculas se atraen con mayor intensidad produciendo una fuerza mecánica en la superficie que se conoce como tensión interfacial, σ (ver Fig. 2.2).

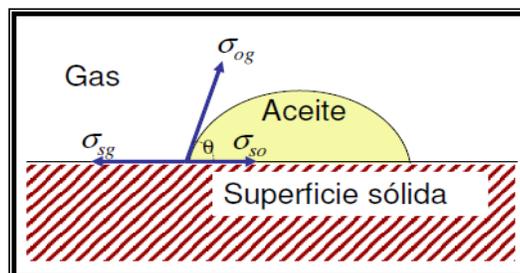


Figura 2.2 Tensión interfacial.

En condiciones de equilibrio: $A_t = \sigma_{sg} - \sigma_{so} = \sigma_{og} \cos \theta$

en donde: θ = ángulo de contacto y A_t = tensión de adhesión

El ángulo de contacto depende de la composición de los fluidos y de la roca y se mide a través de la fase más densa.

Cuando una roca contiene más de un fluido saturando su espacio poroso, la tensión de adhesión, A_t , es quien determina la preferencia de la roca a ser mojada por alguno de los fluidos. Un parámetro que refleja tal preferencia es el ángulo de contacto:

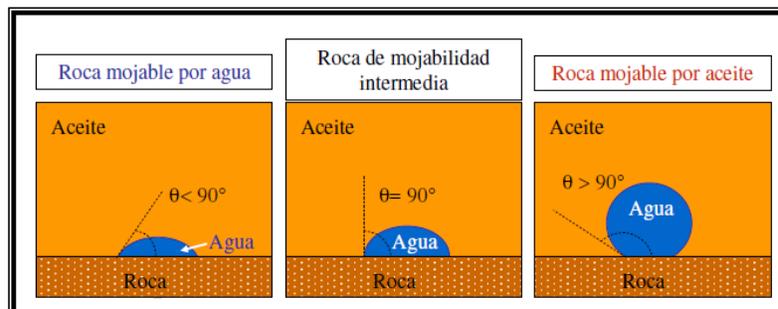


Figura 2.3 Esquemas de mojabilidad.

Presión capilar

La presión capilar se define como la presión en la fase no mojante menos la presión en la fase mojante, sin embargo en un proceso de desplazamiento se define como la presión en la fase desplazante menos la presión en la fase desplazada (ver Fig. 2.4). La presión capilar en el yacimiento es función de las saturaciones de las fases. En el yacimiento la roca está saturada, como máximo, con tres fases (aceite, gas y agua).

Si se considera un tubo capilar parcialmente saturado con agua y aire, la competencia de fuerzas interfaciales entre los pares agua-aire, agua-sólido y aire-sólido se da lugar al fenómeno de capilaridad, en el cual se podrá utilizar:

$$P_c = \frac{2A_t}{r} = \frac{2\sigma \cos\theta}{r}$$

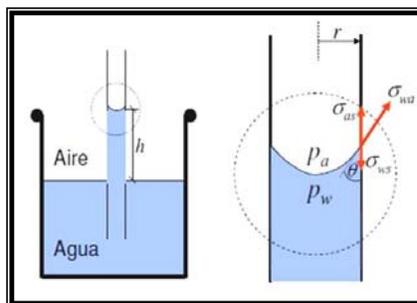


Figura 2.4 Presión capilar.

Saturación de un fluido

La saturación de un fluido en un medio poroso es una medida del volumen del fluido en el espacio poroso de una roca a las condiciones de presión y temperatura a que se encuentra en el yacimiento, y se define matemáticamente como:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad (2.3)$$

en donde:

S_f = Saturación del fluido f , el fluido puede ser aceite, gas y/o agua [fracción]

V_f = Volumen del fluido en el espacio poroso, y

V_p = Volumen del espacio poroso

La relación anterior puede expresarse en forma particular para cada uno de los fluidos del yacimiento de la siguiente manera:

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \quad (2.4)$$

$$S_g = \frac{V_g}{V_p} \quad (2.5)$$

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad (2.6)$$

donde:

S_f = saturación de la fase (o = aceite, g = gas, w = agua)

V_f = volumen de la fase (o = aceite, g = gas, w = agua)

De acuerdo a las condiciones en que se presenten, las saturaciones de fluidos pueden ser: iniciales, residuales, críticas, etc. La saturación inicial de hidrocarburos (aceite o gas) es fundamental en el cálculo de reservas de un yacimiento. Aún cuando existen métodos directos de laboratorio para determinar la saturación de hidrocarburos o la saturación de agua congénita, en núcleos de roca del yacimiento, la práctica más común es la determinación de estos parámetros a partir de los registros geofísicos de pozos.

Saturación inicial

Cada uno de los fluidos está presente en un punto del yacimiento en determinada proporción respecto al volumen total de los poros. A este valor porcentual se le denomina saturación inicial del fluido S_w , S_g y S_o , y es aquella a la cual es descubierto el yacimiento, también se le denomina saturación congénita y es el resultado de los medios acuosos donde se forman los hidrocarburos.

Saturación residual

La saturación residual de una fase, generalmente expresada como S_{xr} , donde x corresponde a la fase (aceite, agua o gas), corresponde a la saturación de dicha fase que queda en el yacimiento en la zona barrida, después de un proceso de desplazamiento. Es aquella que se tiene después de un período de explotación en una zona determinada, dependiendo el movimiento de los fluidos, los procesos a los cuales se está sometiendo el yacimiento y el tiempo, esta puede ser igual, menor ó en casos excepcionales mayor que la saturación inicial.

Saturación crítica

La saturación crítica de una fase, generalmente expresada como S_{xc} , donde x corresponde a la fase (aceite, agua o gas), corresponde a la mínima saturación requerida para que una fase pueda moverse en el yacimiento; es decir, corresponde a la máxima saturación a la cual la permeabilidad relativa de dicha fase es cero. Es aquella a la que un fluido inicia su movimiento dentro del medio poroso.

En todos los yacimientos de hidrocarburos existe agua y la saturación inicial puede variar comúnmente entre 10 y 30 %. En yacimientos con entrada de agua natural o artificial, puede alcanzar valores del orden del 50% ó más y residuales de aceite del orden del 40% o más grande.

Compresibilidad

La compresibilidad de la roca también juega un papel importante dentro del comportamiento de los fluidos dentro del medio poroso, es el cambio relativo de volumen de material por unidad de cambio de presión a condiciones de temperatura constante. Un incremento en la presión

causa una compactación en el material (compresión). Un decremento en la presión causa un incremento en el volumen en el material (expansión). Esta propiedad se define como:

$$C = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right) \quad (2.7)$$

en donde: V es el volumen del material rocoso, C es la compresibilidad isotérmica y la P es la presión (psi).

Potencial de un fluido

El potencial del fluido es definido como el trabajo requerido para transportar una unidad de masa de fluido de un estado a presión atmosférica y cero elevación (nivel de referencia absoluto) a un punto cualesquiera. De esta manera el potencial de un fluido incompresible es el siguiente:

$$h_f = \frac{P}{\gamma} + D \quad (2.8)$$

donde D es positivo e indica la dirección hacia arriba y γ es el peso específico del fluido o la densidad del fluido en términos de presión por distancia. Multiplicando la Ec. 2.8 por γ , se tiene lo siguiente:

$$\gamma h_f = P + \gamma D \quad (2.9)$$

El término del lado izquierdo (γh_f) tiene unidades de presión y frecuentemente es referido como potencial de fluido, Φ , entonces se tendrá:

$$\Phi = P + \gamma D \quad (2.10)$$

Generalmente se utiliza otro tipo de nivel de referencia que el nivel absoluto, este es el nivel arbitrario que puede ser el nivel del mar, la cima del yacimiento, el nivel de la mesa rotaria, etc. La selección de un nivel de referencia arbitrario se debe a que en el flujo de fluidos en medios porosos los gastos dependen de gradientes de potencial en lugar de gradiente absolutos.

La descripción matemática para el problema de flujo de fluidos en medios porosos es obtenida de acuerdo con los siguientes principios físicos:

- Ecuación de Continuidad
Conservación de masa
- Ecuación de Movimiento (Ley de Darcy)
- Ecuación de Estado

Debido a que el flujo de fluidos a través de medios porosos es considerado a temperatura constante, la ecuación de conservación de energía no es considerada en el análisis.

II.2. ECUACIÓN DE CONTINUIDAD

La ecuación de continuidad es una expresión matemática del principio de conservación de masa. En los problemas de transferencia (fluidos, calor, etc.), uno de los postulados más útiles es el **Principio de Conservación**, por medio del cual podemos establecer una continuidad en alguno de los parámetros dentro de un yacimiento (Arana et al., 2007).

En el caso de flujo de fluidos en el medio poroso, el parámetro a controlar es la masa. El principio de conservación de masa establece que:

$$\boxed{\text{Cantidad de masa que entra}} - \boxed{\text{Cantidad de masa que sale}} + \boxed{\text{Cantidad neta de masa introducida por estimulaciones y reparaciones}} = \boxed{\text{Aumento del contenido total de la región}}$$

Figura 2.5 Principio de conservación de masa.

En el proceso general de la derivación de la ecuación se selecciona un volumen representativo, de acuerdo a la geometría de flujo del problema en interés (ver Fig. 2.6).

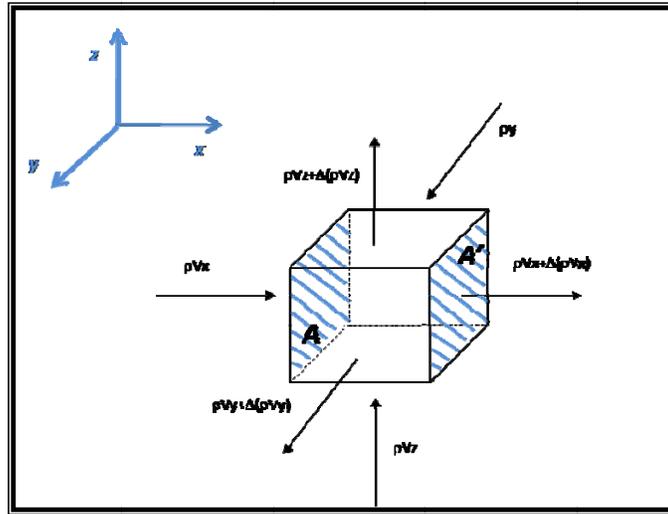


Figura 2.6 Volumen de control.

Ecuación de continuidad en coordenadas cartesianas

Considerando un solo fluido que pasa a través de cada una de las caras de un volumen representativo con cierta densidad, porosidad y velocidad, se tiene un gasto másico por unidad de superficie, el cual está dado por:

$$\tilde{m}_x = (pV)_x \quad (2.11)$$

El correspondiente gasto másico que sale del volumen de control es:

$$\tilde{m}_{x+\Delta x} = (pV)_{x+\Delta x} \quad (2.12)$$

Si S es la saturación del fluido en el medio poroso, y el volumen poroso en el volumen de control es ϕV_b , entonces la masa en el volumen de control es:

$$m = S p \phi V_b \quad (2.13)$$

por lo tanto, el cambio de masa con respecto al tiempo será:

$$(\tilde{m}A)_x - (\tilde{m}A)_{x+\Delta x} = \frac{[(Sp\phi)_{t+\Delta t} - (Sp\phi)_t]V_b}{\Delta t} \quad (2.14)$$

Considerando que la masa que se puede inyectar o producir del volumen de control por unidad de tiempo, q_m y dividiendo y multiplicando el primer término por Δx , se tiene,

$$\frac{[(\dot{m}A)_x - (\dot{m}A)_{x+\Delta x}]\Delta x}{\Delta x} \pm q_m = \frac{[(Sp\emptyset)_{t+\Delta t} - (Sp\emptyset)_t]V_b}{\Delta t} \quad (2.15)$$

considerando el concepto de gasto másico y tomando límites cuando $\Delta x \rightarrow 0$ y $\Delta y \rightarrow 0$, se obtiene la siguiente expresión,

$$\frac{\partial(\rho VA)_x}{\partial x} \Delta x \pm q_m = -V_b \frac{\partial(Sp\emptyset)}{\partial t} \quad (2.16)$$

Tomando en cuenta que A_x es independiente a x , entonces $V_b = A_x \Delta x$; por lo tanto se tiene,

$$\frac{\partial(\rho V)_x}{\partial x} \pm \frac{q_m}{V_b} = - \frac{\partial(\emptyset Sp)}{\partial t} \quad (2.17)$$

La ecuación anterior es la ecuación de continuidad en dirección x . Considerando las direcciones y y z se tiene,

$$\frac{\partial(\rho V)_x}{\partial x} + \frac{\partial(\rho V)_y}{\partial y} + \frac{\partial(\rho V)_z}{\partial z} \pm \frac{q_m}{V_b} = - \frac{\partial(\emptyset Sp)}{\partial t} \quad (2.18)$$

donde cada término corresponde al gradiente de presión en cada una de las direcciones. Utilizando la notación del operador nabla la ecuación anterior se expresa como:

$$\vec{\nabla} \cdot (\rho \vec{V}) \pm \tilde{q}_m = - \frac{\partial(\emptyset Sp)}{\partial t} \quad (2.19)$$

La Ec. 2.19 es conocida como la divergencia de flujo másico, donde $\tilde{q}_m = \frac{q_m}{V_b}$ representa el gasto másico de fluido extraído por unidad de volumen de roca.

La divergencia de flujo másico para diferentes geometrías está dada por las siguientes ecuaciones:

En coordenadas cartesianas

$$\nabla F = \left(\frac{\partial F_x}{\partial x} \right) + \left(\frac{\partial F_y}{\partial y} \right) + \left(\frac{\partial F_z}{\partial z} \right) \quad (2.20)$$

En coordenadas cilíndricas:

$$\nabla F = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r \cdot F_r) + \frac{1}{r} \left(\frac{\partial F_\theta}{\partial \theta} \right) + \left(\frac{\partial F_z}{\partial z} \right) \quad (2.21)$$

En coordenadas esféricas:

$$\nabla F = \frac{1}{r^2} \frac{\partial}{\partial r} (r^2 \cdot F_r) + \frac{1}{r \sin \theta} \frac{\partial}{\partial \theta} (\sin \theta \cdot F_\theta) + \frac{1}{r \sin \theta} \left(\frac{\partial F_\phi}{\partial \phi} \right) \quad (2.22)$$

en donde $F = \rho \vec{v}$

II.3. ECUACIÓN DE MOVIMIENTO

La ecuación de Darcy es la más aplicada para el problema de flujo de fluidos en medios porosos.

La ley de Darcy expresa el hecho, de que el gasto por unidad de área en un punto en un medio poroso es proporcional al gradiente de potencial en la dirección de flujo en ese punto. Esta ley es válida para flujo laminar a bajos números de Reynolds, y su expresión matemática es:

$$V = - \frac{k\rho}{\mu} \nabla \phi \quad (2.23)$$

donde $\nabla \phi$ es el gradiente de potencial en la dirección de flujo. Es importante mencionar que el signo negativo indica que el flujo se presenta en la dirección en que el potencial decrece.

$$\phi = \int_{P_r}^P \frac{dp}{\gamma} - z \quad (2.24)$$

donde z es la altura.

De acuerdo a lo anterior, la ecuación de Darcy expresada para las direcciones x , y y z está dada por las siguientes expresiones:

$$V_x = -\frac{k_x}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \quad (2.25)$$

$$V_y = -\frac{k_y}{\mu} \frac{\partial p}{\partial y} \quad (2.26)$$

$$V_z = -\frac{k_z}{\mu} \left[\frac{\partial p}{\partial z} - \gamma \frac{\partial D}{\partial z} \right] \quad (2.27)$$

Finalmente, la ecuación de Darcy expresada en coordenadas cilíndricas para flujo radial, se expresa de la siguiente forma:

$$V_r = -\frac{k_r}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \quad (2.28)$$

La Ec. 2.28 expresada para las direcciones angular y vertical, son dadas por:

$$V_\theta = -\frac{k_\theta}{\mu} \left(\frac{1}{r^2} \frac{\partial p}{\partial \theta} \right) \quad (2.29)$$

$$V_z = -\frac{k_z}{\mu} \left(\frac{\partial p}{\partial z} - \gamma \right), \quad \text{sí} \quad \frac{\partial D}{\partial z} = 1 \quad (2.30)$$

Para coordenadas esféricas, los términos de velocidad en las tres direcciones, radial, angular y tangencial, son:

$$V_r = -\frac{k_r}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \quad (2.31)$$

$$V_\theta = -\frac{k_\theta}{\mu} \left(\frac{1}{r^2} \frac{\partial p}{\partial \theta} \right) \quad (2.32)$$

$$V_\phi = -\frac{k_\phi}{\mu} \frac{1}{r^2 \sin^2 \theta} \frac{\partial p}{\partial \phi} \quad (2.33)$$

En los casos en los que la ecuación de Darcy no es válida, p. e. cuando se presentan los efectos inerciales, se recomienda la ecuación de Forchheimer, la cual incluye tanto efectos Darcianos como No-Darcianos para describir el flujo de fluidos tanto en la región de flujo laminar

caracterizada por fuerzas viscosas como en la región de flujo no-laminar, en la cual los efectos inerciales o de alta velocidad son los que predominan. Para flujo radial esta ecuación está dada por:

$$\frac{\partial p}{\partial r} = \alpha v + \beta \rho |v| |v| \quad (2.34)$$

o bien,
$$-\frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\mu g u}{kg} + \beta \rho u^2 \quad (2.35)$$

donde β es el coeficiente de resistencia inercial, establecido por Geertsma y es definido como:

$$\beta = \frac{48511}{\phi^{5.5} k^{0.5}} \quad (2.36)$$

Aplicando la Ec. 2.36 para flujo multifásico gas-aceite, se tiene:

$$\beta = \frac{48511}{(\phi S_x)^{5.5} (k k_{rx})^{0.5}} \quad (2.37)$$

donde x indica si se trata de aceite o gas, y ρ es la densidad del fluido.

II.4. PERÍODOS DE FLUJO

Existen básicamente tres períodos de flujo que se deben de identificar para poder describir el comportamiento del flujo de fluidos en medios porosos, estos son:

A) Flujo Transitorio

En el flujo transitorio se considera una declinación natural causada por la expansión del aceite, gas y agua, en una región de drene con un incremento continuo del radio de drene. Esto es, al abrir un pozo a producción se altera el estado de equilibrio del yacimiento y crea una respuesta en la presión del pozo.

La variación de presión se propaga gradualmente alejándose del pozo, incrementando el área drenada por éste. Conforme la variación de presión se propaga hacia las fronteras externas del yacimiento, las condiciones de producción en el pozo cambian rápidamente.

El flujo transitorio puede definirse como las condiciones de flujo en las cuales el cambio de presión con respecto al tiempo en cualquier posición en el yacimiento es diferente a cero y no es constante. Esta definición sugiere que la derivada de la presión con respecto al tiempo es una función de la posición y del tiempo, esto es:

$$\left[\frac{\partial p}{\partial t} \right] = f(x, t) \neq 0 \quad (2.38)$$

En un yacimiento circular con un pozo en el centro, la onda de presión generada cuando el pozo es puesto en producción a un gasto q constante, generará un perfil de presiones como el que se muestra en la Fig. 2.7.

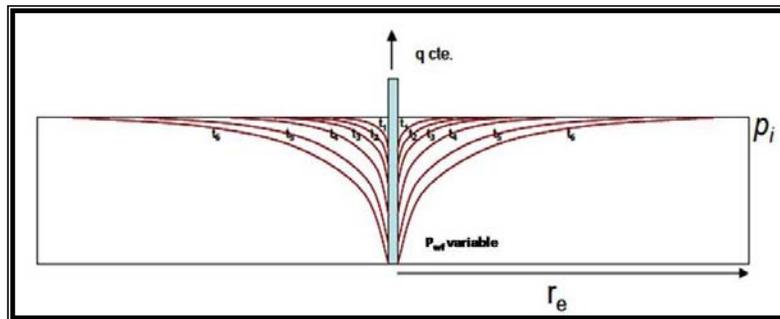


Figura 2.7 Flujo transitorio (Arana et al., 2007).

El radio de drenaje se está continuamente incrementado con el tiempo. Este radio es conocido como radio de investigación (r_{inv}). Es importante mencionar que al tiempo (t_{inf}) en el que la onda de presión ha alcanzado las fronteras del yacimiento, el comportamiento infinito (en tamaño) ha finalizado también. Antes de este tiempo t_{inf} el yacimiento se comporta matemáticamente como infinito. El mismo comportamiento se espera cuando el pozo produce a presión de fondo constante como se muestra en la Fig. 2.8.

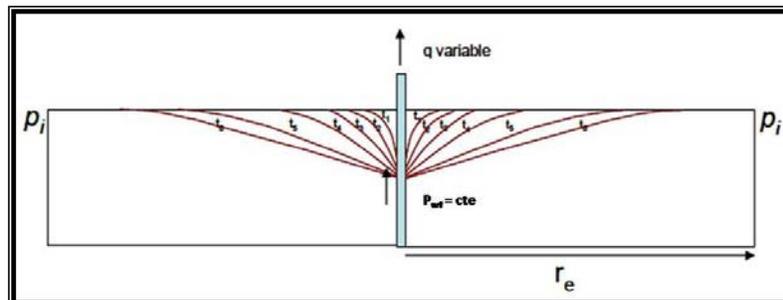


Figura 2.8 Producción a presión constante (Arana et al., 2007).

Considerando la frontera del yacimiento, el período de flujo transitorio también puede ser definido como el tiempo en el que la frontera no ha afectado el comportamiento de presión y el yacimiento se comporta como infinito.

Durante este período, la gráfica de presión vs. logaritmo del tiempo es una línea recta. En coordenadas cartesianas la presión declina rápidamente al principio, y esta declinación va disminuyendo conforme transcurre el tiempo.

B) Flujo Pseudoestacionario

En este período el inicio del abatimiento de presión está determinado por el tiempo, en el cual, el radio de drene ha alcanzado las fronteras externas donde no hay flujo. De ahí en adelante, como resultado de la producción, la región total drenada por el pozo comienza a ser depresionada y de este modo, el cambio de presión con respecto al tiempo a lo largo del área total de drene es constante. El flujo pseudoestacionario puede definirse como el período de flujo donde la presión en diferentes posiciones en el yacimiento declina linealmente como una función del tiempo, esto es:

$$\left[\frac{\partial p}{\partial t} \right] = \text{cte} \quad (2.39)$$

En un yacimiento circular con un pozo en el centro, cuando la onda de presión alcance las fronteras, se tendrá un perfil de presiones como el que se muestra en la Fig. 2.9.

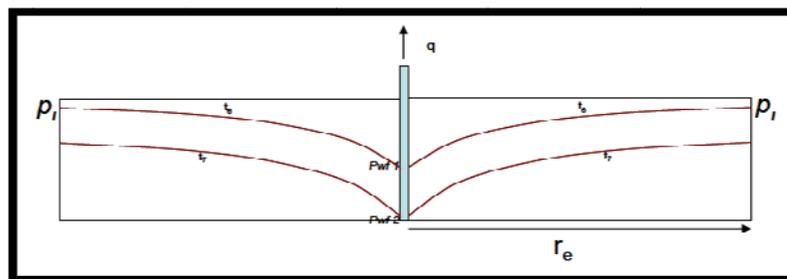


Figura 2.9 Flujo pseudoestacionario (Arana et al., 2007).

Durante el período pseudoestacionario la caída de presión es debida a la expansión de los fluidos del yacimiento, a medida que el fluido se produce. Esta caída de presión es debida al volumen “perdido” del yacimiento que es reemplazado simplemente por la compresibilidad del fluido.

C) Flujo estacionario

El régimen de flujo estacionario es aquél donde la presión en cualquier punto del yacimiento y para cualquier tiempo permanece constante, es decir no cambia con el tiempo. Matemáticamente esto se expresa como:

$$\left[\frac{\partial p}{\partial t} \right] = 0 \quad (2.40)$$

Estas condiciones pueden ocurrir cuando el fluido producido es completamente sustituido por otro.

II.5. ECUACIONES DE ESTADO

Se requiere de una ecuación que represente los cambios que tendrán los fluidos por efecto de la presión y temperatura. Para el caso de un solo fluido ligeramente compresible bajo condiciones isotérmicas, la compresibilidad del fluido es definida como el cambio relativo en el volumen del fluido por unidad de variación en la presión, es decir:

$$c = \frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial p} \quad (2.41)$$

$$c = \frac{1}{\rho} \frac{d\rho}{dp} \quad (2.42)$$

Para efectos del yacimiento se considera un proceso isotérmico, con lo cual la ecuación de estado de un fluido ligeramente compresible, queda de la siguiente forma:

$$\rho = \rho_0[1 + c(p - p_0)] \quad (2.43)$$

II.6. ECUACIÓN DE DIFUSIÓN PARA FLUJO MONOFÁSICO

El flujo de fluidos en un yacimiento puede ser descrito a través de la ecuación de difusión, con el término de presión como variable dependiente.

La ecuación de difusión la obtendremos al combinar la ecuación de estado, la ecuación de movimiento y la ecuación de continuidad.

En la Ec. 2.44 se cancela p_0 que es contante en ambos términos y se desarrollan las parciales con respecto a la distancia (r) y al tiempo, teniendo en cuenta que la presión es función de tiempo y espacio, y la porosidad es función del tiempo (en realidad es función de la presión, pero esta es función del tiempo).

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left\{ r p_0 [1 + c(p - p_0)] \left(-\frac{k_r}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right) \right\} = -\frac{\partial}{\partial t} \{ \phi p_0 [1 + c(p - p_0)] \} \quad (2.44)$$

$$\frac{1}{r} \left\{ r \frac{\partial}{\partial r} \left[1 + c(p - p_0) \frac{k_r}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right] + \left[1 + c(p - p_0) \frac{k_r}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right] \frac{\partial r}{\partial r} \right\} = \phi \frac{\partial}{\partial t} [1 + c(p - p_0)] + [1 + c(p - p_0)] \frac{\partial \phi}{\partial t} \quad (2.45)$$

Desarrollando las derivadas parciales:

$$\frac{1}{r} \left\{ r \left[1 + c(p - p_0) \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{k_r}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right) + \frac{k_r}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \frac{\partial}{\partial r} [1 + c(p - p_0)] \right] + \left[1 + c(p - p_0) \frac{k_r}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right] \right\} = \phi c \frac{\partial p}{\partial t} + [1 + c(p - p_0)] \frac{\partial \phi}{\partial t} \quad (2.46)$$

Expandiendo: $\frac{\partial}{\partial r} [1 + c(p - p_0)] = c \frac{\partial p}{\partial r}$, tenemos,

$$\frac{1}{r} \left\{ r \left[1 + c(p - p_0) \frac{k_r}{\mu} \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{k_r}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} c \frac{\partial p}{\partial r} \right] + \left[1 + c(p - p_0) \frac{k_r}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right] \right\} = \phi c \frac{\partial p}{\partial t} + [1 + c(p - p_0)] \frac{\partial \phi}{\partial t} \quad (2.47)$$

$$\frac{1}{r} \left\{ r \left[1 + c(p - p_0) \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{k_r}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right) + \frac{k_r}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \frac{\partial}{\partial r} [1 + c(p - p_0)] \right] + \left[1 + c(p - p_0) \frac{k_r}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right] \right\} = \phi c \frac{\partial p}{\partial t} + [1 + c(p - p_0)] \frac{\partial \phi}{\partial t} \quad (2.48)$$

$$\frac{1}{r} \left\{ r \left[1 + c(p - p_0) \frac{k_r}{\mu} \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{k_r}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} c \frac{\partial p}{\partial r} \right] + \left[1 + c(p - p_0) \frac{k_r}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right] \right\} = \phi c \frac{\partial p}{\partial t} + [1 + c(p - p_0)] \frac{\partial \phi}{\partial t} \quad (2.49)$$

Dividiendo ambos términos por: $[1 + c(p - p_0)]$, se establece la siguiente ecuación,

$$\frac{1}{r} \left\{ r \left[\frac{k_r}{\mu} \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{k_r}{\mu} c \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^2 \right] + \frac{k_r}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right\} = \phi \frac{c}{1 + c(p - p_0)} \frac{\partial p}{\partial t} + \frac{\partial \phi}{\partial t} \quad (2.50)$$

Aplicando regla de la cadena: $\frac{\partial \phi}{\partial t} = \frac{\partial \phi}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial t}$, se llega a:

$$\frac{1}{r} \left\{ r \left[\frac{k_r}{\mu} \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{k_r}{\mu} c \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^2 \right] + \frac{k_r}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right\} = \phi \frac{c}{1 + c(p - p_0)} \frac{\partial p}{\partial t} + \frac{\partial \phi}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (2.51)$$

Considerando gradientes de presión pequeños $\frac{\partial p}{\partial r} \approx 0$, entonces tenemos que $\left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^2 = 0$.
Aplicando las siguientes consideraciones:

Compresibilidad de la formación: $c_f = \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial p} \quad \therefore \quad \frac{\partial \phi}{\partial p} = c_f \phi$,

$$c' = \frac{c}{1 + c(p - p_0)} \quad (2.52)$$

Renombrando la compresibilidad total del sistema como: $c_t = c' + c_f$,

$$\frac{1}{r} \left\{ r \left[\frac{k_r}{\mu} \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{k_r}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right] \right\} = \phi c' \frac{\partial p}{\partial t} + c_f \phi \frac{\partial p}{\partial t} \quad (2.53)$$

$$\frac{1}{r} \left\{ r \left[\frac{k_r}{\mu} \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{k_r}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right] \right\} = \phi c' \frac{\partial p}{\partial t} + c_f \phi \frac{\partial p}{\partial t} \quad (2.54)$$

$$\frac{1}{r} \left\{ r \left[\frac{k_r}{\mu} \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{k_r}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right] \right\} = \phi \frac{\partial p}{\partial t} (c' + c_f) \quad (2.55)$$

$$\frac{1}{r} \left\{ r \left[\frac{k_r}{\mu} \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{k_r}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right] \right\} = \phi c_t \frac{\partial p}{\partial t} \quad (2.56)$$

Si $\frac{k_r}{\mu}$ es constante de la Ec. 2.56, se llega a la siguiente EDP,

$$\frac{1}{r} \left\{ r \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{\partial p}{\partial r} \right\} = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (2.57)$$

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (2.58)$$

La Ec. 2.58 es la ecuación de difusión para flujo radial de un líquido ligeramente compresible, la cual también puede ser expresada en forma compacta de la siguiente manera:

$$\nabla^2 p = \frac{\phi \mu c_t}{K} \frac{\partial p}{\partial t} = \nabla^2 \cdot p = \frac{1}{\eta} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (2.59)$$

Suposiciones involucradas en la Ec. 2.59:

- Flujo radial de un fluido de compresibilidad pequeña y constante
- Medio poroso homogéneo e isotrópico
- Espesor de la formación uniforme
- Porosidad constante
- Viscosidad del fluido constante
- Gradientes de presión pequeños
- Fuerzas de gravedad despreciables
- Flujo laminar

La Ec. 2.59 puede ser expresada en diferentes sistemas coordenados, p. e. cartesiano, esférico, etc.

II.7. CONDICIONES INICIALES Y DE FRONTERA

Usar variables adimensionales permite generalizar y facilitar la presentación de la ecuación de difusión así como su manejo matemático. Las variables adimensionales que se utilizan tienen las siguientes características:

- Son directamente proporcionales a las variables reales.
- Son definidas de tal manera que las soluciones adimensionales no contienen variables reales.

VARIABLES ADIMENSIONALES:

- Caída de presión (ΔP)

$$\text{Lineal: } P_{DL} = \frac{kbk \Delta P}{\alpha_L qB \mu} \quad (2.60)$$

$$\text{Radial: } P_D = \frac{kh \Delta P}{\alpha qB \mu} \quad (2.61)$$

$$\text{Esférico: } P_{Dsph} = \frac{k r_w \Delta P}{\alpha_{sph} qB \mu} \quad (2.62)$$

- Tiempo

$$\text{Lineal: } t_{DL} = \frac{\beta k t}{\phi \mu c_t L^2} \quad (2.63)$$

$$\text{Radial, esférico: } t_D = \frac{\beta k t}{\phi \mu c_t r_w^2} \quad (2.64)$$

- Distancia

$$\text{Lineal: } x_D = \frac{x}{L} \quad (2.65)$$

$$\text{Radial, esférico: } r_D = \frac{r}{r_w} \quad (2.66)$$

- Gasto

$$\text{Lineal: } q_{DL} = \frac{\alpha_L B \mu L q(t)}{kbh \Delta P_o} \quad (2.67)$$

$$\text{Radial: } q_D = \frac{\alpha B \mu q(t)}{kh \Delta P_o} \quad (2.68)$$

$$\text{Esférico: } q_{DL} = \frac{\alpha_{sph} B \mu q(t)}{k r_w \Delta P_o} \quad (2.69)$$

Las variables adimensionales, se utilizan, agrupando las variables reales, facilitando la presentación de las soluciones de la ecuación de difusión.

Variable	Sistema de Unidades	
	Inglés	Métrico
P presión	psi	Kg/cm
K permeabilidad	md	md
L, b, h, r espesor y radio	pie	m
μ viscosidad	cp	cp
q gasto	STB/D	m ³ /D
ϕ porosidad	fracción	Fracción
C _t compresibilidad	psi ⁻¹	kg/cm
t tiempo	horas	horas
β	2.637 X 10 ⁻⁴	3.489 X 10 ⁻⁴
α	141.2	19.03
α_L	887.2	119.58
α_{sph}	70.6	9.52

Tabla 2.1 Variables reales.

Condición de Frontera Interna:

Gasto constante en el pozo: $\left(\frac{\partial P_D}{\partial r_D}\right)_{r_D=1} = -1$ (2.70)

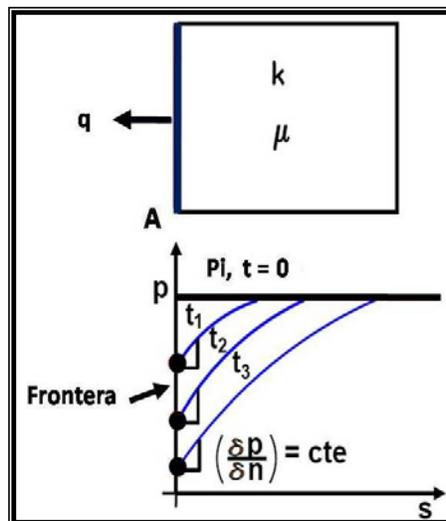


Figura 2.10 Frontera a gasto constante.

La Ec. 2.70 indica que para mantener un gasto constante en la frontera interna (o pozo) es necesario tener un gradiente de presión constante con respecto a la normal del área. La Fig. 2.10 muestra el perfil de presión que se genera con esta condición de frontera; se nota que

aunque el gradiente de presión en las vecindades de la frontera es constante, la presión se abate en la misma región.

Como CFI, también se definen:

$$\text{Almacenamiento: } C_D \frac{dp_{wD}}{dt_D} - \left(\frac{dP_D}{dr_D} \right)_{r_D=1} = 1 \quad (2.71)$$

$$\text{Daño: } P_{wD} = \left[P_D - S \left(\frac{\partial P_D}{\partial r_D} \right) \right]_{r_D=1} \quad (2.72)$$

y como CFE:

$$\text{Yacimiento infinito: } P_D(r_D, t_D) = 0, r_D \rightarrow \infty \quad (2.73)$$

$$\text{Yacimiento cerrado: } \left(\frac{\partial P_D}{\partial r_D} \right)_{r_D=r_{WD}} = 0 \quad (2.74)$$

$$\text{Yacimiento con frontera a presión constante: } P_D(r_{eD}, t_D) = 0 \quad (2.75)$$

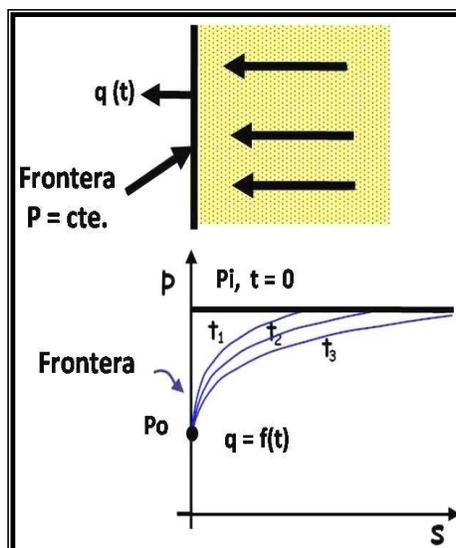


Figura 2.11 Frontera a presión constante.

Las condiciones iniciales especifican el estado inicial de las variables primarias (incógnitas) del sistema.

Presión inicial conocida: $P_D = (r_D, 0) = 0$ (2.76)

II.8. SOLUCIONES PARA FLUJO TRANSITORIO DE LÍQUIDO LIGERAMENTE COMPRESIBLE

- **GASTO CONSTANTE EN EL POZO**

Se considera que la frontera externa del yacimiento es infinita, por lo que,

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (2.77)$$

Condición inicial $P(r, t = 0) = P_i$ (2.78)

Condición de Frontera Interna: gasto constante en el pozo

$$\left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r=r_w} = \frac{q \mu}{2 \pi k h} \quad (2.79)$$

Condición de Frontera Externa: infinita

$$\lim_{r_e \rightarrow \infty} P(r, t) = P_i \quad (2.80)$$

Considerando que el diámetro del pozo se aproxima a una línea

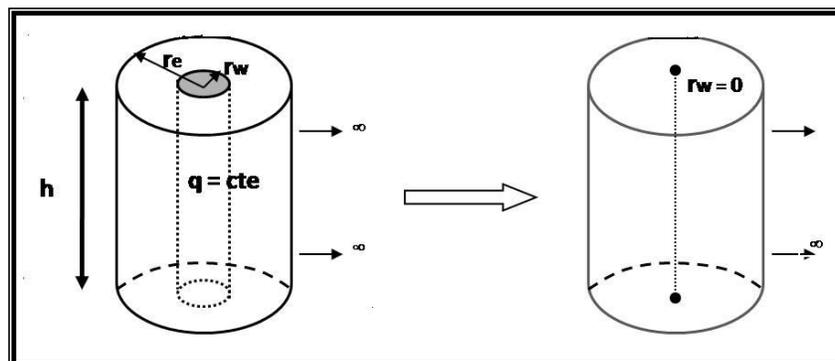


Figura 2.12 Aproximación de la línea fuente para un yacimiento infinito.

De la CFI, tenemos:

$$\lim_{r_w \rightarrow 0} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r_w} = \frac{q\mu}{2\pi kh} \quad \text{para todo } t > 0$$

Haciendo uso de la variable de Boltzman, la ecuación de difusión es expresada como:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial y}{\partial r} + \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} = \frac{\phi\mu c_t r}{k} \quad (2.81)$$

Se establecen los términos de las derivadas en función de la transformada de Boltzman.

Aplicando la regla de la cadena para $\frac{\partial p}{\partial t}$ tenemos: $\frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\partial p}{\partial y} \frac{\partial y}{\partial r} = \frac{2y}{r} \frac{\partial p}{\partial y}$

Aplicando la regla de la cadena para: $\frac{\partial^2 p}{\partial r^2}$, $\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} = \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right) \frac{\partial y}{\partial r} = \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\partial p}{\partial y} \frac{\partial y}{\partial r} \right) \frac{\partial y}{\partial r}$

como $\frac{\partial y}{\partial r} = \frac{2y}{r}$, tenemos que $\frac{\partial r}{\partial y} = \frac{r}{2y}$

Entonces, $\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} = \frac{2y}{r} \frac{\partial p}{\partial y} + \frac{4y^2}{r^2} \frac{\partial^2 p}{\partial y^2}$ (2.82)

Aplicando la regla de la cadena para: $\frac{\partial p}{\partial t}$, $\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\partial p}{\partial y} \frac{\partial y}{\partial t} = \frac{\partial p}{\partial y} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi\mu c_t r^2}{4kt} \right)$

Considerando que $y = \frac{\phi\mu c_t r^2}{4kt^2}$, tenemos que: $\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\partial p}{\partial y} \left(-\frac{y}{t} \right)$

Sustituyendo las derivadas parciales en la ecuación de difusión, Ec. 2.77:

$$\frac{1}{r} \frac{2y}{r} \frac{\partial p}{\partial y} + \frac{2y}{r} \frac{\partial p}{\partial y} + \frac{4y^2}{r^2} \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} = \frac{\phi\mu c_t}{k} \left(-\frac{y}{t} \right) \frac{\partial p}{\partial y} \quad (2.83)$$

Como $y = \frac{\phi\mu c_t r^2}{4kt^2}$, simplificando y agrupando,

$$\frac{\partial p}{\partial y} + y \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + y \frac{\partial p}{\partial y} = 0 \quad (2.84)$$

la cual se escribe como:

$$(1+y)\frac{\partial p}{\partial y} + y\frac{\partial^2 p}{\partial y^2} = 0 \quad (2.85)$$

La Ec. 2.85 es la ecuación de difusión en términos de la Transformada de Boltzam.

Para la frontera interna:

$$\lim_{r \rightarrow 0} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \lim_{r \rightarrow 0} \left(r \frac{2y}{r} \frac{\partial p}{\partial y} \right) = \lim_{y \rightarrow 0} 2 \left(r \frac{\partial p}{\partial y} \right) = \frac{q\mu}{2\pi kh}$$

Para la frontera externa:

$$\lim_{r \rightarrow \infty} P = \lim_{y \rightarrow \infty} P = P_i$$

Si $\frac{dp}{dy} = p'$ entonces la ecuación de difusión se escribe como:

$$(1+y)p' + y\frac{\partial p'}{\partial y} = 0 \quad (2.86)$$

Integrando,

$$\begin{aligned} \frac{dp'}{p'} &= -\frac{1+y}{y} dy \\ \int \frac{dp'}{p'} &= -\int \frac{1+y}{y} dy \\ \int \frac{dp'}{p'} &= -\int \frac{dy}{y} - \int dy \end{aligned}$$

entonces, $\ln p' = -\ln y - y + C$

Aplicando antilogaritmos: $p' = e^{-\ln y - y + C} \Rightarrow p' = e^{-\ln y} e^{-y} e^C \Rightarrow p' = \frac{1}{e^{\ln y}} e^{-y} C_1$

$$p' = \frac{1}{y} e^{-y} C \Rightarrow y p' = e^{-y} C_1 \Rightarrow y \frac{\partial p}{\partial y} = C_1 e^{-y}$$

Aplicando la condición de frontera interna

$$\lim_{y \rightarrow 0} \left(y \frac{\partial p}{\partial y} \right) = \lim_{y \rightarrow 0} \left(y \frac{\partial p}{\partial y} \right) = \lim_{y \rightarrow 0} C_1 e^{-y} \quad (2.87)$$

Por lo que

$$\left(y \frac{\partial p}{\partial y} \right) = C_1 e^{-y}$$

$$C_1 = \frac{q\mu}{4\pi kh}$$

$$y \frac{\partial p}{\partial y} = \frac{q\mu}{4\pi kh} e^{-y}$$

Separando e integrando, y el límite inferior puede ser asignado arbitrariamente, escogiendo ∞ queda,

$$\int dp = \frac{q\mu}{4\pi kh} \int_{\infty}^y \frac{e^{-y}}{y} dy \Rightarrow p = -\frac{q\mu}{4\pi kh} \int_y^{\infty} \frac{e^{-y}}{y} dy + C_2 \quad (2.88)$$

Aplicando límites y la condición de frontera externa

$$\lim_{y \rightarrow 0} p = -\frac{q\mu}{4\pi kh} \int_y^{\infty} \frac{e^{-y}}{y} dy + C_2 \quad (2.89)$$

Si $C_2 = P_i$, entonces

$$P(r, t) = -\frac{q\mu}{4\pi kh} \int_y^{\infty} \frac{e^{-y}}{y} dy + P_i$$

La integral exponencial está definida como: $-Ei(-y) = \int_y^{\infty} \frac{e^{-y}}{y} dy$

Por lo que $P(r, t) = P_i + \frac{q\mu}{4\pi kh} Ei(-y)$

y de ahí $P(r, t) = P_i - \frac{q\mu}{4\pi kh} Ei\left(\frac{\phi\mu c_t r^2}{4kt}\right) \quad (2.90)$

Alguna de las propiedades de la integral exponencial: $x \rightarrow 0; -Ei(-x) \rightarrow \infty$ $x \rightarrow \infty; -Ei(-x) \rightarrow 0$

Si $x < 0.0025 - Ei(-x)$ puede aproximarse por: $Ei(x) = -Ei(-x) = \ln(\gamma x) = \ln(1.781x)$

donde $\gamma < 1.781$ es la constante de Euler, por lo que $Ei(x) = \ln(1.781) + \ln x$

si, $0.0025 \leq x \leq 10.9 \Rightarrow Ei(x)$

$x > 10.9 \Rightarrow Ei(x) = 0$

$x < 0.0025 \Rightarrow Ei(x)$

Sustituyendo:
$$P(r,t) = P_i - \frac{q\mu}{4\pi kh} \left[\ln(1.781) + \ln\left(\frac{\phi\mu c_t r^2}{4kt}\right) \right]$$

entonces:

$$P(r,t) = P_i - \frac{q\mu}{4\pi kh} \left[0.5772 - \ln(4) + \ln\left(\frac{\phi\mu c_t r^2}{kt}\right) \right]$$

$$P(r,t) = P_i - \frac{q\mu}{4\pi kh} \left[0.5772 - 1.3863 - \ln\left(\frac{kt}{\phi\mu c_t r^2}\right) \right]$$

$$P(r,t) = P_i - \frac{q\mu}{4\pi kh} \left[-0.80907 - \ln\left(\frac{kt}{\phi\mu c_t r^2}\right) \right]$$

Finalmente,
$$P(r,t) = P_i - \frac{q\mu}{4\pi kh} \left[\ln\left(\frac{kt}{\phi\mu c_t r^2}\right) + 0.80907 \right] \quad (2.91)$$

representa la aproximación logarítmica a la solución línea fuente. Despejando q , se puede obtener la respuesta del gasto de producción a diferentes niveles de presión de fondo, considerando que $r = r_w$, es decir $P(r=r_w, t) = P_{wf}$.

- **PRESIÓN DE FONDO CONSTANTE EN EL POZO**

Se considera que la frontera interna del yacimiento es infinita, teniendo en variables adimensionales,

$$P_D = 1 \text{ y } r_D = 1 \quad (2.92)$$

en el caso de la presión constante, el flujo de gasto instantáneo y acumulado son las variables de interés. La dimensión del gasto de producción acumulado se define como,

$$Q_D = \frac{QB}{1.119\phi h c_t r_w^2 (p_i - p_{wf})} = \int_0^{t_D} q_D dt_D \quad (2.93)$$

La solución al modelo matemático es obtenida en términos de la distribución de la presión y es expresado en términos de los flujos de gasto instantáneo y acumulado.

A largos tiempos, $t_D \geq 8 \times 10^4$, el flujo de gasto adimensional puede ser aproximado por,

$$q_D = \frac{2}{\ln t_D + 0.809} \quad (2.94)$$

Que en términos de producción acumulada, para $t_D > 200$, se convierte en,

$$Q_D = \frac{-4.299 + 2.026 t_D}{\ln t_D} \quad (2.95)$$

Para frontera interna cuando el yacimiento es volumétrico, las condiciones consideradas son diferentes a las del modelo anterior, la solución analítica aplicable a este caso para un yacimiento circular fue propuesta por Fetkovich,

$$q_D = \frac{1}{\ln(0.472 r_{eD})} \exp\left\{-\frac{2 t_D}{r_{eD}^2 \ln(0.472 r_{eD})}\right\} \quad (2.96)$$

La Ec. 2.96 sugiere que la relación gasto-tiempo disminuye de manera exponencial, usada en el análisis de la curva de declinación y es una solución para largo tiempo, del caso de presión constante.

Dependiendo del tamaño del yacimiento, r_{eD} , el gasto disminuye a un punto donde la producción acumulada se vuelve constante,

$$Q_D = \frac{1}{2} [r_{eD}^2 - 1] \quad (2.97)$$

II.9. FLUJO MULTIFÁSICO

Las ecuaciones diferenciales parciales para el problema de flujo multifásico consideran la distribución de cada fase en el sistema. Para flujo radial, las ecuaciones para las fases de aceite, gas y agua están dadas por:

Aceite

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{S_o}{B_o} \right) \quad (2.98)$$

Gas

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \left(\frac{R_s k_o}{\mu_o B_o} + \frac{R_{sw} k_w}{\mu_w B_w} + \frac{k_g}{\mu_g B_g} \right) \frac{\partial p}{\partial r} \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \left(\frac{R_s S_o}{B_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} \right) \right) \quad (2.99)$$

Agua

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{k_w}{\mu_w B_w} \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{S_w}{B_w} \right) \quad (2.100)$$

donde $S_o + S_g + S_w = 1$. Cabe señalar que las Ecs. 2.98, 2.99 y 2.100 son altamente no lineales.

Se define adicionalmente, la compresibilidad total del sistema, expresada como,

$$C_t = -\frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial p} + \frac{S_o B_g}{B_o} \frac{\partial R_s}{\partial p} - \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial p} + \frac{S_w B_g}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial p} - \frac{S_g}{B_g} \frac{\partial B_g}{\partial p} + C_f \quad (2.101)$$

y la movilidad total como la suma de las movilidades $\left(\frac{k}{\mu} \right)$ de los fluidos,

$$\left(\frac{k}{\mu} \right)_t = \left(\frac{k_o}{\mu_o} + \frac{k_g}{\mu_g} + \frac{k_w}{\mu_w} \right) = \lambda_t \quad (2.102)$$

Soluciones para el problema flujo multifásico normalmente son obtenidas numéricamente, y a partir de ellas se establecen aproximaciones con base a ciertas suposiciones.

III. COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA EN POZOS DE ACEITE

III.1. ANTECEDENTES

El comportamiento de afluencia de un pozo representa la capacidad del yacimiento para aportar fluidos; es decir, será un indicador de la respuesta de la formación para producir dado un abatimiento de presión.

Para calcular el abatimiento de presión en un yacimiento, es necesaria una expresión que permita calcular las pérdidas de presión debido a las fuerzas de fricción como una función de la velocidad o gasto. La ecuación de Darcy debe ser considerada para modelar el gasto de flujo desde el yacimiento hasta la cara del pozo. La Ec. 3.1 es una expresión integral que representa la ecuación de flujo para condiciones estabilizadas y su evaluación va a depender de parámetros tanto petrofísicos, del fluido y de la geometría de flujo.

$$q = \frac{0.00708 (k_a h)}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \int_{P_{wfs}}^{P_e} f(p) dp \quad (3.1)$$

en donde:

$f(p)$ = función de presión o pseudo presión

P_{wfs} = presión de fondo fluyendo en la pared del pozo (psi)

P_e = presión en la frontera exterior (psi)

Cabe señalar que $f(p)$ es conocida como pseudo presión la cual depende de las condiciones, de presión y saturación, por lo que se requieren tanto datos PVT como permeabilidades relativas.

Geometrías de flujo en el yacimiento

En un yacimiento normalmente se encuentran presentes tres fases (aceite, gas y agua). En yacimientos bajosaturados solo existe una fase de aceite, el número de fases dependerá de las condiciones de saturaciones de los fluidos dentro del yacimiento. La geometría del flujo puede ser lineal, radial, esférica, elíptica, etc., lo cual depende de la terminación del pozo, y de las

heterogeneidades presentes en el yacimiento, tales como: fallas, acuñamientos, fracturas hidráulicas, doble porosidad, etc. Ver Fig. 3.1, 3.2 y 3.3.

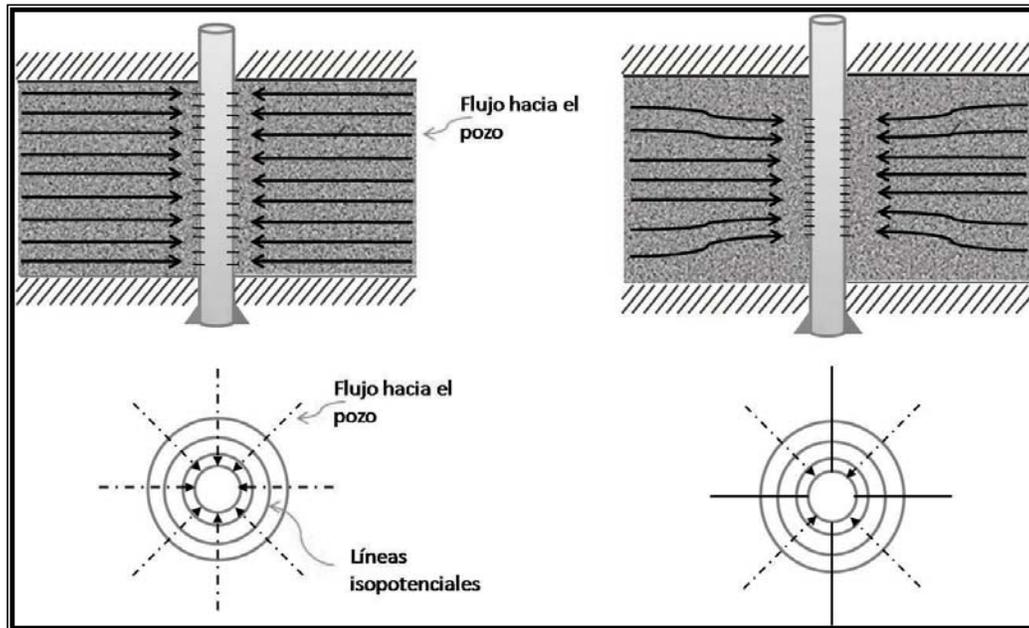


Figura 3.1 Flujo radial cilíndrico y convergente (Golan y Whitson, 1991).

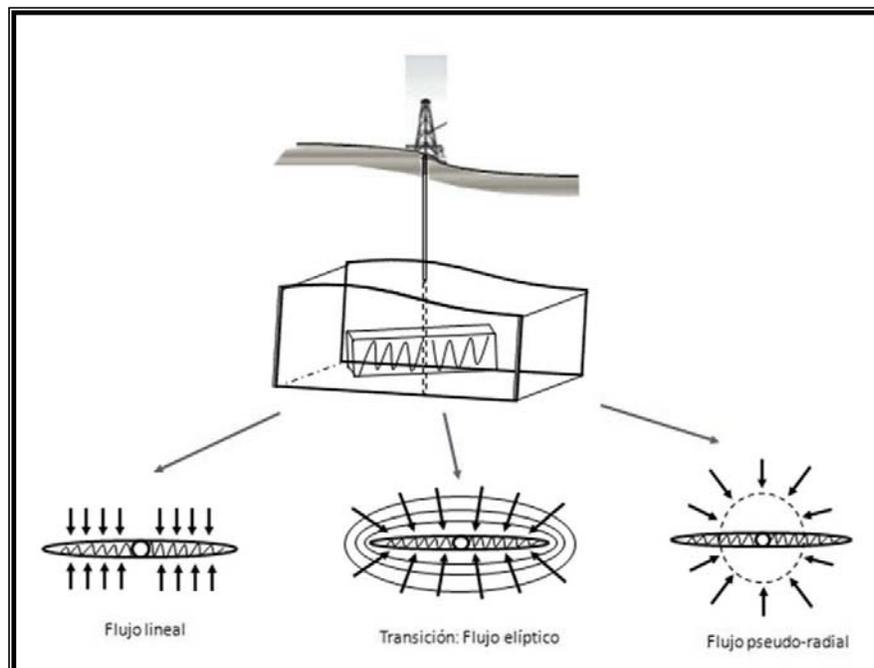


Figura 3.2 Flujo lineal, elíptico y pseudo-radial (Golan y Whitson, 1991).

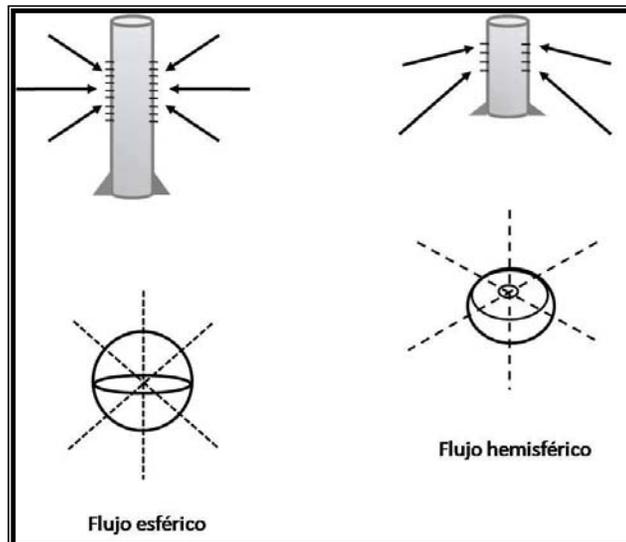


Figura 3.3 Flujo esférico y semiesférico (Golan y Whitson, 1991).

Las geometrías de flujo lineal y radial son las más representativas para la mayoría de los pozos productores de aceite y de gas (Golan y Whitson, 1991). Existen las ecuaciones correspondientes que describen estos dos tipos de geometría de flujo.

En la Fig. 3.4 se presenta una geometría de flujo lineal en la cual se considera un área constante y es posible obtener la caída de presión a través de la longitud L.

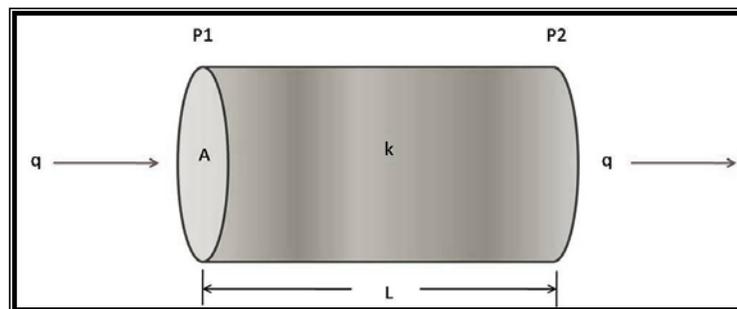


Figura 3.4 Geometría para flujo lineal (Beggs, 1991).

$$\int_{P_1}^{P_2} \frac{k dp}{\mu} = -\frac{q}{A} \int_0^L dx \quad (3.2)$$

Si se consideran condiciones de presión promedio en el sistema, de la Ec. 3.2 se tiene que,

$$\int_{P_1}^{P_2} dp = - \frac{q \mu}{k A} \int_0^L dx \quad (3.3)$$

Integrando, quedará

$$P_2 - P_1 = \frac{q \mu}{k A} L \quad (3.4)$$

despejando el gasto, se tiene

$$q = \frac{C k A (P_1 - P_2)}{\mu L} \quad (3.5)$$

C es un factor de conversión, su valor es de 1.127×10^{-3} para unidades de campo.

Considerando que el gasto másico (ρq) es constante, y expresando la densidad en términos de presión, temperatura y la densidad relativa del gas, se tiene la siguiente expresión:

$$P_1^2 - P_2^2 = \frac{8.932 T \mu L}{k_a A} q_{a.c.s.} \quad (3.6)$$

Para flujo de alta velocidad, en donde la condición flujo no Darciano puede existir, la Ley de Darcy debe ser modificada para poder calcular la caída de presión extra causada por turbulencia. Aplicando la corrección por turbulencia, para flujo de aceite y flujo de gas, se tienen las siguientes expresiones, respectivamente:

$$P_1^2 - P_2^2 = \frac{\mu_o B_o L}{1.129 * 10^{-3} k_o A} q_o + \frac{9.03 * 10^{-13} B_o^2 \beta \rho_o L}{A^2} q_o^2 \quad (3.7)$$

$$P_1^2 - P_2^2 = \frac{8.93 Z \mu_g L T}{k_g A} q_{a.c.s.} + \frac{1.247 * 10^{-16} \beta Z T L \gamma_g}{A^2} q_{a.c.s.}^2 \quad (3.8)$$

donde: β = coeficiente inercial (pie^{-1})

T = temperatura de flujo ($^{\circ}\text{R}$)

Z = factor de compresibilidad del gas evaluado a T y P (adim)

El coeficiente inercial (β) puede ser obtenido mediante la expresión:

$$\beta = a k^{-b} \quad (3.9)$$

donde a y b pueden obtenerse a partir de la Tabla 3.1.

Tipo de formación	a	b
Consolidada	2.329×10^{10}	1.2
No consolidada	1.470×10^7	0.55

Tabla 3.1 Coeficientes para a y b (Geertsman, 1974).

La Ley de Darcy puede ser utilizada para calcular el flujo que existe hacia el pozo. Para el caso en que el fluido converge en forma radial, en la Fig. 3.5, el área abierta al flujo para cualquier radio estará dada por;

$$A = 2\pi rh \tag{3.10}$$

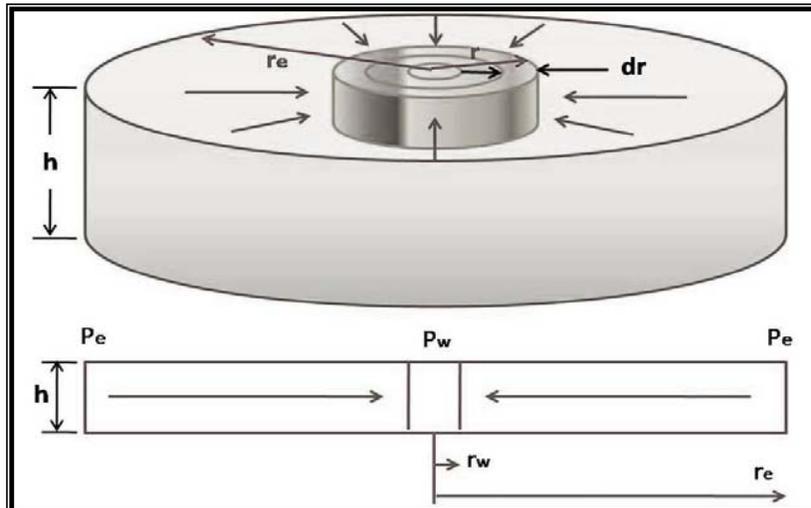


Figura 3.5 Sistema de flujo radial (Beggs, 1991).

Considerando que $q = vA$ y que la dirección de flujo $\left(-\frac{dp}{dx}\right)$ es negativa, se tiene que,

$$q = \frac{2\pi h k_a dp}{\mu dr} \tag{3.11}$$

Cuando se aplica la ecuación de Darcy para flujo de aceite en un yacimiento, se asume que el aceite es ligeramente compresible. Una pequeña variación en el gasto q_0 con respecto a la presión puede ser relacionada por medio del factor de volumen del aceite (B_0), por lo tanto el gasto puede ser expresado a condiciones superficiales o a condiciones de tanque. Así, para el flujo de aceite se tendrá la siguiente ecuación:

$$q_o B_o = \frac{2\pi r h k_o}{\mu_o} \left(\frac{dp}{dr} \right) \quad (3.12)$$

la cual puede ser expresada como,

$$2\pi h \int_{P_{wf}}^{P_e} \frac{k_o}{\mu_o B_o} dp = q_o \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r} \quad (3.13)$$

Integrando la Ec. 3.13, suponiendo que $f(p) = \frac{k_o}{\mu_o B_o}$, es independiente de presión, se obtiene,

$$q_o = \frac{2\pi k_o h (P_e - P_{wf})}{\mu_o B_o \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (3.14)$$

que en unidades de campo queda expresada como:

$$q_o = \frac{0.00708 k_o h (P_e - P_{wf})}{\mu_o B_o \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (3.15)$$

P_e y r_e son la presión a $r = r_e$ (psia), con r_e igual al radio de drene del pozo.

Para flujo de gas, de la Ec. 3.12, considerando que (ρq) es constante, y aplicando la ecuación de estado de gases reales, $\rho = \frac{pM}{ZR T}$, además sabiendo que, $\rho q = \rho_{@ c.s.} q_{@ c.s.}$

De la Ec. 3.12 despejando el gasto, se tiene,

$$q_{@ c.s.} = \frac{\rho q}{\rho_{@ c.s.}} = \frac{p T_{@ c.s.}}{p_{@ c.s.} T Z} \frac{2\pi r h k_g dp}{\mu_g dr} \quad (3.16)$$

la cual se puede expresar como,

$$\int_{P_{wf}}^{P_e} p dp = \frac{q_{@ c.s.} \mu_g T p_{@ c.s.} Z}{2\pi h k_g T_{@ c.s.}} = \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r} \quad (3.17)$$

Integrando la Ec. 3.17, se tiene la siguiente expresión,

$$P_e^2 - P_{wf}^2 = \frac{q_{@ c.s.} \mu_g Z T p_{@ c.s.} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} \right)}{\pi k_g h T_{@ c.s.}} \quad (3.18)$$

En unidades de campo se considera que: $p_{@ \text{ c.s.}} = 14.7$ (psia) y $T_{@ \text{ c.s.}} = 520$ (°R), finalmente para el gasto de gas se establece la siguiente ecuación,

$$q_{g@ \text{ c.s.}} = \frac{703 \times 10^{-6} k_g h (\bar{P}^2 - p_{wf}^2)}{\mu_g Z T \ln \left(0.472 \frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (3.19)$$

en donde: $q_{g@ \text{ c.s.}}$ es el gasto de gas en $\left(\frac{\text{miles pies}^3}{\text{día}} \right)$, \bar{P} la presión media del yacimiento (psi) y T la temperatura del yacimiento (°R).

Es importante observar que para evaluar cualquiera de las ecuaciones de flujo es indispensable contar con las propiedades de los fluidos y datos petrofísicos.

Períodos de flujo

Los períodos de flujo permiten definir el comportamiento de un yacimiento con base al comportamiento de la respuesta de presión en un pozo que produce a gasto constante. Se identifican tres períodos de flujo (ver también capítulo II):

- 1) Flujo estacionario
- 2) Flujo transitorio
- 3) Flujo pseudoestacionario

El flujo estacionario se refiere a la situación en la cual la distribución de presión permanece constante con el tiempo, es decir la presión en la frontera exterior permanece constante. Este tipo de flujo ocurre cuando un yacimiento está afectado por un fuerte empuje hidráulico, de tal forma que cada barril de aceite producido es reemplazado por un barril de agua en el yacimiento.

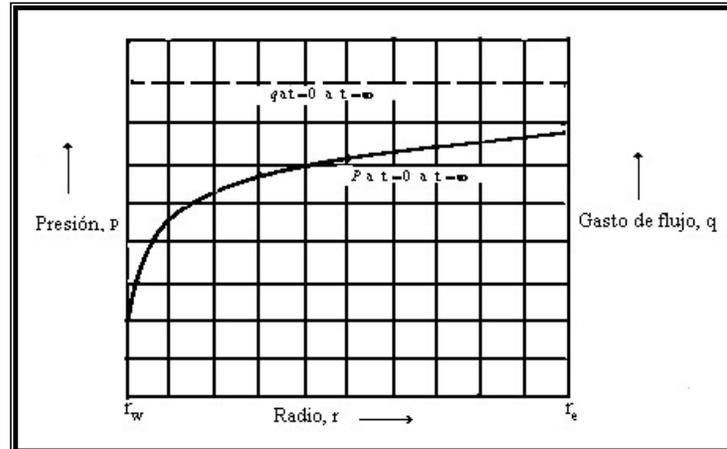


Figura 3.6 Distribución de presión y gasto para flujo estacionario (Slider, 1983).

Durante el tiempo en que permanece constante el gasto, la distribución de presión también permanece constante, para que tal situación ocurra el flujo a través del radio de drene (r_e), deberá ser igual al flujo a través del radio del pozo (r_w), y el mismo fluido deberá cruzar ambos radios, estrictamente dicha condición no es conocida en un yacimiento. El gasto para flujo estacionario, se determina como:

$$q = \frac{kh(P_e - P_{wf})}{141.2B\mu \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)} \quad (3.20)$$

El flujo transitorio se presenta cuando la presión y/o el gasto varían con el tiempo. En la Fig. 3.7 se muestra la gráfica de presión contra gasto a diferentes tiempos para un yacimiento bajo condiciones de flujo transitorio, en donde el gasto se determina como:

$$q = \frac{kh(P_i - P_{wf})}{162.6B\mu} \left(\log t + \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87 S \right)^{-1} \quad (3.21)$$

en donde S es el factor de daño.

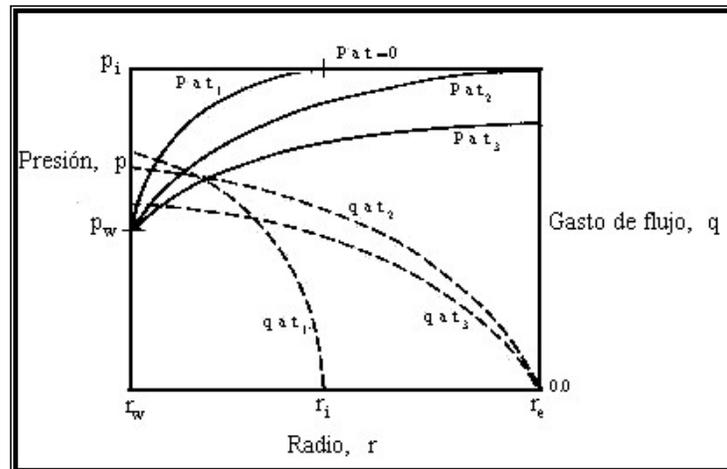


Figura 3.7 Distribución de presión y gasto para flujo transitorio a una presión de pozo, p_w , constante (Slider, 1983).

Inicialmente la presión es uniforme a lo largo del yacimiento (presión inicial), la cual representa el tiempo cero de producción. No existe flujo de agua o movimiento de otros fluidos a través del radio de drenaje (r_e). Las condiciones de frontera cerrada representan una zona donde no existe entrada de fluidos en el área de drenaje. Generalmente, las condiciones de frontera cerrada se presentan cuando existen barreras geológicas tales como fallas impermeables.

Después de un período corto de producción a un determinado gasto se podrá obtener una distribución como se muestra en la Fig. 3.7; es decir a t_1 sólo una pequeña porción del yacimiento será afectada, lo cual implica que no se tendrá una significativa caída de presión. Se debe tener en cuenta que el flujo de fluidos es causado por la expansión o compresibilidad de los fluidos. El gasto q en t_2 indica que el gasto en este tiempo se extiende a lo largo del yacimiento debido a que ha sido afectado y presenta una significativa caída de presión, cabe señalar que el gasto ha declinado en parte a partir de t_1 a t_2 a causa de la misma caída de presión ($p_i - p_w$), lo cual implica que un volumen más grande del yacimiento ha sido afectado.

La Fig. 3.8 muestra la distribución de presión y gasto para las condiciones de flujo pseudoestacionario. En este caso, el gasto en el pozo es constante. A un tiempo $t = 0$ la presión a lo largo del yacimiento es uniforme a la presión inicial (p_i). Después de un tiempo corto de producción t_1 , a un gasto constante, sólo una pequeña porción del yacimiento ha experimentado una caída de presión significativa, en consecuencia, el yacimiento está fluyendo sólo fuera del radio r_1 . Mientras la producción continúa a gasto constante, el yacimiento en su totalidad experimenta una caída de presión significativa (p a un tiempo t_2).

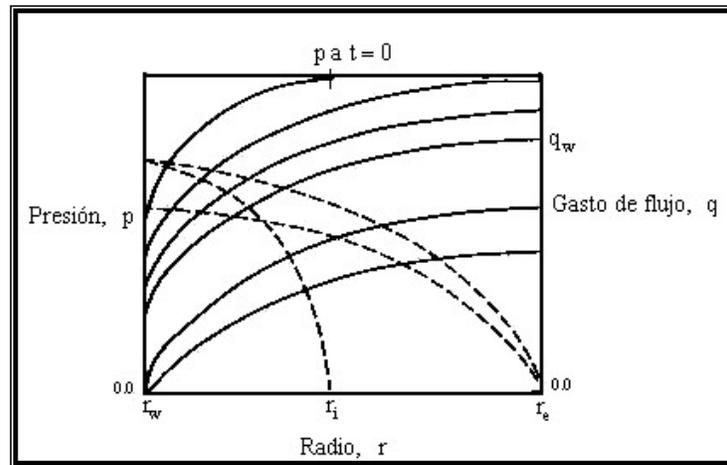


Figura 3.8 Distribución de presión y gasto para un sistema bajo condiciones de flujo pseudoestacionario (Slider, 1983).

Poco después de que la presión del yacimiento en su totalidad ha sido afectada, el cambio en la presión con respecto al tiempo en todo el radio de drenaje en el yacimiento llega a ser uniforme. De acuerdo con lo anterior, la distribución de presión en los subsecuentes tiempos (t_3 , t_4 y t_5) son paralelas. Matemáticamente, esto es equivalente a que la derivada de p con respecto a t es constante, $\frac{\partial p}{\partial t} = \text{cte.}$. El gasto para flujo pseudoestacionario, es determinado a través de,

$$q = \frac{k h (\bar{P} - P_{wf})}{141.2 B \mu \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + S \right)} \quad (3.22)$$

El ritmo de la declinación de la presión del yacimiento dependerá de qué tan rápido los fluidos sean producidos, la expansión de los fluidos en el yacimiento y de la compactación del volumen de poros. El efecto más importante del agotamiento del yacimiento está reflejado en la declinación de la presión media del yacimiento y el incremento en la resistencia al flujo y por lo tanto en la caída de los índices de productividad.

III.2. COMPORTAMIENTO EN POZOS DE ACEITE BAJOSATURADO

Los yacimientos de aceite bajosaturado son aquellos cuya presión original es mayor que la presión de saturación (presión de burbujeo, P_b). A presiones más elevadas a la de burbujeo todo el gas está disuelto en el aceite (yacimiento de aceite y gas disuelto). El comportamiento de afluencia de los yacimientos bajosaturados puede ser determinado por medio de la evaluación

del índice de productividad de los pozos a las condiciones en las que se encuentren al momento de iniciar su producción.

Para determinar la capacidad que tienen los pozos para producir fluidos existen diversos métodos para construir las curvas de afluencia. El método de determinación de la capacidad productora es conocida como IPR (Inflow Performance Relationship), o bien, relación de comportamiento de afluencia. En este sentido, la curva de IPR es una relación del comportamiento del gasto de líquido o gas respecto a la presión de fondo fluyendo.

Para el cálculo del gasto de producción de un pozo se supone que el flujo hacia el pozo es directamente proporcional a la diferencial de presión entre el yacimiento y la pared del pozo; es decir, que la producción es directamente proporcional a una caída de presión existente en el sistema yacimiento-pozo, la constante de proporcionalidad es conocida como índice de productividad (IP).

$$q_o = J(\bar{P} - P_{wf}) \quad (3.23)$$

De acuerdo a lo anterior, el índice de productividad (IP o J) es expresado como:

$$J = \frac{q_o}{(\bar{P} - P_{wf})} \quad (3.24)$$

El gasto de producción es medido directamente en la superficie y la presión del yacimiento normalmente se obtiene a partir de una prueba de incremento de presión.

Si se considera flujo radial, entonces, el índice de productividad también podrá obtenerse con la siguiente expresión:

$$J = \frac{0.00708 k_o h}{\mu_o B_o \ln\left(0.472 \frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (3.25)$$

La Fig. 3.9 permite obtener el comportamiento del índice de productividad (J) con respecto a la producción acumulada para diferentes mecanismos de producción.

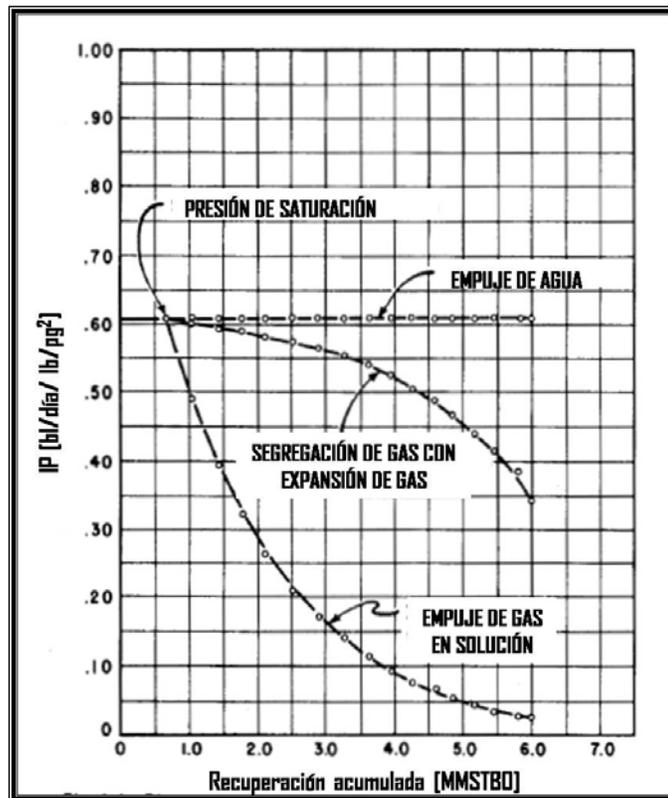


Figura 3.9 IP contra recuperación acumulada para diferentes tipos de yacimientos (Brown y Beggs, 1977, Vol. 1).

El índice de productividad puede ser variable o constante, esto dependerá del valor de la presión de fondo fluyendo (P_{wf}), ya que este puede estar abajo o arriba del valor de la presión de burbuja (Nind, 1964), ver Fig. 3.10.

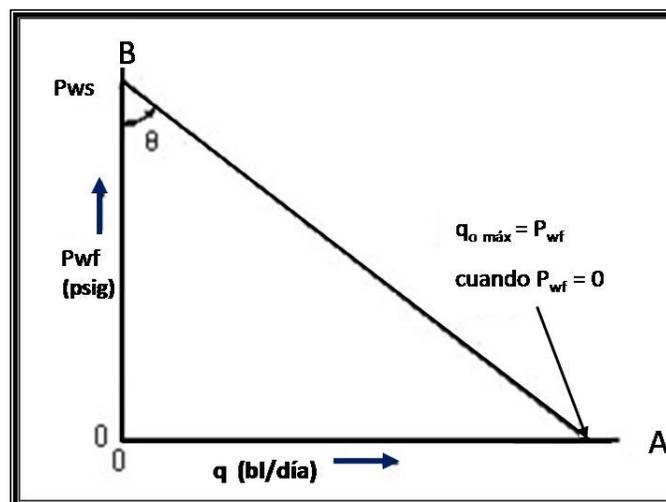


Figura 3.10 Gráfica del índice de productividad (Nind, 1964).

De acuerdo a la Fig. 3.10, se tiene que,

$$J = \tan \theta = \frac{OB}{OA} \quad (3.26)$$

Cuando $q_o = 0$, $p_{wf} = p_{ws}$ y cuando $p_{wf} = 0$, $q_o = J p_{ws}$; es decir, se tiene un $q_{o \text{ máx}}$ (hipotético). El $q_{o \text{ máx}}$ (hipotético) es aquel en el cual la formación puede entregar líquido hacia el pozo, y se presenta cuando la presión de fondo fluyendo es cero; es decir, cuando la presión de fondo es la atmosférica. En aquellos pozos en los que se usa el vacío (no existe columna de fluido que ofrezca resistencia al flujo de fluidos desde el fondo del pozo hacia la superficie), el potencial del pozo podría definirse como la presión de fondo fluyendo de cero absoluto.

El índice de productividad específico (J_s) es el número total de barriles de líquido a condiciones de tanque, producidos por día por cada (lb/pg^2) de abatimiento de presión y por cada pie de espesor de la formación productora, y puede obtenerse mediante:

$$J_s = \frac{J}{h} = \frac{q_o}{h (P_{ws} - P_{wf})} \quad (3.27)$$

donde h es el espesor productor en (pies) y J_s en $\left(\frac{\text{bpd}}{\text{psi} \cdot \text{pie}} \right)$.

Considerando las propiedades del yacimiento y flujo radial de aceite se tiene que:

$$J_s = \frac{J}{h} = \frac{7.08 k_a k_{ro}}{\mu_o B_o \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (3.28)$$

III.3. COMPORTAMIENTO EN POZOS DE ACEITE SATURADO

Cuando la p_{wf} es menor que la p_b el índice de productividad para cualquier gasto de producción es definido por el ritmo del cambio del gasto de producción por abatimiento de presión, lo anterior dirige al comportamiento de una curva definida por:

$$J = \tan \theta = - \frac{dq}{dp_{wf}} \quad (3.29)$$

La dirección de la curvatura de AB mostrada en la Fig. 3.11 indica un decremento del índice de productividad conforme el gasto se incrementa, lo cual explica el signo negativo de la Ec. 3.29. Si

$p_{wf} < p_b$ la permeabilidad relativa al gas (k_{rg}) se incrementa por encima de la permeabilidad relativa al aceite (k_{ro}), el IP disminuye y la relación gas-aceite instantánea aumenta. El efecto resultante de esta serie de fenómenos es un comportamiento de afluencia no lineal, conocido como IPR.

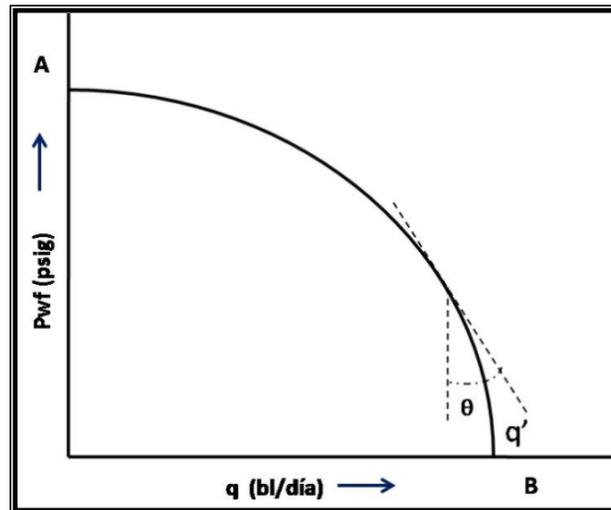


Figura 3.11 Curva de IPR (Nind, 1964).

Para flujo de dos fases, aceite y gas, considerando la ecuación para flujo de líquido en un yacimiento con frontera cerrada, asumiendo que la presión media del yacimiento es conocida, y que un valor de daño de cero ($S=0$), se tiene la siguiente ecuación:

$$q_o = \frac{0.00708kh}{\ln\left(0.472\frac{r_e}{r_w}\right)} \int_{P_{wf}}^{\bar{p}} \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} dp \quad (3.30)$$

El término de movilidad $\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}$, es función de la presión y a su vez la permeabilidad relativa al aceite (k_{ro}) que es una función de la saturación. La Fig. 3.12 muestra el comportamiento de la movilidad del aceite con la presión.

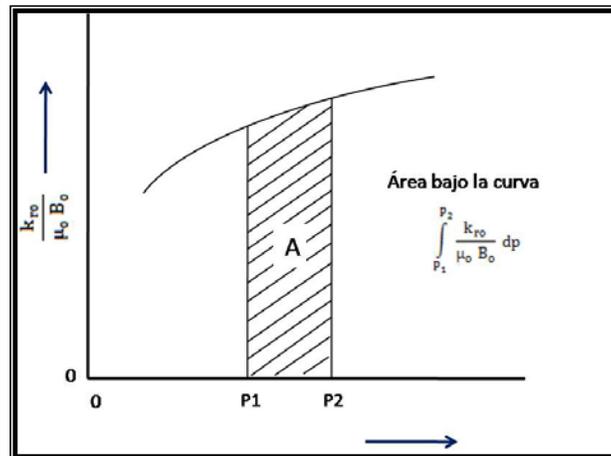


Figura 3.12 Gráfica de $\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}$ vs. Presión.

La integral puede ser en dividida en dos partes, como se muestra a continuación:

$$\int_{P_{wf}}^{\bar{P}} \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} dp = \int_{P_{wf}}^{P_b} \frac{1}{\bar{\mu}_o \bar{B}_o} dp + \int_{P_b}^{\bar{P}} \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} dp \quad (3.31)$$

A pesar de que en el intervalo de la presión media del yacimiento (\bar{P}) a la presión de burbuja (P_b) los valores de μ_o y B_o no son constantes, su variación es mínima, por lo que la gráfica de q vs. P_{wf} es una línea recta para esta etapa (Fig. 3.10). Para la segunda etapa (yacimientos de aceite saturado) está involucrado el valor de permeabilidad relativa al aceite (k_{ro}), al caer la P_{wf} por debajo de la de la presión de burbuja (P_b) se comienza a liberar gas con lo que la permeabilidad relativa a éste aumenta y la del aceite comienza a disminuir, los valores de μ_o y B_o son más significativos, el valor de μ_o empieza a aumentar y el del B_o a disminuir. Estas son las principales causas por las cuales las curvas de IPR para yacimientos de aceite bajosaturado y saturado se comportan de diferente manera.

MÉTODO DE VOGEL

Cuando existe flujo en dos fases (aceite y gas) en el yacimiento, la expresión utilizada para yacimientos bajosaturados no se cumple, esto debido a que el valor de la pendiente cambia continuamente en función del abatimiento de la presión. Por tal motivo existen métodos que

pueden utilizarse para generar las curvas de IPR bajo diferentes circunstancias, uno de esos métodos es el de Vogel (1968).

Vogel presentó una solución al problema de la determinación del comportamiento de afluencia para yacimientos con empuje por gas en solución. Sus consideraciones fueron las siguientes:

- El medio poroso es homogéneo e isotrópico, con una saturación de agua constante.
- El yacimiento es circular y cerrado con un pozo penetrándolo en el centro.
- La composición y el equilibrio entre fases es constante para el aceite y gas.
- Los efectos de segregación gravitacional son despreciables.
- Existe una condición de estado semiestacionario en la cual el ritmo de desaturación en el yacimiento es el mismo en todos los puntos para un instante dado.
- No se considera la compresibilidad de la roca y del agua de formación.

Vogel realizó una gran cantidad de curvas variando las condiciones de porosidades, propiedades PVT, saturaciones, permeabilidades, espaciamientos entre pozos, fracturamientos y espesores de la formación.

Demostrando que la producción del pozo decrece por dos causas:

1. Por el depresionamiento del yacimiento.
2. Por el incremento de la saturación de gas, lo cual origina una mayor resistencia al flujo de aceite.

Propuso la siguiente correlación para el comportamiento de afluencia o IPR, expresada como:

$$\frac{q_o}{q_{o \text{ máx}}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \quad (3.32)$$

en donde: $q_{o \text{ máx}}$ es el gasto máximo (bpd) y P_{ws} la presión estática (psi).

El comportamiento de la Ec. 3.32 se muestra en la Fig. 3.13, denominada como curva de referencia de Vogel.

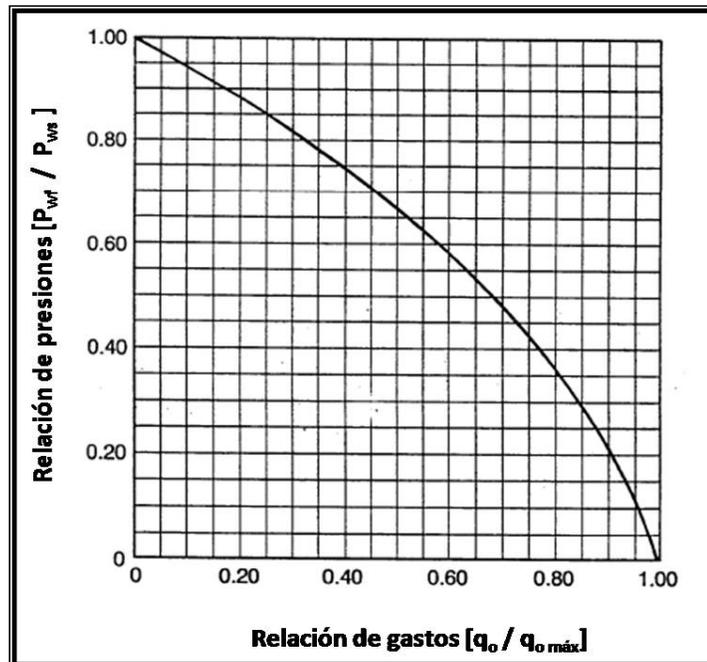


Figura 3.13 Curva de afluencia para pozos sin daño de un yacimiento con empuje de gas disuelto (Vogel, 1968).

De la gráfica mostrada en la Fig. 3.13 con datos dados de una prueba de producción (q_o, P_{wf}) y conociendo la P_{ws} podemos obtener el gasto máximo que aportaría la formación, este es un gasto teórico porque se obtiene cuando $P_{wf} = 0$ y en la práctica esta condición no se presenta sin que antes el pozo deje de fluir. Con el valor del gasto máximo podemos calcular los diferentes gastos esperados para diferentes P_{wf} recordando que esta gráfica es para una eficiencia de flujo de uno ($EF = 1$).

Para aplicar esta correlación se deben tomar en cuenta las siguientes observaciones:

- 1) Este procedimiento debe ser considerado correcto únicamente para condiciones de producción, para expansión por gas disuelto.
- 2) Este procedimiento es válido para dos fases (aceite y gas), y no debe ser usado cuando tres fases están fluyendo.
- 3) Válido para daño cero ($EF=1$).

La ecuación de Vogel puede ser utilizada para calcular el valor de P_{wf} dado un gasto y P_{ws} ,

$$P_{wf} = 0.125 P_{ws} \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \left(\frac{q_o}{q_{o\text{máx}}} \right)} \right] \quad (3.33)$$

Procedimiento de Vogel:

Teniendo una prueba de producción de la cual se conocen P_{ws} , q_o y P_{wf} , se obtendrá el potencial de un pozo.

❖ Utilizando la Ec. 3.32.

1. Despejar $q_{o\text{máx}}$ y sustituir los valores ya conocidos. La expresión a utilizar será:

$$q_{o\text{máx}} = \frac{q_o}{1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2} \quad (3.34)$$

❖ Utilizando la curva de referencia de Vogel ($S = 0$)

1. Obtener el cociente de P_{wf}/P_{ws} con el valor obtenido "x", ingresar a la gráfica de la Fig. 3.13 y obtener el cociente $q_o/q_{o\text{máx}}$.
2. Despejar $q_{o\text{máx}}$, $\frac{q_o}{q_{o\text{máx}}} = x$
3. Sustituir valores.
4. Para trazar la curva de afluencia se deben suponer valores de P_{wf} , los cuales pueden ser considerados desde cero hasta que $P_{wf} = P_{ws}$.
5. Auxiliándose de la curva de Vogel, obtener las producciones correspondientes.
6. Graficar los puntos de las pruebas de producción obtenidas.
7. Finalmente trazar la curva de afluencia uniendo los puntos graficados en el punto anterior.

MÉTODO DE STANDING

Las curvas generalizadas de Standing son una extensión del trabajo realizado por Vogel pero considera eficiencias de flujo, para pozo con daño y estimulación.

La eficiencia de flujo se define como:

$$EF = \frac{P_{ws} - P_{wf}'}{P_{ws} - P_{wf}} = \frac{P_{ws} - P_{wf} - \Delta P_s}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (3.35)$$

La ΔP_s es la diferencia entre P_{wf}' y P_{wf} , por lo que representa una resistencia adicional al flujo en las vecindades del pozo.

La determinación de la caída de presión por daño (ΔP_s) se calcula usando el factor de daño (S), el cual se determina a partir de pruebas de presión, y en donde ΔP_s se obtiene con la siguiente expresión:

$$\Delta P_s = \frac{q \mu}{2 \pi k h} (S) \quad (3.36)$$

en donde S es el factor de daño (adim).

Una vez obtenida ΔP_s se puede obtener la eficiencia de flujo (EF). Standing logró la construcción de una gráfica de referencia que sirve para la construcción de la curva de IPR, la cual es válida para eficiencias de flujo entre 0.5 y 1.5.

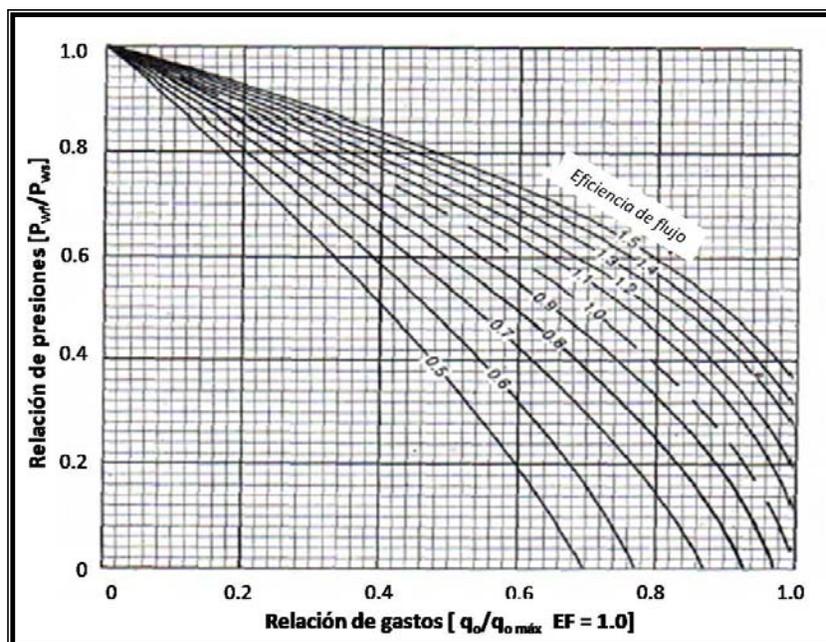


Figura 3.14 Curva de referencia de Standing (Standing, 1970).

De la Fig. 3.14 es posible:

- Determinar el gasto posible para cualquier presión de fondo fluyendo y diferentes valores de EF.
- El gasto máximo posible para un pozo dañado.
- El gasto máximo si el daño fuera removido.
- La construcción de curvas de IPR

Para flujo radial, considerando los datos geométricos del yacimiento, la eficiencia de flujo puede determinarse con la siguiente expresión:

$$EF = \frac{\ln\left(\frac{0.47r_e}{r_w}\right)}{\ln\left(\frac{0.47r_e}{r_w}\right) + S} \quad (3.37)$$

Aplicando la ecuación de Vogel, pero en este caso considerando la definición para P_{wf}' , considerando que,

$$P_{wf}' = P_{ws} - (P_{ws} - P_{wf})EF \quad (3.38)$$

se establece la siguiente correlación,

$$\frac{q_o}{q_{o\text{máx}}} = 1 - 0.20\left(\frac{P_{wf}'}{P_{ws}}\right) - 0.80\left(\frac{P_{wf}'}{P_{ws}}\right)^2 \quad (3.39)$$

en donde: P_{wf}' es la presión de fondo fluyendo dañada (psi).

Con la Ec. 3.39 se tendrán casos en los que se presentará un comportamiento como se muestra en la Fig. 3.15; este comportamiento se debe a que el método de Standing para presiones de fondo fluyendo bajas, y altas eficiencias de flujo no genera resultados consistentes, debido a que se obtienen valores negativos de P_{wf}' . Para estos casos se dispone de métodos alternos como el propuesto por Harrison y Fetkovich.

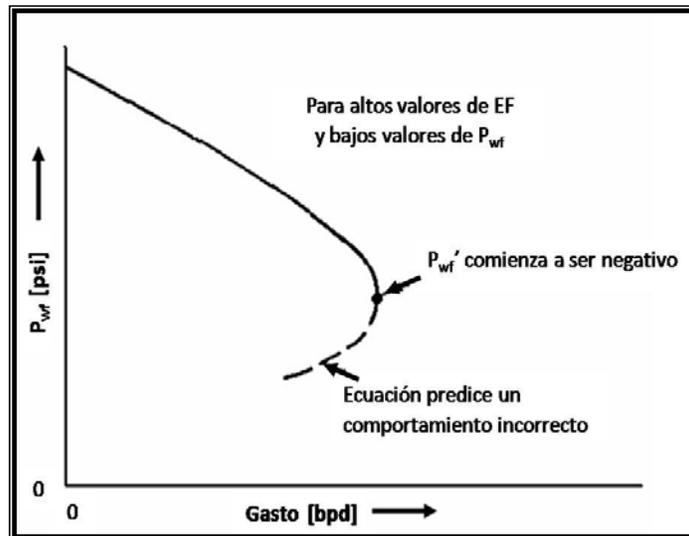


Figura 3.15 Errores al extrapolar con el método de Standing.

Ecuación de Harrison

Cuando P_{wf}' empieza a ser negativo puede utilizarse la ecuación propuesta por Harrison, que es una ecuación equivalente a la de Vogel, la cual puede utilizarse tanto para valores positivos como negativos de P_{wf}' .

$$\frac{q_o}{q_{o\text{máx}}} = 1 - 0.20 * e^{\left(\frac{1.792 P_{wf}'}{P_{ws}}\right)} \quad (3.40)$$

Procedimiento de Standing:

Con los valores de P_{ws} , P_{wf} , q_o , (para $EF \neq 1$), para determinar el potencial de un pozo se tiene que:

1. Sustituir valores proporcionados en la Ec. 3.38.
2. De acuerdo con el valor obtenido posteriormente, sustituir valores en la Ec. 3.39, lo que se obtiene en este caso es el $q_{o\text{máx}}$ para $EF = 1$.
3. $q_{o\text{máx}}$ para $EF \neq 1$ se obtiene cuando $P_{wf} = 0$, por tanto, se sustituyen los valores correspondientes en la Ec. 3.38, y el valor obtenido se sustituye en la Ec. 3.39, en este caso $q_o = q_{o\text{máx}}$.

4. Para trazar la curva de afluencia se deben suponer valores de P_{wf} , los cuales pueden ser considerados desde cero hasta que $P_{wf} = P_{ws}$.
5. Calcular los gastos correspondientes para a cada P_{wf} específica con la Ec. 3.39. También pueden ser obtenidos utilizando la gráfica de la Fig. 3.14, por medio del cálculo de los cocientes de P_{wf}/P_{ws} y la extrapolación para obtener $q_o/q_{o\text{ máx}}$ para cualquier EF igual o diferente de 1.
6. Graficar los puntos de las pruebas de producción obtenidas.
7. Trazar la curva de afluencia uniendo los puntos graficados anteriormente.

MÉTODO DE FETKOVICH

En 1973 Fetkovich propuso un método para calcular el comportamiento de afluencia en pozos productores de aceite, usando el mismo tipo de ecuación que durante mucho tiempo se venía utilizando para analizar pozos de gas. El procedimiento fue verificado por medio del análisis de pruebas isocronales y pruebas de flujo dirigidas a yacimientos con un rango de permeabilidades de 6 (mD) a 1000 (mD) y para condiciones de presión en los yacimientos desde bajosaturados hasta saturados. Fetkovich presentó un método de análisis de pruebas multigastos aplicado a pozos de aceite.

Se requiere de al menos tres pruebas de producción para determinar los coeficientes que intervienen en la ecuación de Fetkovich, quien encontró que los pozos produciendo por debajo de la P_b deben realmente comportarse más como pozos de gas, lo anterior significa que $(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)$ vs. q_o dará una línea recta en una gráfica Log-Log como se muestra en la Fig. 3.16. La ecuación de Fetkovich es la siguiente:

$$q_o = J_o' (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n \quad (3.41)$$

donde J_o' es el índice de productividad de aceite y n el exponente de turbulencia, $0.5 \leq n \leq 1$.

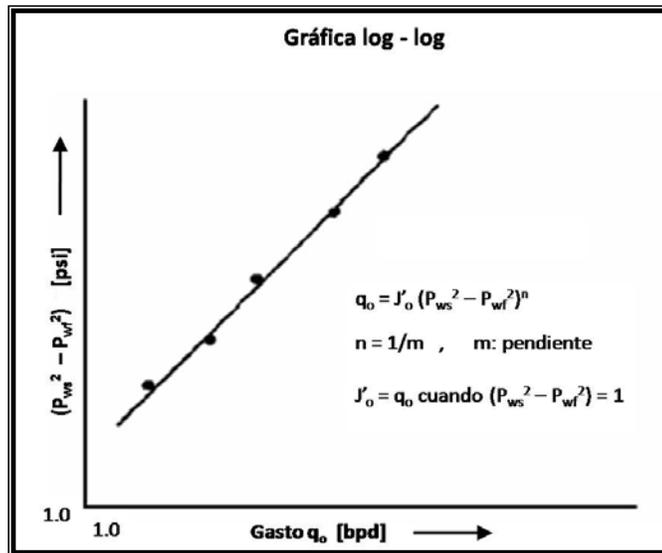


Figura 3.16 Prueba multigastos aplicada a un pozo de aceite, gráfica log – log vs. gasto.

MÉTODO DE JONES, BLOUNT Y GLAZE

Jones, Blount y Glaze (1976) propusieron una relación entre presión y gasto, la cual sirve para evaluar el comportamiento de afluencia de pozos de aceite, que para pozos de aceite está dada por,

$$\frac{P_{ws} - P_{wf}}{q_o} = C + D q_o \quad (3.42)$$

se establece,

$$Dq^2 + Cq - \Delta P = 0 \quad (3.43)$$

en donde: “C” es el coeficiente de flujo laminar y D el coeficiente de flujo no laminar.

En una gráfica cartesiana $\frac{P_{ws} - P_{wf}}{q_o}$ vs. q_o , se generará una línea recta con ordenada al origen C y pendiente D. Para poder determinar los coeficientes mencionados, mínimo es necesario conocer dos puntos de la recta. Una vez que se obtienen los valores de los coeficientes, el gasto puede ser determinado a cualquier P_{wf} siguiendo la Ec. 3.44.

$$q_o = \frac{-C + \sqrt{C^2 + 4D(P_{ws} - P_{wf})}}{2D} \quad (3.44)$$

Para flujo lineal:

$$C = \frac{\mu B L}{1.127 \times 10^{-3} k A} \quad (3.45)$$

y

$$D = \frac{9.08 \times 10^{-3} \beta B^2 \rho L}{A^2} \quad (3.46)$$

en donde: L es longitud de la trayectoria del flujo (pies), A la sección transversal perpendicular al área de flujo (pies²), B el factor de volumen del aceite $\left(\frac{\text{bl@ c.y.}}{\text{bl@ c.s.}}\right)$, ρ la densidad del fluido (lb/pie³) y β el coeficiente inercial (pie⁻¹).

Para flujo radial:

$$C = \frac{\mu B}{1.127 \times 10^{-3} (2\pi k h)} \left(\ln 0.472 \frac{r_e}{r_w} + S \right) \quad (3.47)$$

y

$$D = \frac{9.08 \times 10^{-3} \beta B^2 \rho}{4\pi^2 h^2 r_w} \quad (3.48)$$

Procedimiento:

1. Se requieren como datos iniciales una P_{wf} , q_o y la P_{ws} , una vez que estos se tienen, se tendrá que determinar el tipo de flujo existente.
2. Calcular los valores de los coeficientes C y D de acuerdo con el tipo de flujo.
3. Para conocer el potencial del pozo, sustituir los valores de C, D, P_{wf} y P_{ws} en la Ec. 3.44.
4. Para desarrollar las curvas de afluencia, suponer valores para P_{wf} y con dichos valores, determinar los gastos correspondientes con la Ec. 3.44.
5. Graficar cada uno de los puntos (pruebas de producción) obtenidos en el paso anterior.
6. Finalmente trazar la curva de afluencia uniendo los puntos graficados anteriormente.

MÉTODO DE KLINS-MAJCHER

Klins y Majcher realizaron un estudio detallado sobre el efecto que tienen algunos parámetros del yacimiento y las propiedades de los fluidos contenidos en los mismos, sobre las curvas de

IPR. Desarrollaron un modelo de IPR usando el método propuesto por Weller para yacimientos con empuje por gas en solución. El estudio realizado mostró que la presión de saturación y el depresionamiento del yacimiento tenían un efecto significativo en las curvas adimensionales. A una baja presión de saturación y a una baja presión estática, la curva de IPR tiene una tendencia lineal. El factor de daño y el radio adimensional no afectan la curva IPR normalizada.

Mediante el uso del método de Klins y Majcher para estimar el IPR y calcular el potencial presente del pozo, se pueden predecir gastos futuros usando el modelo de IPR de Fetkovich con J y n estimadas.

Klins y Majcher desarrollaron una expresión para determinar el IPR incorporando el valor de P_b , dicha expresión es:

$$\frac{q_o}{q_{o \text{ máx}}} = 1 - 0.295 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.705 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^d \quad (3.49)$$

donde d se puede determinar con:

$$d = \left(0.28 + 0.72 \frac{P_{ws}}{P_b} \right) (1.235 + 0.001 P_b) \quad (3.50)$$

Procedimiento:

1. Teniendo una prueba de producción de la cual se conocen P_{ws} , q_o y P_{wf} , y la P_b .
2. Calcular el valor de d con la Ec. 3.50.
3. Despejar $q_{o \text{ máx}}$ de la Ec. 3.49 y sustituir los valores ya conocidos. La expresión a utilizar será:

$$q_{o \text{ máx}} = \frac{q_o}{1 - 0.295 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.705 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^d}$$

4. Para trazar la curva de afluencia se deben suponer valores de P_{wf} , los cuales pueden ser considerados desde cero hasta que $P_{wf} = P_{ws}$, al igual que en el método de Vogel y aplicar la ecuación utilizada en el punto 3.
5. Graficar puntos de las pruebas de producción obtenidas.
6. Finalmente trazar la curva de afluencia uniendo los puntos graficados en el punto anterior.

III.4. PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA

Del estudio del comportamiento de afluencia, se distinguen dos problemas a resolver. El primero es la forma de la curva de presión contra gasto en una etapa particular de la explotación. El segundo es la manera en que la IPR decrece a medida que continúa la explotación. Para este tipo de estudios, prácticamente no existen modelos que consideren el daño que sufre la formación, debido a la generación y depositación de asfaltenos, esto representa un problema para la industria petrolera. De esto surge la necesidad de desarrollar nuevos modelos matemáticos, con los cuales se pueda predecir el comportamiento de los yacimientos bajo diferentes efectos tanto a escala de pozo como de yacimiento.

La predicción del comportamiento de afluencia se basa en la construcción de las curvas de IPR futuras. La elaboración de estas curvas sirve para determinar los gastos de producción futuros para pozos fluyentes o con sistema artificial de producción. Las curvas de IPR futuras representan una manera de determinar cuándo el pozo deberá ser equipado con un sistema artificial. En la Fig. 3.17 se observa un conjunto de curvas de IPR a diferentes niveles de presión, es decir a diferentes tiempos.

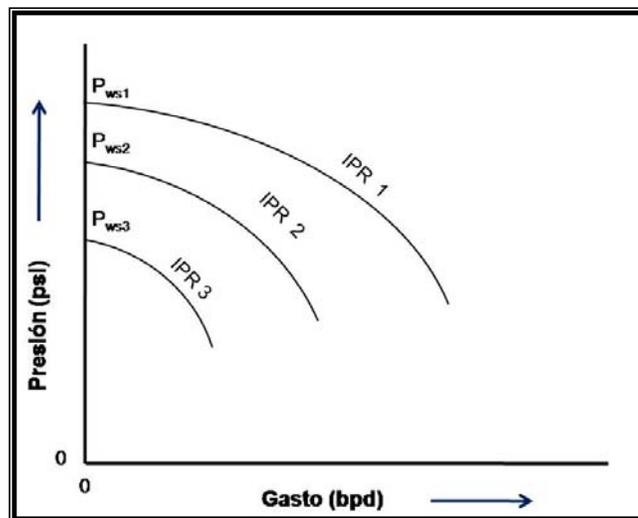


Figura 3.17 Curvas de IPR para presiones de yacimiento presentes y futuras.

Teniendo las curvas de IPR a tiempo presente y a futuro, se hace más fácil el análisis de la productividad de los pozos y así es posible establecer propuestas para la optimización de la productividad de los mismos.

MÉTODO DE STANDING

El método de Standing (1970) es muy sencillo de aplicar. Standing utilizó la ecuación de Vogel en combinación con la ecuación de Muskat, en relación a los índices de productividad presentes y futuros,

$$q_o = \frac{J^* P_{ws}}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \right] \quad (3.51)$$

en donde: J^* es denominado como pseudoíndice de productividad $\left(\frac{\text{bpd}}{\text{psi}} \right)$

Considerando que,

$$J_p^* = \frac{0.00708 \text{ k h}}{\mu_o B_o \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S \right]} \quad (3.52)$$

la J^* ó J_f^* para cualquier P_{ws} futura es determinada por:

$$J_f^* = \frac{J_p^* \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_f}{\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_p} \quad (3.53)$$

Para emplear la Ec. 3.53 se necesitan valores presentes y futuros de k_{ro} , μ_o y B_o ; por lo tanto se necesitan realizar cálculos de balance de materia para establecer las saturaciones de aceite contra P_{ws} , ya que k_{ro} es una función de las saturaciones de aceite.

Procedimiento:

1. Teniendo condiciones presentes y futuras de: P_{ws} , P_{wf} , q_o , EF , k_{ro} , k_{abs} , μ_o , B_o , r_e , r_w , h y S . Calcular el valor de J_p^* con la Ec. 3.52.
2. Sustituir el valor de J_p^* en la Ec. 3.53 para J_f^* .
3. Sustituir J^* en la Ec. 3.51.
4. Una vez que se conoce el potencial del pozo, se procede a realizar la curva de afluencia, suponiendo diferentes valores de P_{wf} y así calcular los gastos correspondientes, considerando de igual manera los datos proporcionados u obtenidos de un balance de materia.

5. Graficar los puntos de las pruebas de producción calculadas y trazar la correspondiente curva de afluencia.

MÉTODO DE FETKOVICH

Fetkovich (1973) se basó en el análisis de pruebas isocronales considerando la ecuación que presentó Muskat (1933), en donde se relaciona el índice de productividad a un tiempo t_1 respecto a otro tiempo t_2 . Fetkovich presentó una ecuación similar a la establecida para pozos de gas. La relación de índices de productividad que presentó Muskat está dada por:

$$\frac{J_1}{J_2} = \frac{\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}\right)_1}{\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}\right)_2} \quad (3.54)$$

en donde J_1 es el índice de productividad en un tiempo 1 y J_2 el índice de productividad en un tiempo 2.

Fetkovich en la Fig. 3.18, muestra el lugar geométrico de los valores de $(k_{ro} / (\mu_o B_o))$ vs. Presión.

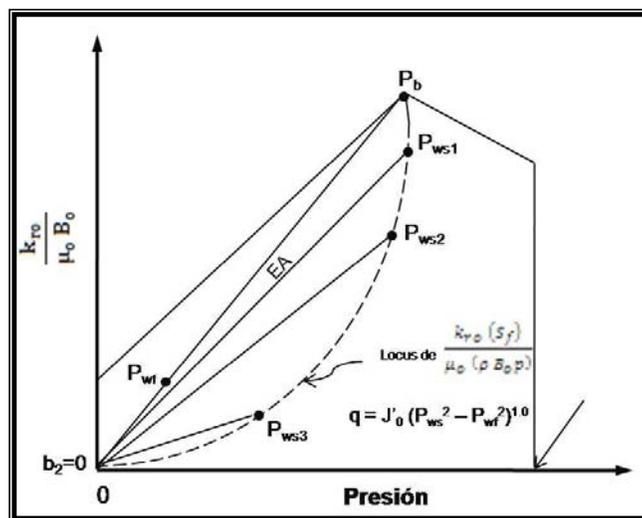


Figura 3.18 Gráfica de $(k_{ro} / (\mu_o B_o))$ vs P (Fetkovich, 1973).

La ecuación de afluencia considerando las propiedades de los fluidos y el índice de productividad está dada por:

$$q_{o1} = J'_{o1} (P_{wsi}^2 - P_{wf}^2)^n \quad (3.55)$$

Finalmente la ecuación propuesta por Fetkovich es:

$$q_{o2} = J'_{o1} \left(\frac{P_{ws2}}{P_{ws1}} \right) (P_{ws2}^2 - P_{wf}^2)^n \quad (3.56)$$

donde: J'_{o1} = índice de productividad a un tiempo 1 $\left(\frac{\text{bpd}}{\text{psi}} \right)$, $n = 1/\text{pendiente}$.

El exponente n se encuentra en el rango de 0.568 a 1.00, y los valores menores a 1 corresponden a flujo no Darciano.

Con la Ec. 3.56 es posible construir las curvas de IPR a otros niveles de presión.

Procedimiento:

1. Como datos iniciales se necesitan conocer dos presiones estáticas a diferentes tiempos (P_{ws1} y P_{ws2}), mínimo dos pruebas de producción.
2. Trazar la gráfica de $(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)$ vs. q_o y obtener el valor "n".
3. Obtener J'_{o1} aplicando la Ec. 3.55.
4. Obtener q_{o2} aplicando la ecuación 3.56.
5. Una vez obtenido el gasto al tiempo 2, graficar la curva de IPR, de ser posible repetir el procedimiento para diferentes P_{wf} .

MÉTODO DE UHRI-BLOUNT (PUNTO PIVOTE)

El método de Uhri-Blount (1982) sirve para predecir IPR's de pozos productores de aceite de yacimientos con empuje de gas disuelto, sin requerir datos PVT, saturaciones o permeabilidades relativas. Este método puede ser aplicado gráficamente o numéricamente mediante el cálculo de la relación entre el índice de productividad y la presión de yacimiento.

Una de las ventajas que se tienen al utilizar este método es que se puede aplicar fácilmente en campo, ya que no se requiere de información como datos de radio de drene o la geometría del yacimiento.

Los efectos de daño a la formación y estados mecánicos de los pozos son tomados en cuenta intrínsecamente. La técnica del método de punto pivote se basa en la ecuación de Vogel y requiere de al menos dos pares de datos a diferentes tiempos. Si el factor de daño cambia, la forma de la curva propuesta cambiará también.

El método consiste básicamente en construir una gráfica de $(\frac{dq_o}{dP_{wf}} \text{ vs. } P_{ws})$, con la información de las dos pruebas de producción a diferentes tiempos, donde se puede trazar una envolvente que servirá de referencia para el cálculo de nuevas P_{wf} y q_o a P_{ws} futuras previa determinación del potencial del pozo en ese momento, dado por la relación:

$$\left\{ \frac{dq_o}{dP_{wf}} \right\}_{P_{wf}=P_{ws}} = 9X \left\{ \frac{dq_o}{dP_{wf}} \right\}_{P_{wf}=0} \quad (3.57)$$

Como ya se mencionó anteriormente este método necesita dos pruebas a diferentes tiempos, una prueba pasada y otra presente, o ambas pueden ser a diferentes tiempos en el pasado.

Procedimiento:

Forma gráfica:

1. Teniendo 2 pruebas de producción a diferentes tiempos, calcular el gasto máximo a partir de cada una de las pruebas utilizando la ecuación de Vogel (Ec. 3.32).
2. Para cada prueba de producción, calcular $\frac{dq_o}{dP_{wf}}$ para $P_{wf} = 0$ y $P_{wf} = P_{ws}$, utilizando las siguientes ecuaciones, respectivamente:

$$\frac{dq_o}{dP_{wf}} = 0.2 \frac{q_{o \text{ máx}}}{P_{ws}} \quad (3.58)$$

$$\frac{dq_o}{dP_{wf}} = 1.8 \frac{q_{o \text{ máx}}}{P_{ws}} \quad (3.59)$$

- Para realizar la gráfica, trazar los ejes x – y con $\frac{dq_o}{dP_{wf}}$ como eje vertical y P_{ws} como eje horizontal y graficar el valor de $\frac{dq_o}{dP_{wf}}$ vs. P_{wf} como se muestra en la Fig. 3.19, a partir de las pruebas de producción dadas.

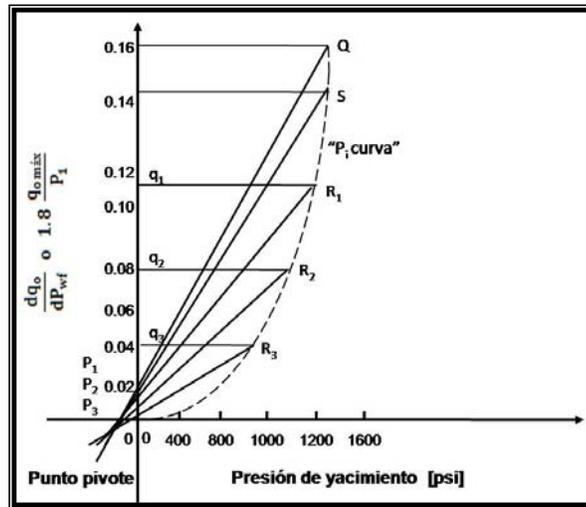


Figura 3.19 Construcción de la envolvente de la presión de yacimiento (Uhri-Blount, 1982).

- Determinar los puntos:

$$P = \left\{ \frac{dq_o}{dP_{wf}} \right\}_{P_{wf}=0}, \text{ de la primera prueba} \quad (3.60)$$

$$Q = \left\{ \frac{dq_o}{dP_{wf}} \right\}_{P_{wf}=P_{ws}}, \text{ de la primera prueba} \quad (3.61)$$

$$R = \left\{ \frac{dq_o}{dP_{wf}} \right\}_{P_{wf}=0}, \text{ de la segunda prueba} \quad (3.62)$$

$$S = \left\{ \frac{dq_o}{dP_{wf}} \right\}_{P_{wf}=P_{ws}}, \text{ de la segunda prueba} \quad (3.63)$$

- Trazar una línea recta entre P–Q y R–S y prolongar estas líneas hasta que estas se intersecten. La intersección es llamada el punto pivote (PP).
- Si O es el punto de origen, la línea OP divide (sobre el eje vertical) en varias partes, por ejemplo en cuatro partes, esto es, P_1 , P_2 y P_3 . Dibujar líneas a partir del punto pivote

(PP) hacia P_1 , P_2 y P_3 . Esto es $PP - P_1$, $PP - P_2$ y $PP - P_3$, y prolongar las líneas lo suficiente para generar la envolvente.

7. Sobre el eje vertical o eje $\frac{dq_o}{dP_{wf}}$, determinar los puntos q_1 , q_2 , q_3 , donde las distancias Oq_1 , Oq_2 y Oq_3 , son determinadas basándose en el valor Oq_1 , Oq_2 y Oq_3 , respectivamente, mediante la Ec. 3.57; esto es:

$$Oq_1 = OP_1 \times 9$$

$$Oq_2 = OP_2 \times 9$$

$$Oq_3 = OP_3 \times 9$$

8. A partir de q_1 , q_2 y q_3 , dibujar líneas horizontales hasta que intersecten la extensión de $PP - P_1$, $PP - P_2$ y $PP - P_3$, respectivamente, y obtener los puntos R_1 , R_2 y R_3 .
9. Unir los puntos S , R_3 , R_2 , R_1 , Q y O . La curva generada es llamada “envolvente de presión de yacimiento”.
10. Si el eje horizontal es considerado para ser la presión de yacimiento (P_{ws}), entonces, el eje vertical es $\left(1.8 \frac{q_{o\text{máx}}}{P_{ws}}\right)$.
11. Utilizando la envolvente de presión del yacimiento a partir del paso (9) y para ciertos valores de presión de yacimiento en el futuro, el valor $\left(1.8 \frac{q_{o\text{máx}}}{P_{ws}}\right)$ puede ser determinado; a partir de esto, el gasto máximo puede ser calculado.
12. Una curva IPR en el futuro, se puede predecir mediante la aplicación de la ecuación de Vogel basada en la presión del yacimiento futura (P_{ws}) y el gasto máximo calculado en el paso (11).

Existen dos formas para predecir las curvas de IPR:

- 1) Solución numérica empleando el método de punto pivote.
- 2) Solución numérica empleando la ecuación de la envolvente P_{ws} .

Para la aproximación de la solución numérica se derivaron las siguientes ecuaciones:

$$P_{wf}^* = \frac{1.8 [(q_{o \text{ máx}})_2 P_{ws1}^2 * P_{ws2} - (q_{o \text{ máx}})_1 P_{ws2}^2 * P_{ws1}]}{(q_{o \text{ máx}})_1 P_{ws2}^2 - (q_{o \text{ máx}})_2^2} \quad (3.64)$$

$$\left(-\frac{dq_o}{dP_{wf}}\right) = (q_{o \text{ máx}})_1 \left[\frac{0.2}{P_{ws1}} + 1.6 \frac{P_{wf}^*}{P_{ws1}^2} \right] \quad (3.65)$$

$$\left(-\frac{dq_o}{dP_{wf}}\right)_{f @ P_{wf}} = 0 = \frac{0.2 (q_{o \text{ máx}})_f}{P_{wsf}} \quad (3.66)$$

P_{ws}^* y $\frac{dq_o}{dP_{wf}}$ son las coordenadas del punto pivote y los subíndices 1 y 2 se refieren a las pruebas del pozo 1 y 2 respectivamente; el subíndice f indica una condición futura de la curva.

MÉTODO DE KELKAR

El método de Kelkar (1985) se basa en la suposición de que $\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}$ es una variación lineal de la presión del yacimiento. Para aplicar este método se requiere de la información de dos puntos (a diferentes presiones del yacimiento).

Fetkovich (1973) fue el primero en sugerir que para un empuje de gas en solución, $\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}$ se puede considerar como una función lineal. Aquí se mostrará que todos los métodos discutidos anteriormente, consideran que J^* es referido a $\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}$ mediante la siguiente relación:

$$J^* = \text{constante} * \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_{P_{ws}} \quad (3.67)$$

Donde J^* está relacionado con $q_{o \text{ máx}}$ de la ecuación de Vogel,

$$J^* = \frac{1.8 q_{o \text{ máx}}}{P_{ws}} \quad (3.68)$$

De la relación de Fetkovich cuando $n = 1$.

$$J^* = \frac{2 q_{o \text{ máx}}}{P_{ws}} \quad (3.69)$$

Para $n \neq 1$, como una aproximación, si uno de los valores calculados de J^* para $P_{wf} = 0.999 (P_{ws})$, se puede escribir como:

$$J^* = \text{constante} * \frac{q_{o \text{ máx}}}{P_{ws}} \quad (3.70)$$

En general, revisando las Ecs. 3.68, 3.69 y 3.70, se puede concluir que J^* es directamente proporcional a $q_{o \text{ máx}}$ e inversamente proporcional a P_{ws} . Por lo tanto, si $q_{o \text{ máx}}$, y P_{ws} son conocidos, J^* podrá ser calculado.

Como se muestra en la Fig. 3.20, si se supone una relación lineal entre $\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}$ y P , la intersección sobre el eje Y corresponde al valor de $\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}$ a la presión atmosférica. Por consiguiente, una ecuación que relaciona $\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}$ y P se puede escribir como:

$$F(P) = \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) = aP + b \quad (3.71)$$

donde a y b son constantes y

$$b = \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_{Pa} = F(P_a) \quad (3.72)$$

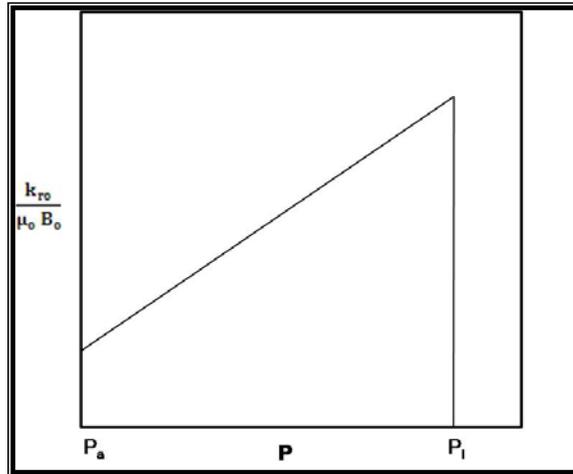


Figura 3.20 Relación entre $\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}$ y P .

Whitson definió a X de la siguiente manera:

$$X = \frac{\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_{P_a}}{\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_{P_{ws}}} = \frac{F(P_a)}{F(P_{ws})} \quad (3.73)$$

Entonces la Ec. 3.71 se puede escribir como:

$$F(P) = X F(P_{ws}) + \frac{F(P_{ws})(1-X)}{P_{ws}} P \quad (3.74)$$

Si se emplea la ecuación de Darcy para flujo radial, el gasto puede ser calculado mediante:

$$q = \text{constante} * \int_{P_{wf}}^{P_{ws}} F(P) dp \quad (3.75)$$

Si P_{wf} se cambia a P_a el q_o máx se calcula sustituyendo la Ec. 3.74 en la Ec. 3.75, y calculando q_o y q_o máx, la relación puede ser establecida por:

$$\frac{q_o}{q_o \text{ máx}} = 1 - \left(\frac{2X}{1+X} \right) \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - \left(\frac{1-X}{1+X} \right) \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \quad (3.76)$$

Sustituyendo el valor de X por 1/9, se podrá obtener la relación de Vogel quien supone que X permanece constante totalmente durante la operación de producción. Uhri y Blount emplearon la misma relación para predecir el gasto de producción futuro. Como muestra Whitson (1983), la intercesión sobre el eje Y deberá ser 1/9 de F (P_{ws}). Si se cuenta con dos conjuntos de datos a dos diferentes tiempos, F(P) se podrá calcular. Por consiguiente, las dos ecuaciones se podrán escribir como:

$$F(P) = a_1 P_{ws1} + b_1 \quad (3.77)$$

$$F(P) = a_2 P_{ws2} + b_2 \quad (3.78)$$

Para Vogel; la relación es:

$$\frac{F(P_{ws1})}{b_1} = 9 \quad (3.79)$$

$$\frac{F(P_{ws2})}{b_2} = 9 \quad (3.80)$$

Por lo tanto:

$$a_1 = \frac{8 b_1}{P_{ws1}} \quad (3.81)$$

$$a_2 = \frac{8 b_2}{P_{ws2}} \quad (3.82)$$

Las dos líneas generadas por las Ecs. 3.77 y 3.78 se interceptarán en un cierto punto, y se denominará como "punto pivote". Este procedimiento se muestra en la Fig. 3.21.

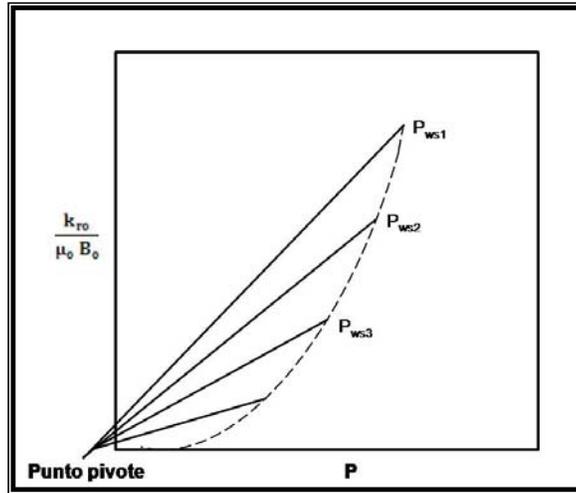


Fig. 3.21 Representación gráfica de las líneas generadas por las Ecs. 3.77 y 3.78.

Para que la línea recta futura pase por el “punto pivote”, la siguiente condición es necesaria:

$$b = \frac{A^*}{1 + \frac{n}{P_{ws}}} \quad (3.83)$$

donde A^* y n son dos constantes. Combinando la Ec. 3.77 con la Ec. 3.78, se tiene que:

$$\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) = \left(\frac{8 A^*}{P_{ws} + n} \right) P + \left(\frac{A^* P_{ws}}{P_{ws} + n} \right) \quad (3.84)$$

Evaluando en P_{ws} ;

$$\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_{P_{ws}} = \frac{9 A^* P_{ws}}{(P_{ws} + n)} \quad (3.85)$$

Sustituyendo la Ec. 3.67 en la Ec. 3.85, se tiene,

$$J^* = \frac{A^* P_{ws}}{P_{ws} + n} \quad (3.86)$$

o sustituyendo la Ec. 3.68 en la Ec. 3.86,

$$q_o \text{ máx} = \frac{A P_{ws}^2}{P_{ws} + n} \quad (3.87)$$

Existen dos incógnitas en la Ec. 3.87 por consiguiente se necesitan dos conjuntos de puntos como datos. La Ec. 3.86 es idéntica a la propuesta por Uhri y Blount (1982), excepto en que para llegar a ellas se emplearon diferentes aproximaciones. Aunque esta relación es útil en la predicción de datos actuales de producción, la mayor desventaja recae en el hecho de que X se considera constante.

Es evidente que los valores propuestos por Vogel, permanecen constantes para $F(P_a)$ conforme la presión del yacimiento se abate, no así el valor de X el cual se incrementa. El incremento puede ser tan alto como 0.5, causando errores significativos en predicciones futuras.

Fetkovich simplificó este problema suponiendo que $F(P)$ pasa a través del origen:

$$F(P) = aP \quad (3.88)$$

También supuso que el valor de la pendiente “ a ” cambia conforme varía la presión del yacimiento y es directamente proporcional a la presión del yacimiento. Por ejemplo, si “ a_{pb} ” es la pendiente para la presión media del yacimiento de p_b (punto de burbuja), entonces la pendiente “ $a_{p_{ws}}$ ” a cualquier otra presión puede ser relacionada como:

$$\left(\frac{a_{p_{ws}}}{a_{p_b}}\right) = \frac{P_{ws}}{P_b} \quad (3.89)$$

$$a_{p_{ws}} = \text{constante} * P_{ws} \quad (3.90)$$

Combinando las Ecs. 3.88 y 3.90 se tiene que:

$$F(P_{ws}) = J^* = \text{constante} * P_{ws}^2 \quad (3.91)$$

combinando las Ecs. 3.69 y 3.91:

$$q_{o \text{ máx}} = \text{constante} * P_{ws}^3 \quad (3.92)$$

La Ec. 3.92 requiere el cálculo de una sola variable; por lo tanto se requiere sólo un punto como dato. En esencia, Fetkovich (1973) emplea el mismo método sugerido por Uhri y Blount (1982), excepto que el “punto pivote” es el origen.

En lugar de elaborar una suposición que simplifique el hecho de que una línea recta pase por el origen, se asume que la línea recta pase por un punto fijo sobre el eje Y (correspondiente a $F(P_a)$), entonces se puede reescribir la Ec. 3.88, como:

$$F(P) = ap + F(P_a) \quad (3.93)$$

El valor de $F(P_a)$ no se conoce, por tanto, se supondrá que la pendiente es directamente proporcional a la presión media del yacimiento, o bien, que la Ec. 3.90 es válida. Sustituyendo la Ec. 3.90 en la Ec. 3.93 y reordenando términos, se tiene que:

$$J_1^2 = F(P_{ws1}) = A P_{ws1}^2 + B \quad (3.94)$$

$$J_2^2 = F(P_{ws2}) = A P_{ws2}^2 + B \quad (3.95)$$

Dado que las ecuaciones anteriores contienen dos constantes, se necesita un conjunto de puntos como datos para resolver las dos incógnitas A y B. Si se conocen los valores de $q_{o\text{ máx}}$ en dos diferentes puntos, las Ecs. 3.94 y 3.95 pueden ser reescritas como:

$$q_{o\text{ máx}1} = A^* P_{ws1}^3 + B P_{ws1} \quad (3.96)$$

$$q_{o\text{ máx}2} = A^* P_{ws2}^3 + B P_{ws2} \quad (3.97)$$

donde A^* y B^* son constantes. Una vez que los valores A^* y B^* se conocen, el $q_{o\text{ máx}}$ futuro puede ser calculado. La ventaja de emplear este método es que permite el cambio en X manteniendo $F(P_a)$ constante.

En otras palabras, el “punto pivote” está localizado en $F(P_a)$.

Procedimiento:

1. Teniendo como información inicial dos pruebas de producción (P_{wf} , q_o), y la P_{ws} correspondiente a cada una de las pruebas. Calcular el $q_{o\text{ máx}}$ para ambos casos.
2. Calcular J^* con la Ec. 3.68 o 3.69, según el caso.
3. Determinar el valor de A^* $\left(A^* = \frac{J_1^2 - J_2^*}{P_{ws1}^2 - P_{ws2}^2} \right)$

4. Obtener B $\left(B = \frac{A^*}{\left(\frac{1}{P_{ws1}^2} - \frac{1}{P_{ws2}^2} \right)} \right)$
5. Calcular el potencial del pozo ($q_{o \text{ máx}}$) con la Ec. 3.96 ó 3.97, dependiendo de los datos que se estén utilizando.
6. Con el valor de $q_{o \text{ máx}}$ obtenido en el punto 5, se puede utilizar la ecuación de Vogel para generar la curva de IPR futura.

MÉTODO DE ECKMIER

Eckmier en 1968 consideró las ecuaciones de Fetkovich para presión media del yacimiento al tiempo 1 (presente) y al tiempo 2 (futuro) para llegar a una ecuación por medio de la cual fuera posible determinar el $q_{o \text{ máx},F}$ para después utilizarlo en la ecuación de Vogel (Ec. 3.32), para realizar así la curva de IPR futura, dicha ecuación es:

$$\frac{q_{o \text{ máx},P}}{q_{o \text{ máx},F}} = \left(\frac{P_{ws,P}}{P_{ws,F}} \right)^3 \quad (3.98)$$

La solución de la Ec. 3.98 requiere de una prueba a tiempo presente, a partir de la cual se puede obtener el gasto máximo a ese tiempo; conociendo dicho gasto máximo y P_{ws} se puede resolver $q_{o \text{ máx},F}$ a otra presión estática considerada y como complemento, puede construirse una curva completa de IPR para el tiempo 2.

MÉTODO DE COUTO

Este método puede ser utilizado si se conocen los valores de permeabilidad relativa al aceite (k_{ro}), la viscosidad del aceite (μ_o) y el factor de volumen del aceite (B_o) a ciertas condiciones de presión y temperatura para la cual se quiera saber la curva de IPR futura, la ecuación presentada por Couto es:

$$q_o = 3.49 (A) \frac{kh}{\ln \left(0.472 \frac{r_e}{r_w} \right)} P_{ws} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) (EF)(1 - P') [1.8 - 0.8 (EF)(1 - P')] \quad (3.99)$$

en donde: A es un factor de conversión = 0.001127 (unidades de campo) y EF la eficiencia de flujo, con,

$$P' = \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \quad (3.100)$$

Cabe mencionar que dependiendo de los datos que se tengan y las condiciones del yacimiento se aplicará uno u otro método, si se quiere aplicar el método de Standing o el de Cousto, como se nota, se requiere conocer las propiedades del sistema roca-fluido y la presión media del yacimiento para la cual se necesita evaluar la curva de IPR futura. La ecuación a utilizar seleccionada es en base a la cantidad de información que se tenga.

MÉTODO GENERALIZADO DE COUSTO-GOLAN

Cousto y Golan (1982) propusieron una relación general de comportamiento de afluencia para pozos con mecanismo de empuje por gas en solución, para cualquier eficiencia de flujo y etapa de producción. Su ecuación general de IPR está basada en una extensión de los trabajos de Vogel (1968) y Standing (1970), y puede escribirse de la siguiente forma para un área de drene circular:

$$q_o = \frac{6.282 k h}{\ln \left(\frac{0.47}{r_w} \right)} P \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_p J(1 - R)[1 - 0.4444 J(1 - R)] \quad (3.101)$$

La Ec. 3.101 se puede utilizar para determinar la presión media del área de drene y la eficiencia de flujo cuando sólo se tienen disponibles datos de presión de fondo fluyendo y gastos. Para determinar la presión media del yacimiento, se requiere conocer la geometría del área de drene, la cual se puede utilizar para una extrapolación de los valores de presión. En la Ec. 3.101 J es la eficiencia de flujo (EF) y R está en función de P_{ws} y P que es la presión media del yacimiento, $R = P_{ws}/P$.

Asimismo presentaron un procedimiento para determinar la eficiencia de flujo a partir de los datos de una prueba a dos gastos. El método requiere que el valor de la presión media sea conocido.

Para el procedimiento planteado se deberán medir las presiones de fondo fluyendo para tres gastos estabilizados.

La Ec. 3.101 se escribe para dos gastos diferentes, dichos gastos son obtenidos a la misma presión media, la relación de estos gastos está dada por:

$$\frac{q_{o1}}{q_{o2}} = \frac{(1 - R)[1 - 0.444 J (1 - R_1)]}{(1 - R) [1 - 0.444 J (1 - R_2)]} \quad (3.102)$$

Despejando la eficiencia de flujo de la Ec. 3.102:

$$J = \frac{2.25 (q_{o2} (1 - R_1) - q_{o1} (1 - R_2))}{q_{o2} (1 - R_1)^2 - q_{o1} (1 - R_2)^2} \quad (3.103)$$

Con la Ec. 3.103 es posible determinar la presión media y la eficiencia de flujo si los datos de presión están disponibles para al menos tres gastos. La eficiencia de flujo de los dos primeros gastos de flujo podrá ser calculada a partir de la Ec. 3.103:

$$J_{1-2} = \frac{2.25 (q_{o3} (1 - R_1) - q_{o2} (1 - R_2))}{q_{o3} (1 - R_1)^2 - q_{o2} (1 - R_2)^2} \quad (3.104)$$

y para el segundo y tercer gasto se tendrá respectivamente:

$$J_{2-3} = \frac{2.25 (q_{o3} (1 - R_1) - q_{o2} (1 - R_2))}{q_{o3} (1 - R_1)^2 - q_{o2} (1 - R_2)^2} \quad (3.105)$$

Los valores desconocidos en las ecuaciones 3.104 y 3.105 son la eficiencia de flujo (suponiendo que esta es constante y que se tiene un gasto independiente del factor de daño, $J_{1-2} = J_{2-3}$) y la presión media del yacimiento (R). Al resolver simultáneamente las ecuaciones 3.104 y 3.105 se tendrán los valores de la eficiencia de flujo y la presión media del yacimiento, los valores obtenidos pueden ser sustituidos en la Ec. 3.101 para derivar la transmisibilidad efectiva del yacimiento $\frac{k h^* k_{ro}}{\mu_o B_o}$.

Procedimiento:

1. Como datos iniciales se deben tener $h, k, r_w, P, P_{ws}, \mu_o, B_o, k_{ro}$, todos los datos para dos tiempos diferentes.
2. Calcular la EF con la Ec. 3.103, correspondiente al gasto de aceite al tiempo 1.
3. Calcular el valor de R , con $R = P_{ws}/P$
4. Calcular el valor de q_o , aplicando la Ec. 3.101.

III.5. PRUEBAS ISOCRONALES EN YACIMIENTOS DE ACEITE

Fetkovich (1973) presentó un método para analizar el comportamiento de afluencia de un pozo, denominado como pruebas isocronales en pozos de aceite. Las pruebas isocronales son pruebas que se realizan en los pozos de gas para determinar el potencial absoluto. Fetkovich advirtió que no era necesario realizar una prueba a gasto constante, era suficiente obtener los gastos y presiones al final de cada prueba isocronal. Esto simplificaba el procedimiento de la prueba ya que solo se utilizaba un diámetro de estrangulador constante para cada gasto de flujo. El gasto debería ser verificado al final de la prueba durante algunos minutos para tener datos correctos.

Basándose en el trabajo de Vogel, Fetkovich observó que los pozos que producían por abajo de la presión de burbuja deberían tener un comportamiento parecido al de los pozos productores de gas. Esto significa que la gráfica de $(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)$ vs. q_o , resultaría en una línea recta sobre papel log- log con un exponente cercano a la unidad. Se encontró que las curvas de contrapresión para un pozo productor de aceite siguen el esquema general de los pozos productores de gas, esto es:

$$q_o = J'_o (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n \quad (3.106)$$

donde J'_o es el índice de productividad.

El rango de valores del exponente n fue de 0.568 a 1.0, lo anterior fue observado y concluido del análisis realizado en 40 pruebas isocronales de un pozo productor de aceite, por tal motivo quedaron verificados los valores encontrados en las pruebas realizadas en pozos productores de gas. La Fig. 3.22, muestra la curva de referencia de Vogel respecto a las curvas obtenidas por Fetkovich a diferentes valores del exponente de turbulencia.

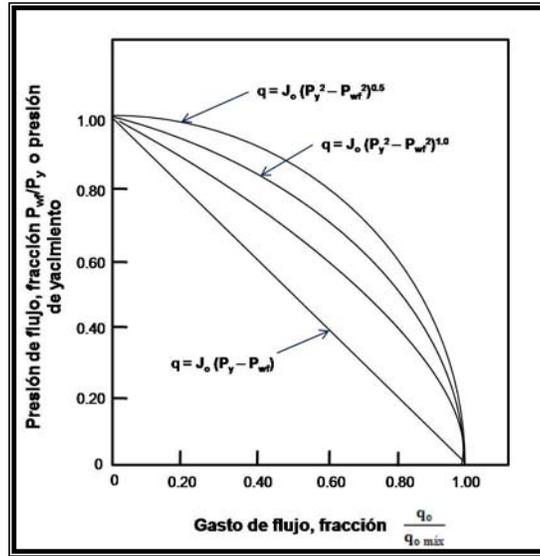


Figura 3.22 Comparación de las curvas de Vogel (1968) y Fetkovich (1973).

III.6. COMPORTAMIENTO CON FASE DE AGUA MÓVIL

MÉTODO DE BROWN-SUKARNO

Brown propuso un método para la generación de curvas de IPR aplicables a pozos que producen aceite, gas y agua. La curva de IPR se determina de forma geométrica de la combinación de la ecuación de Vogel para el flujo de aceite, e índice de productividad constante para el flujo de agua.

El método tiene como base el cálculo de la presión de fondo fluyendo a ciertos gastos totales, y el cálculo de gastos totales a ciertas presiones de fondo fluyentes. Sukarno desarrolló una ecuación de IPR basada en los resultados de una simulación que pretende tomar en cuenta la eficiencia de flujo (EF), debido a que el gasto depende del daño y del cambio de P_{wf} , la ecuación es la siguiente:

$$\frac{q_o}{q_{o \text{ máx a } S=0}} = EF \left[1 - 0.1489 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.4418 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 - 0.4093 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^3 \right] \quad (3.107)$$

donde:

$$EF = a_0 + a_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) + a_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 + a_3 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^3 \quad (3.108)$$

$$a_n = b_0 + b_1S + b_2S^2 + b_3S^3 \quad (3.109)$$

S es el factor de daño y los valores de b para calcular a_n son dados en la siguiente tabla:

Constantes para IPR de Sukarno				
	b_0	b_1	b_2	b_3
a_0	1.0394	0.12657	0.0135	- 0.00062
a_1	0.01668	- 0.00385	0.00217	- 0.0001
a_2	- 0.858	0.00201	- 0.00456	0.0002
a_3	0.00952	- 0.00391	0.0019	- 0.00001

Tabla 3.2 Valores de la constante b, para determinar a_n .

Procedimiento:

1. Conocer mínimo 2 pruebas de producción, P_{ws} y el factor de daño (S).
2. Calcular a_n con la Ec. 3.109, utilizando los datos de la Tabla 3.2.
3. Determinar la eficiencia de flujo (EF) sustituyendo los valores de a_0 , a_1 , a_2 y a_3 .
4. Despejar el q_0 de la Ec. 3.107, y sustituir los valores correspondientes para obtener el valor del potencial absoluto.
5. Para trazar la curva de afluencia se deben suponer valores de P_{wf} , los cuales pueden ser considerados desde cero hasta que $P_{wf} = P_{ws}$, al igual que en el método de Vogel y aplicar la ecuación utilizada en el punto 4.
6. Graficar puntos de las pruebas de producción obtenidas.
7. Finalmente trazar la curva de afluencia uniendo los puntos graficados en el punto anterior.

MÉTODO DE WIGGINS ET AL.

Wiggins et al. en 1994 propusieron una representación analítica de las curvas IPR para flujo de tres fases (aceite-agua-gas) en términos de la movilidad de los fluidos. Una evaluación del término de la movilidad, muestra la necesidad de incorporar variaciones en las propiedades PVT y permeabilidades relativas en dos fases mientras son afectadas por el depresionamiento de la

saturación de aceite. La relación indica que $(q_o/q_{o \text{ máx}})$ es una función de las permeabilidades relativas, propiedades de los fluidos, presión de fondo fluyente y presión estática. También sugiere que los coeficientes de la curva IPR de Vogel tienen bases físicas y no son simplemente parámetros de ajuste. Basado en su IPR analítica, demuestra que la geometría de flujo, porosidad del yacimiento, permeabilidad absoluta y espesor de formación, no tienen efecto sobre la curva de IPR. Además encontraron que el daño no tiene efectos significativos en la forma de la curva de IPR. La expresión propuesta, para la fase de aceite está dada por:

$$\frac{q_o}{q_{o \text{ máx}}} = 1 - 0.52 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.48 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \quad (3.110)$$

Para la fase de agua,

$$\frac{q_o}{q_{w \text{ máx}}} = 1 - 0.72 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.28 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \quad (3.111)$$

Procedimiento:

1. Para aplicar el método de Wiggins et al. se requiere saber para qué fase se desea conocer el $q_{o \text{ máx}}$, como información inicial se necesita una prueba de producción y la P_{ws} .
2. Dependiendo de la fase, sustituir los datos en la ecuación correspondiente (aplicar Ecs. 3.110 ó 3.111).
3. Construir la curva de IPR aplicando la misma ecuación utilizada en el punto anterior para diferentes pruebas de producción; o bien, suponer valores de P_{wf} que se encuentren en el rango de 0 a la P_{ws} dada, y sustituirlos para determinar su gasto correspondiente.
4. Una vez que se calcularon los gastos realizar una gráfica de P_{wf} vs q_o trazando los puntos obtenidos en el paso 3.
5. Trazar la curva de afluencia uniendo los puntos graficados en el punto anterior.

III.7. COMPORTAMIENTO CON EFECTOS INERCIALES

Para yacimientos de aceite bajosaturado y saturado, existen métodos tradicionales que permiten establecer la IPR con una sola prueba de pozo. Sin embargo, la mayoría de estos métodos sólo permiten establecer dichas curvas sin proporcionar mayor información; además que estos métodos son basados en suposiciones ideales. Así, bajo condiciones reales de

producción es común la presencia de efectos inerciales (alta velocidad de flujo), que vienen a modificar el comportamiento de afluencia, y con esto, resultados erróneos en el cálculo de potenciales.

MÉTODO DE WITHSON

Considerando la presencia de efectos inerciales, Withson (1983) para el gasto de efecto de alta velocidad de flujo propone la siguiente expresión:

$$q_{HVF} = 634.5 \frac{r_w h \mu_o}{\gamma_o} \quad (3.112)$$

La cual aplica para una sola fase, suponiendo que $N_{Re} = 1.0$.

Procedimiento:

1. Tener como información inicial r_w , h , μ_o , γ_o .
2. Calcular el valor del gasto mínimo al cual se presentarán los efectos inerciales, aplicando la Ec. 3.112, sustituyendo los valores iniciales.

MÉTODO DE CAMACHO – PADILLA – VÁSQUEZ

Camacho – Padilla – Vásquez (1992) demuestran que los efectos inerciales también pueden ser importantes, tanto en sistemas conteniendo líquido ligeramente compresible como en yacimientos productores por empuje de gas en solución (yacimientos con flujo multifásico). En particular se examina la influencia del Flujo No Darciano sobre las curvas IPR para estos dos sistemas.

Señalando que hasta donde se conoce no existe en la literatura estudios sistemáticos sobre la influencia de flujo no laminar en las curvas de afluencia para yacimientos con flujo multifásico, el cual abordan llegando a las siguientes conclusiones:

A) Yacimientos con Líquido Ligeramente Compresible:

1. De una gráfica cartesiana de $\Delta p/q_o$ vs. q_o se pueden determinar los parámetros C y D, y así determinar la magnitud de los efectos inerciales, calculando C'/C .
2. La ecuación propuesta por Jones, Blount y Glaze para la determinación del comportamiento de afluencia sólo es precisa para condiciones de daño cero.
3. La consideración de $C \leq 0.05$ de Brown para formaciones no dañadas no es decisiva.
4. La curva de afluencia cuando existe flujo no laminar en el yacimiento tiene la misma forma parabólica que las curvas para el caso del flujo multifásico, lo cual implica que el índice de productividad deje de ser una constante, ver Figs.3.23 y 3.24.

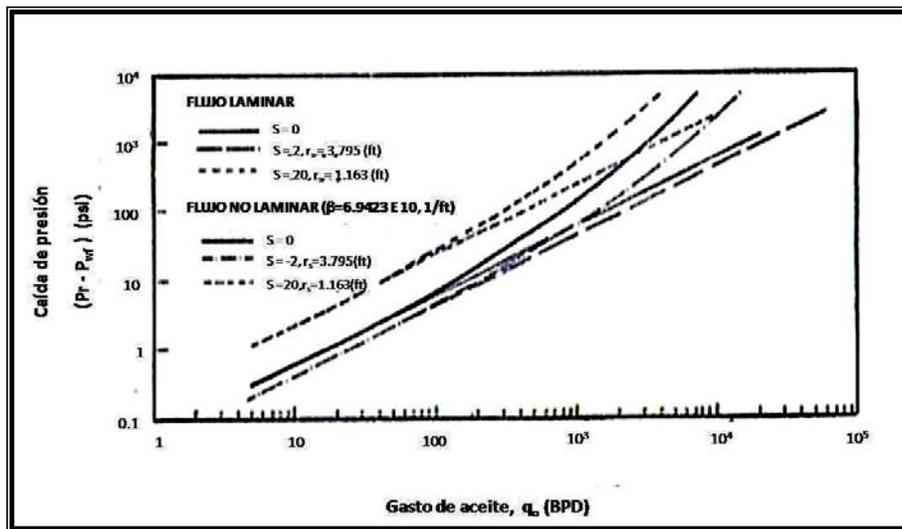


Figura 3.23 Comparación del comportamiento de afluencia considerando flujo laminar y no laminar en un yacimiento bajosaturado (Camacho – Padilla – Vásquez, 1992).

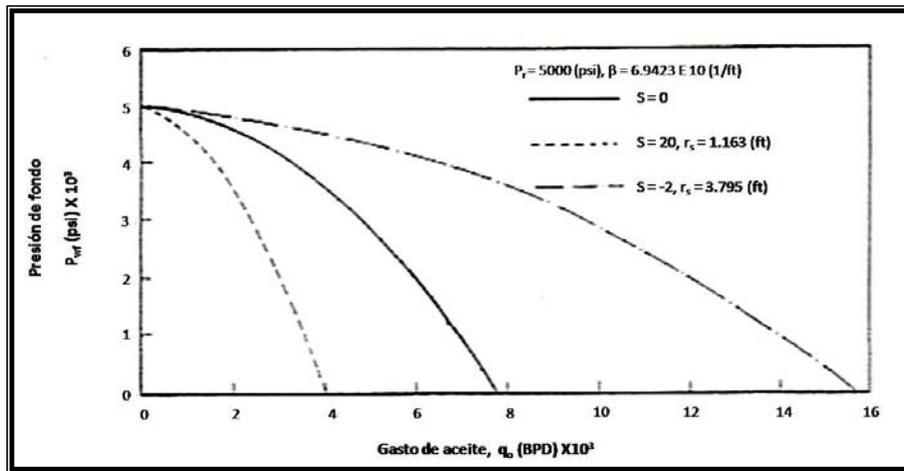


Figura 3.24 Curvas de IPR, $S = 0$ y -2 a $P_r = 5000$ (psi), flujo no laminar, yacimiento bajosaturado (Camacho – Padilla – Vásquez, 1992).

B) Yacimientos con Empuje de Gas-Disuelto:

1. Los valores del exponente “n” en una gráfica doble-logarítmica de Δp^2 (ó Δp) cambian con el nivel de presión promedio para ambas condiciones de flujo, reflejando presencia de flujo multifásico. Los valores de “n”, en una gráfica de Δp^2 vs. q_o para el caso laminar son cercanos a la unidad y menores que uno para el caso de flujo no laminar. Estas observaciones concuerdan con las de Fetkovich, basado en datos de campo.
2. Las gráficas cartesianas de $\Delta p^2/q_o$ y $\Delta p/q_o$ vs. q_o para el caso de flujo no laminar presentan curvas con pendientes positivas. Este resultado puede utilizarse como diagnóstico para determinar la presencia de flujo no laminar.
3. Los valores de C y D de las gráficas de $\Delta p^2/q_o$ y $\Delta p/q_o$ cambian con el nivel de presión promedio, reflejando la influencia de flujo multifásico.

Un año después en 1993 los mismos autores presentan un estudio más avanzado con resultados de IPR bajo la presencia de efectos inerciales en el yacimiento.

Como conclusiones importantes de su estudio para el caso de flujo de líquido ligeramente compresible señalan que si el parámetro $Dq_{om\acute{a}x}/C$ es mayor a 3, entonces los efectos inerciales son importantes en el yacimiento. Este parámetro se obtiene de la grafica cartesiana de $\Delta P/q_o$ vs. q_o , como la sugerida por Jones, Blount y Glaze, donde D es la pendiente de la recta generada en la gráfica y C la ordenada al origen.

Para evaluar el gasto mínimo al cual se esperan efectos de flujo de alta velocidad presentan la siguiente ecuación,

$$q_{HVF} = \frac{887.2 (2\pi) \mu h r_w}{9.115 \times 10^{-3} \beta \rho k B_o} \quad (3.113)$$

con:

$$\beta = \frac{48511}{\phi^{5.5} k^{0.5}} \quad (3.114)$$

donde: q_{HVF} es el gasto mínimo al cual se esperan efectos de flujo de alta velocidad (bpd).

Para el caso de sistemas de gas en solución, los autores presentan la siguiente expresión válida en condiciones de flujo no laminar, la cual ayuda a entender el comportamiento de la IPR bajo estos efectos,

$$q_o(t) = \frac{2 \pi h}{\left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.5 + \frac{r_s^2}{r_e^2} \right]} \times \int_{P_{wf}}^{P_e} \frac{[-b + \sqrt{b^2 + 4ac}]}{2a B_o \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)} dr \quad (3.115)$$

donde:

$$a = \frac{9.115 \times 10^{-13} \beta_{oj} \rho_o^0}{887.2} \quad (3.116)$$

$$b = \frac{\mu_o}{k_j k_{ro}} \quad (3.117)$$

$$c = \frac{1}{887.2} \frac{\partial p}{\partial r} \quad (3.118)$$

La Ec. 3.115 es útil para generar curvas de IPR en forma numérica, lo cual permite entender el comportamiento de afluencia bajo condiciones multifásicas y efectos inerciales.

La Fig. 3.25 presenta el gasto de aceite determinado con la Ec. 3.115 para casos críticos con diferentes valores del factor de daño mecánico, yacimiento y propiedades de fluidos. La línea continua representa los valores de la simulación y la punteada corresponde a los valores obtenidos con la Ec. 3.115. En todos los casos los autores encontraron una gran similitud en los resultados obtenidos utilizando la Ec. 3.115 y el simulador.

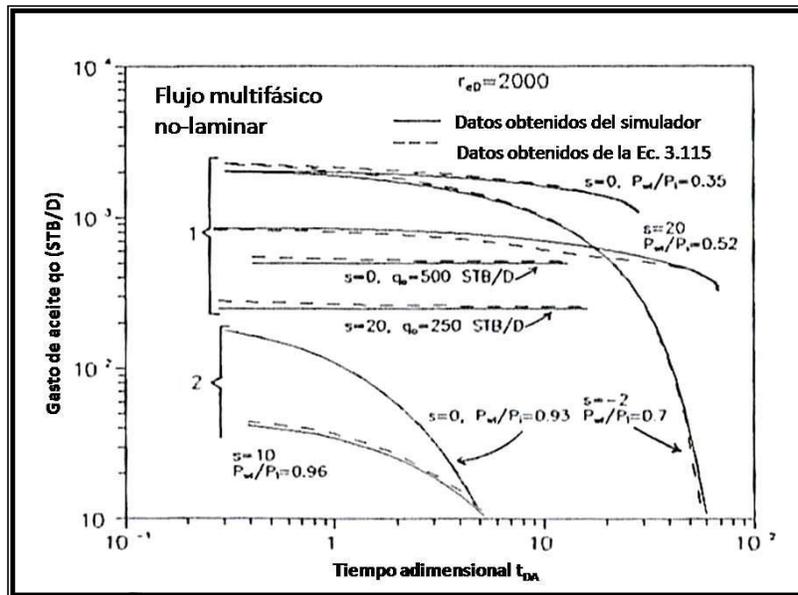


Figura 3.25 Comportamiento de la Ec. 3.115 bajo diferentes condiciones (Camacho – Padilla – Vásquez, 1992).

Procedimiento:

1. Teniendo como información inicial propiedades petrofísicas como la porosidad y permeabilidad, μ , h , r_w , la densidad del fluido (ρ) y el factor del volumen del aceite (B_o).
2. Obtener el valor de β ; aplicando la Ec. 3.114.
3. Sustituyendo los datos iniciales y el valor de β en la Ec. 3.113, obtener el gasto mínimo al cual se esperan efectos de flujo de alta velocidad.

MÉTODO DE PADILLA ET AL.

Padilla et al. (1997) señala que un aspecto importante en la optimización de la producción de hidrocarburos es el estudio del comportamiento de pozos. En dicho estudio, las curvas de afluencia son pieza importante en la determinación de la capacidad productora de los pozos, e influyen directamente en el diseño del sistema integral de producción. Por otro lado, las pruebas de presión son pieza fundamental en el establecimiento de las características dinámicas del yacimiento.

Para yacimientos de aceite bajosaturado y saturados, existen métodos tradicionales que permiten establecer la IPR con sólo una prueba de pozo. Sin embargo, la mayoría de estos métodos sólo permiten establecer dichas curvas sin proporcionar mayor información; además

que estos métodos están basados en suposiciones ideales. Así, bajo condiciones reales es común la presencia de efectos inerciales (alta velocidad de flujo), que vienen a modificar el comportamiento de afluencia, y con esto, resultados erróneos en el cálculo de potenciales.

Conforme a lo señalado, Padilla et al. con la información obtenida del análisis de datos de producción estabilizados en conjunto con resultados de una prueba de presión, presenta un estudio enfocado a la influencia de efectos inerciales y a la determinación práctica de características dinámicas del sistema pozo-yacimiento.

Debido a que la velocidad de flujo se incrementa a medida que el pozo es alcanzado (o en la vecindad del pozo), la condición de flujo turbulento es más pronunciada cerca del pozo, y resulta en una caída de presión adicional (generando un daño) la cual no es constante, ya que variará directamente con el gasto de producción.

Para un sistema radial produciendo a gasto constante, la expresión para el daño total incluyendo el efecto de daño mecánico y la caída de presión adicional debida a la alta velocidad de flujo, está dada por la Ec. 119 con D constante.

$$S_t'' = S + Dq \quad (3.119)$$

en donde D está dado por:

$$\text{Aceite} \quad D = \frac{1.635 \times 10^{-16} \beta k B_o \rho_o}{\mu_o h r_w} \quad (3.120)$$

$$\text{Gas} \quad D = \frac{2.222 \times 10^{-15} \beta k \gamma_g}{\mu_g h r_w} \quad (3.121)$$

Por otro lado, considerando el coeficiente de flujo no laminar, b, dado para flujo de aceite por $2.30 \times 10^{-14} \beta \rho B_o^2 / h^2 r_w$, y de la expresión para D (Ec. 3.121); donde D y b sólo representan magnitudes obtenidas de las pendientes en gráficas cartesianas de S_t vs. q (dos pruebas de presión) y $\Delta P/q$ vs. q (mínimo dos a tres pruebas de producción); es posible establecer el coeficiente de flujo no laminar compuesto del aceite, D', como una función de b, a través de la siguiente expresión,

$$D' = \left(\frac{kh}{141.2 \mu_o B_o} \right) b \quad (3.122)$$

Para evaluar la Ec. 3.122 se requiere el valor de permeabilidad de una prueba de presión, datos PVT, y b del análisis de datos de producción. Entonces, es posible calcular el daño debido a efectos no laminares por medio de la Ec. 3.123.

$$S_{nl} = D'q \quad (3.123)$$

Esta ecuación también es válida para flujo de gas, a través de:

$$D' = \left(\frac{kh}{1422TZ\mu_g} \right) b \quad (3.124)$$

Mientras que el daño mecánico es determinado directamente con la Ec. 3.125:

$$S = S'_t - D'q \quad (3.125)$$

en donde S'_t representa al daño total modificado, i.e: $S'_t = S_t - S_c - S_w - S_d$. Requiriéndose el valor de S_t de una prueba de presión. Permitiendo también observar la influencia del gasto de producción sobre el daño total.

Considerando el comportamiento log-log de ΔP vs. q y $\frac{d\Delta P}{dq}$ vs. q , ver Fig. 3.26, generado a partir de la definición de los coeficientes de flujo laminar y no laminar, se establece el siguiente análisis.

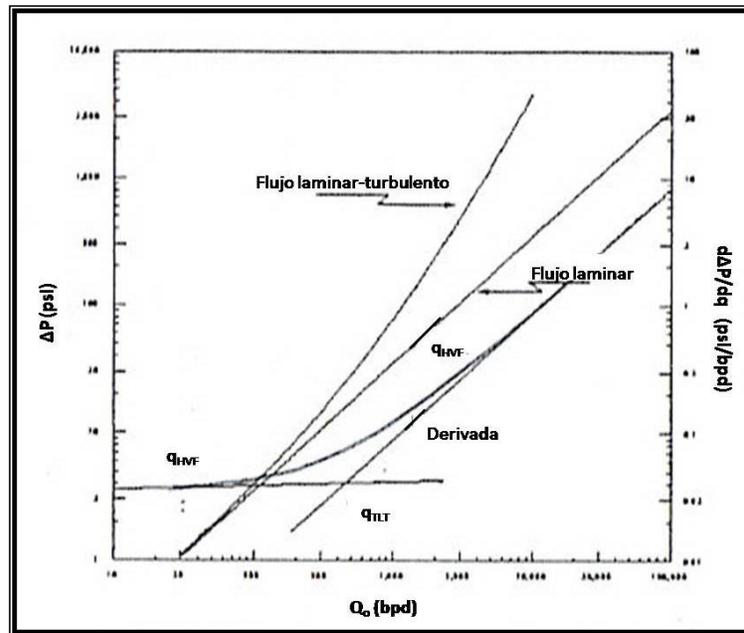


Fig 3.26 Curva de Afluencia y Derivada (Padilla et al., 1997).

Se observa que a gastos bajos se genera una línea recta dominada por efectos laminares, mientras que a gastos mayores deja de ser lineal. Es importante observar que existe una zona de transición donde no se definen las condiciones de flujo. Así es posible distinguir tres condiciones de gasto: q_{IHVF} , q_{TLT} y q_{HVF} , correspondientes al inicio de efectos no laminares, transición y gasto de efectos de turbulencia, respectivamente.

Partiendo de la ecuación de Forchheimer, dada por,

$$\frac{\partial P}{\partial r} = av + bv^2 \quad (3.126)$$

la cual incluye efectos laminares y no laminares, y del comportamiento de la derivada de la caída de presión con respecto al gasto, se establece un índice de flujo (I_f) ó indicador de flujo, dado por:

$$I_f = 1 + \left(\frac{bq}{a + bq} \right) \quad (3.127)$$

I_f representa un parámetro adimensional de diagnóstico ($1 \leq I_f \leq 2$), por medio del cual es posible establecer que:

$I_f \rightarrow 1$, se tendrán condiciones de flujo laminar

$I_f \rightarrow 2$, se tendrá condiciones de flujo turbulento

Observando el comportamiento log-log de ΔP vs. q y de derivada, se define una zona de transición; lo cual hace pensar en la posibilidad de establecer un punto de cambio. Considerando esto, se tiene la siguiente ecuación de gasto de transición de efectos laminares a turbulento,

$$q = 0.5 \left| \frac{a}{b} \right| = q_{TLT} \quad (3.128)$$

donde q_{TLT} representa en términos prácticos el valor del gasto de transición de efectos laminares a no laminares. Una forma gráfica de cálculo de q_{TLT} , es sobre la gráfica doble log de $d\Delta p/dq$ vs. q . La intersección de las dos líneas rectas define una aproximación razonable de q_{TLT} . La primera recta corresponde a condiciones de flujo laminar y la última a flujo turbulento, por lo que cualitativamente q_{iHVF} también puede ser aproximada en el punto de intersección donde finaliza la primera recta y da inicio la zona de transición. En este mismo sentido, el punto de intersección de la transición y donde da inicio la segunda recta se tendrán los efectos de turbulencia, cuyo valor es cercano con la ecuación de Whitson.

De los gastos determinados, q_{TLT} proporciona una mayor utilidad en el establecimiento de las condiciones de producción óptimas, ya que a gastos por arriba de q_{TLT} , los efectos no laminares dominará el comportamiento de flujo, reflejándose en grandes caídas de presión. También es importante en el diseño de pruebas de presión futuras, ya que los efectos inerciales o de alta velocidad de flujo van a enmascarar en menor o mayor medida los valores de permeabilidad y el daño determinado del análisis de presiones. Cabe mencionar que las pruebas tomadas a gastos debajo de q_{TLT} , reportarán valores más realistas de los parámetros del sistema pozo-yacimiento.

En la Tabla 3.3 se observa la influencia de los efectos de alta velocidad sobre los valores de permeabilidad y del daño. Los indicadores de flujo son cercanos a 2.0., i. e. efectos de turbulencia.

En la Tabla 3.4 se muestra el valor del daño mecánico (Ec. 3.127) y el correspondiente obtenido usando el método de Ramey.

Concluye que, del análisis de efectos no laminares se observa que estos influyen en las condiciones de flujo y productividad de los pozos, y en forma más drástica en el cálculo de

potenciales y en la forma misma de las curvas de afluencia, además de su efecto en la estimación de permeabilidades y sobre todo en los valores de daño.

Además de que de la aplicación del procedimiento basado en datos de presión y producción, es posible la definición de las condiciones de flujo, discretización del daño total en daños debidos a efectos de flujo no laminar y mecánico (S_{nl} y S), la estimación de gastos críticos (q_{iHVF} , q_{TLT} y q_{HVF}) y además de un indicador práctico de las condiciones de flujo prevalecientes, I_f . En este sentido, el valor del gasto de transición de flujo laminar a no laminar, q_{TLT} , es de gran importancia ya que por medio de su cálculo es posible establecer las condiciones óptimas de producción. Lo anterior sólo con información de una prueba de presión y datos de producción estabilizadas.

S = 0					S = 20				
Flujo	q_o (bpd)	S_t (adim)	K (md)	I_f	Flujo	q_o (bpd)	S_t (adim)	K (md)	I_f
2	5000	43.89	88.9	1.86 \Rightarrow 2	1	100	22.36 \Rightarrow 20	98.75	1.09
3	3000	26.33	92.08	1.78	2	1000	48.18	96.41	1.51
5	100	0.80 \Rightarrow 0	95.46	1.11	3	1800	70.82	94.47	1.65
					4	3000	104.80	91.66	1.76 \Rightarrow 2

Tabla 3.3 Influencia de los efectos de alta velocidad sobre los valores de permeabilidad y daño.

S = 0				S = 20			
Gasto (bpd)	Daño (adim)	Padilla et al.	Ramey	Gasto (bpd)	Daño (adim)	Padilla et al.	Ramey
5000	no-laminar	43.82	43.97	100	no-laminar	2.80	2.84
	mecánico	0.07	-0.07		mecánico	19.56	19.63
3000	no-laminar	26.29	26.38	1000	no-laminar	28.00	28.41
	mecánico	0.04	-0.07		mecánico	20.18	19.63
100	no-laminar	0.88	0.88	1800	no-laminar	50.40	51.14
	mecánico	-0.08	-0.07		mecánico	20.42	19.63
				3000	no-laminar	84.00	85.23
					mecánico	20.30	19.63

Tabla 3.4 Valores de daño mecánico con diferentes métodos.

Procedimiento:

1. Teniendo como información inicial propiedades como k , μ_o , h , B_o , una prueba de presión y mínimo 3 datos estabilizados de producción.
2. Calcular D' con la Ec. 3.122 para aceite ó 3.124 para gas.
3. Calcular el daño por efectos no laminares con la Ec. 3.123.
4. Evaluar el daño mecánico con la Ec. 3.125.
5. Determinar los indicadores de flujo (I_f) con la Ec. 3.127.
6. Calcular q_{TLT} con la Ec. 3.128.

III.8. COMPORTAMIENTO CON EFECTOS GRAVITACIONALES

El potencial de los pozos puede ser determinado; sin embargo, este puede ser disminuido por el efecto de la segregación gravitacional; por ello para aplicar los métodos tradicionales como el de Vogel, Fetkovich o Jones, Blount y Glaze se tienen restricciones. Por tal motivo algunos autores realizaron consideraciones para plantear condiciones específicas y así aplicar ecuaciones adecuadas a las condiciones dadas.

MÉTODO DE PADILLA-CAMACHO-SAMANIEGO

En una publicación reciente (2009), estos autores analizaron la influencia de los efectos gravitacionales en el comportamiento de las curvas de IPR, evalúan los efectos de penetración parcial y total en pozos verticales.

La interpretación de las curvas de IPR es afectada por la presencia de los efectos gravitacionales y el uso tradicional de los métodos de Vogel, Fetkovich y Jones et al. está restringido a ciertas condiciones, ver Fig. 3.27.

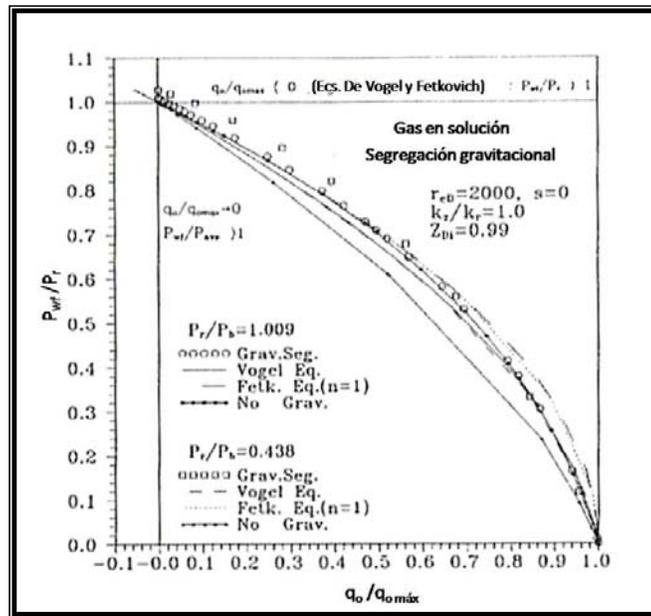


Figura 3.27 Comparación de las curvas de IPR para dos niveles de agotamiento, en $z_{di} = 0.99$, $S = 0$ (Padilla-Camacho-Samaniego, 2009).

La Fig. 3.27 presenta información correspondiente a la simulación incluyendo efectos gravitacionales con $S = 0$ y considerando dos niveles de abatimiento de presión. Las líneas corresponden a las expresiones de Vogel y Fetkovich (con $n = 1$). La expresión de Vogel arroja resultados razonables a altos flujos de gasto; y no se sabe si la expresión de Fetkovich, con $n = 1$, funcionará correctamente. Así, el uso de estas expresiones se limita a las condiciones en las que las fuerzas viscosas son dominantes.

Para el problema de IPR en yacimientos homogéneos produciendo por empuje de gas en solución y efectos gravitacionales proponen el uso de la siguiente expresión,

$$q_o = J^* \left[\Phi(P_r)^2 - \Phi(P_{wf})^2 \right]^{n(t)} \quad (3.129)$$

en donde:

$$\Phi = \int_{P_{ref}}^P \frac{dp}{\gamma(p)} - z \quad (3.130)$$

en donde: $\gamma(p)$ es el peso específico (psi/ft), $\gamma(p) = \rho g / g_c$, donde g es la aceleración gravitacional en (ft/s^2) , g_c es una constante de conversión en $(lb_m ft/lb_f s^2)$ y ρ es la densidad en (lb_m/ft^3) , y z es la distancia con respecto a la posición de referencia en (ft).

La Fig. 3.28 presenta información en términos de potencial, considerando las posiciones de medición en la parte superior e inferior del yacimiento. Estos resultados indican la posibilidad de obtener una correlación similar a la propuesta por Vogel, para el caso en que los efectos gravitacionales son considerados durante la simulación, pero utilizando la función potencial en lugar de la presión del pozo. Los autores observaron que una expresión cúbica puede funcionar mejor que una de de segundo grado.

En la Ec. 3.129 J^* es el índice de productividad. J^* no depende de la posición de medición y, como era de esperarse, es mayor que cuando las fuerzas viscosas están presentes en el yacimiento.

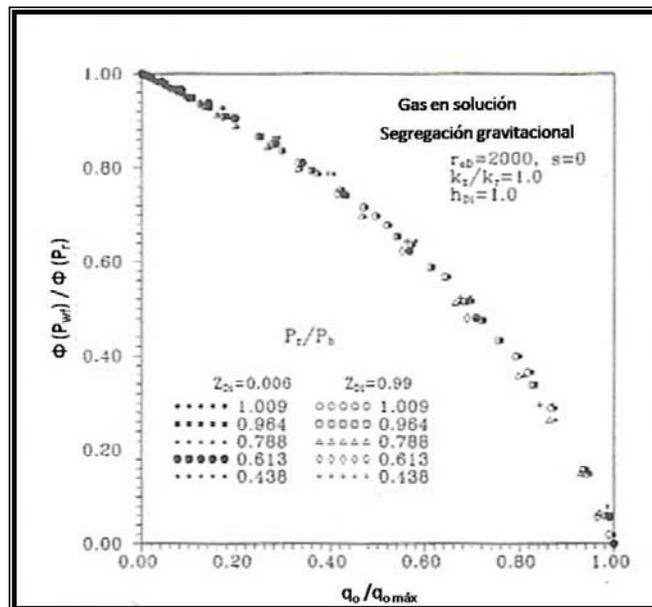


Figura 3.28 Uso de la función potencial en las curvas IPR en dos posiciones de medición y varios niveles de agotamiento (Padilla-Camacho-Samaniego, 2009).

III.9. COMPORTAMIENTO EN POZOS HORIZONTALES

Un pozo horizontal es definido como el pozo en donde la última etapa del proceso de perforación es horizontal o paralelo al yacimiento cuya desviación es prácticamente con tendencia horizontal, estos pozos pueden ser aplicados a yacimientos de baja permeabilidad, yacimientos con alta viscosidad y en yacimientos naturalmente fracturados.

Los pozos horizontales han sido utilizados para producir hidrocarburos a partir de un yacimiento que se encuentra invadido por agua en varias zonas, la invasión de agua puede presentarse en zonas de alta permeabilidad y los pozos horizontales pueden ser diseñados para colocarlos en zona de baja permeabilidad que aún contenga hidrocarburo en grandes cantidades para poderlo extraer.

Los pozos horizontales representan excelentes opciones para los yacimientos naturalmente fracturados; las altas producciones en muchos de los pozos horizontales están relacionadas con la porosidad secundaria, ya sea por fracturas o por cavernas de disolución, de tal manera que es muy importante determinar la orientación del sistema de fracturas para una correcta explotación del yacimiento, y de esta forma incrementar la producción de hidrocarburos y mejorar la recuperación de los mismos.

El desarrollo de un pozo horizontal difiere de un pozo vertical debido a que la productividad de un pozo depende de la longitud del mismo; de esta manera la longitud del pozo depende de la técnica de perforación empleada para su desarrollo. El comportamiento de afluencia de los pozos horizontales depende en gran parte de la técnica de terminación aplicada en los pozos y de las condiciones del mismo, así como de las propiedades del sistema roca-fluido, para determinar el comportamiento de afluencia de estos pozos se tienen métodos propuestos por autores como Cheng y Bendakhlia-Aziz, por mencionar algunos.

MÉTODO DE CHENG

En 1990 Cheng con base a la metodología presentada por Vogel para generar su curva de referencia, propuso una serie de ecuaciones, de acuerdo al grado de desviación del pozo. Dichas ecuaciones se presentan en siguiente tabla:

Desviación respecto a la vertical (°)	Ecuación a aplicar
0°	$\frac{q_o}{q_{o \text{ máx}}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right)^2$ (Vogel)
15°	$\frac{q_o}{q_{o \text{ máx}}} = 0.9998 - 0.2210 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right) - 0.7783 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right)^2$
30°	$\frac{q_o}{q_{o \text{ máx}}} = 0.9969 - 0.1254 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right) - 0.8682 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right)^2$
45°	$\frac{q_o}{q_{o \text{ máx}}} = 0.9946 - 0.0221 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right) - 0.9663 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right)^2$
60°	$\frac{q_o}{q_{o \text{ máx}}} = 0.9926 + 0.0549 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right) - 1.0395 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right)^2$
75°	$\frac{q_o}{q_{o \text{ máx}}} = 0.9915 + 0.1002 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right) - 1.0829 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right)^2$
85°	$\frac{q_o}{q_{o \text{ máx}}} = 0.9915 + 0.1120 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right) - 1.0942 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right)^2$
88.56°	$\frac{q_o}{q_{o \text{ máx}}} = 0.9914 + 0.1141 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right) - 1.0964 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right)^2$
90°	$\frac{q_o}{q_{o \text{ máx}}} = 0.9885 + 0.2055 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right) - 1.1818 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right)^2$

Tabla 3.5 Ecuaciones a utilizar de acuerdo al grado de desviación de un pozo.

Procedimiento:

1. Para aplicar el método se requiere conocer los grados de desviación que tiene el pozo respecto a la vertical, los datos de una prueba de producción y la P_{ws} correspondiente.
2. Aplicar la ecuación correspondiente a las condiciones dadas y determinar el valor del potencial del pozo en análisis sustituyendo los valores respectivamente.
3. Para construir una curva de IPR, hay que evaluar la ecuación seleccionada con diferentes valores de P_{wf} para obtener el gasto correspondiente a cada valor.
4. Graficar los puntos obtenidos en el punto anterior y trazar la curva.

MÉTODO DE BENDAKHLIA-AZIZ

Bendakhliya y Aziz (1989) propusieron un método aplicable a pozos horizontales. La ecuación propuesta es la siguiente:

$$\frac{q_o}{q_{o \text{ máx}}} = \left[1 - V \frac{P_{wf}}{P_{ws}} - (1 - V) \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \right]^n \quad (3.131)$$

En la Fig. 3.29 se grafican los parámetros n y V como función del factor de recuperación.

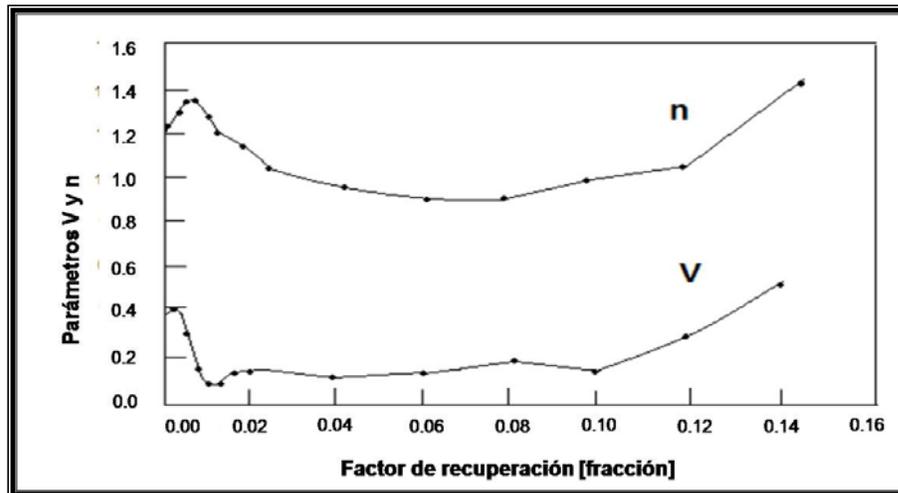


Figura 3.29 Parámetros V y n vs. factor de recuperación.

Para este método se requieren tres pruebas de producción para hallar además del $q_{o \text{ máx}}$, el factor V y el exponente “ n ”. Inicialmente la productividad de aceite es grande debido a la baja saturación de gas y alta permeabilidad efectiva al aceite.

Procedimiento:

1. Teniendo los factores n y V se grafican como se muestra en la Fig. 3.29.
2. Con los datos de una prueba de producción y la P_{ws} correspondiente se sustituyen los valores en la Ec. (3.131) y se calcula el $q_{o \text{ máx}}$.
3. Si se quiere construir una gráfica del comportamiento de afluencia se recomienda tener datos de más de tres pruebas de producción para que así sea posible determinar los diferentes gastos y graficar los puntos obtenidos.
4. Finalmente se deben trazar las trayectorias que unen a los puntos obtenidos en el punto anterior.

III.10. COMPORTAMIENTO EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

El comportamiento de afluencia de los yacimientos naturalmente fracturados difiere del comportamiento manifestado por yacimientos homogéneos, de acuerdo a las características propias del sistema matriz-fractura. Algunas de las diferencias entre los yacimientos naturalmente fracturados y los homogéneos son los aspectos geológicos-petrofísicos, los de producción y los económicos; la complejidad de estos yacimientos se debe principalmente a la presencia de canales de disolución; o bien, de capas estratificadas de alta permeabilidad que se asemejan en comportamiento al sistema de fracturas, etc.

En un yacimiento naturalmente fracturado típico, el espacio poroso de la matriz almacena la mayoría de los fluidos del yacimiento, normalmente con baja permeabilidad contrastando con las fracturas que poseen una baja capacidad de almacenamiento para alta permeabilidad. Una característica muy importante de este tipo de yacimientos respecto a la producción de hidrocarburos, es que su comportamiento difiere substancialmente de un pozo a otro dentro de un mismo campo, encontrándose pozos con altos índices de productividad y otros con índices muy bajos. Por otra parte, otros, en un principio de la explotación producen altos gastos, los cuales declinan rápidamente al igual que su presión, mostrando un incremento temprano en su relación gas-aceite. Existe un solo método para determinar el comportamiento de afluencia para yacimientos naturalmente fracturados, el de Fuad Qasem.

MÉTODO DE FUAD QASEM

Fuad Qasem (1996) propone una expresión, la cual fue el resultado de una investigación que desarrolló por medio de un simulador de doble porosidad y doble permeabilidad, con el cual generaba curvas de IPR para yacimientos naturalmente fracturados, producidos por empuje de gas en solución. En la expresión propuesta tomó en cuenta términos que caracterizan el sistema de fracturas, como el coeficiente de almacenamiento del sistema de fracturas (ω), el parámetro de flujo interporoso (λ) y la relación $\frac{P_{ws}}{P_b}$, la expresión es:

$$\frac{q_o}{q_o \text{ máx}} = 1 - \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^B \quad (3.132)$$

Considerando los siguientes rangos para ω y λ , B se determinará con la Ec. (3.133)

$$2 \times 10^{-4} \geq \lambda \geq 2 \times 10^{-8}, \quad 1 \times 10^{-1} \geq \omega \geq 1 \times 10^{-3}$$

$$B = 1.28 (-\log(\omega))^{0.105} (-\log(\lambda))^{0.035} \left(\frac{P_{ws}}{P_b}\right)^{-0.111} \quad (3.133)$$

Con los siguientes rangos para ω y λ , el valor de B se obtiene con la Ec. 3.134:

$$2 \times 10^{-8} \geq \lambda \geq 2 \times 10^{-9}, \quad 1 \times 10^{-1} \geq \omega \geq 1 \times 10^{-3}$$

$$B = 21.56 (-\log(\omega))^{0.105} (-\log(\lambda))^{-1.383} \left(\frac{P_{ws}}{P_b}\right)^{-0.131} \quad (3.134)$$

El valor de B se encuentra en el rango de 1.15-1.73.

La correlación establecida por Fuad Qasem se aplica estrictamente a condiciones de flujo pseudoestacionario. Cabe mencionar que otro parámetro importante para el análisis de la sensibilidad de las curvas de IPR, es la gravedad específica del aceite ($^{\circ}\text{API}$).

Procedimiento:

1. Para aplicar este método se requiere contar inicialmente con datos como el coeficiente de almacenamiento del sistema de fracturas (ω), el parámetro de flujo interporoso (λ), P_{ws} , P_b , y mínimo una prueba de producción (P_{wf} , q_o).
2. De acuerdo a los valores de ω y λ , calcular B, según corresponda.
3. Una vez conocida el valor de B, calcular el potencial del yacimiento en análisis ($q_o \text{ máx}$), aplicando la Ec. 3.132.
4. De acuerdo a lo anterior, para construir la curva de IPR, se deben suponer valores de P_{wf} , los cuales pueden ser considerados desde cero hasta que $P_{wf} = P_{ws}$.
5. Calcular las producciones correspondientes ($q_{o,n}$).
6. Graficar los puntos de las pruebas de producción obtenidas.
7. Finalmente trazar la curva de afluencia uniando los puntos graficados en el punto anterior.

Para yacimientos estratificados Qasem también propone un método, sin embargo aún no está publicado.

IV. COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA EN POZOS DE GAS

IV.1. ANTECEDENTES

Una gran parte de la energía usada en el mundo proviene de los hidrocarburos y sus derivados. Una de estas fuentes de energía es el gas natural, el cual se da bajo condiciones de presión y temperaturas en el yacimiento, de manera que no existen hidrocarburos líquidos o existen en muy baja proporción.

Al igual que en yacimientos de aceite, en pozos de gas se llevan a cabo pruebas de presión-producción, las cuales son muy importantes para determinar el comportamiento del yacimiento durante su vida productiva.

La producción de un pozo puede ser afectada por factores como el tipo de yacimiento, el mecanismo de empuje, la presión, la permeabilidad, la porosidad, entre otras. Rawlins y Shellhardt establecieron una relación empírica entre el gasto y la presión, esta relación es la base para realizar las pruebas de contrapresión en los pozos de gas. Los resultados de dichas pruebas permiten estimar la productividad de los mismos.

IV.2. PROPIEDADES DEL GAS

Los yacimientos de gas producen principalmente hidrocarburos en una sola fase. Para comprender mejor el proceso de predicción del gasto de producción de este tipo de yacimientos en esta sección se presentan algunas de las propiedades de los gases inmersas en la ecuación de flujo.

El comportamiento de las mezclas de gas natural de acuerdo a la presión y temperatura puede ser aproximado mediante la ecuación de los gases reales:

$$P V = Z n R T \quad (4.1)$$

donde la presión, volumen y temperatura son representados por los símbolos P, V y T. El número de moles de gas es n, R es la constante de los gases dado un conjunto particular de unidades, y Z es el factor de desviación. La Ec. 4.2 relaciona presión, volumen y temperatura de una masa de gas ideal a diferentes condiciones:

$$\frac{P_1 V_1}{T_1} = \frac{P_2 V_2}{T_2} \quad (4.2)$$

Indica que el volumen de un gas es proporcional a la temperatura e inversamente proporcional a la presión.

La densidad relativa del gas se define como la relación del peso molecular aparente de una mezcla de gas respecto al aire. El peso molecular aparente del aire toma un valor de 28.97 (aproximadamente 79% de nitrógeno y 1% de oxígeno), de donde se establece la siguiente expresión:

$$\gamma_g = \frac{\bar{M}}{28.97} = \frac{\sum y_i M_i}{28.97} \quad (4.3)$$

y_i , y M_i son la fracción molar y el peso molecular de cada componente en la mezcla. La Tabla 4.1 muestra los pesos moleculares y propiedades críticas para la mayoría de los componentes hidrocarburos y no-hidrocarburos que normalmente se encuentran en un yacimiento de gas.

Compuesto	Composición química	Símbolo	Peso molecular	Presión crítica (psi)	Temperatura crítica (°R)
Metano	CH ₄	C ₁	16.04	673	344
Etano	C ₂ H ₆	C ₂	30.07	709	550
Propano	C ₃ H ₈	C ₃	44.09	618	666
iso-Butano	C ₄ H ₁₀	i-C ₄	58.12	530	733
n-Butano	C ₄ H ₁₀	n-C ₄	58.12	551	766
iso-Pentano	C ₅ H ₁₂	i-C ₅	72.12	482	830
n-Pentano	C ₅ H ₁₂	n-C ₅	72.12	485	847
n-Hexano	C ₆ H ₁₄	n-C ₆	86.17	434	915
n-Heptano	C ₇ H ₁₆	n-C ₇	100.2	397	973
n-Octano	C ₈ H ₁₈	n-C ₈	114.2	361	1024
Nitrógeno	N ₂	N ₂	28.02	492	227
Bióxido de Carbono	CO ₂	CO ₂	44.01	1072	548
Hidrogeno sulfhídrico	H ₂ S	H ₂ S	34.08	1306	673

Tabla 4.1 Pesos moleculares y propiedades críticas.

La densidad del gas puede ser calculada a partir de la ecuación de los gases reales, para ello es necesario escribir el número de moles como una función de la densidad relativa del gas (γ_g) y el peso del gas (w).

$$n = \frac{w}{\bar{M}} \quad (4.4)$$

$$n = \frac{w}{29 \gamma_g} \quad (4.5)$$

Sustituyendo en la Ec. 4.1 con la constante R en unidades de campo,

$$P V = Z \left(\frac{w}{29 \gamma_g} \right) (10.73) T \quad , \quad \rho = \frac{w}{V} \quad (4.6)$$

Por lo tanto la densidad del gas se determinará con la expresión:

$$\rho_g = \frac{2.7 \gamma_g p}{Z T} \quad , \quad (\text{lb}/\text{pie}^3) \quad (4.7)$$

El factor de compresibilidad de una mezcla de gases se puede obtener a partir de la Fig. 4.1. Para poder utilizar ésta gráfica, es necesario calcular las propiedades pseudo-reducidas (presión y temperatura) de la mezcla. Estas propiedades se definen como:

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \quad \text{y} \quad T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \quad (4.8)$$

donde P_{pc} y T_{pc} son la presión y temperatura pseudo-críticas de la mezcla, respectivamente; la temperatura deberá ser absoluta ($^{\circ}\text{R}$ o $^{\circ}\text{K}$). A condiciones estándar de $P @ \text{c. s.} = 14.7$ (psi) y $T @ \text{c. s.} = 60$ ($^{\circ}\text{F}$) = 520 ($^{\circ}\text{R}$).

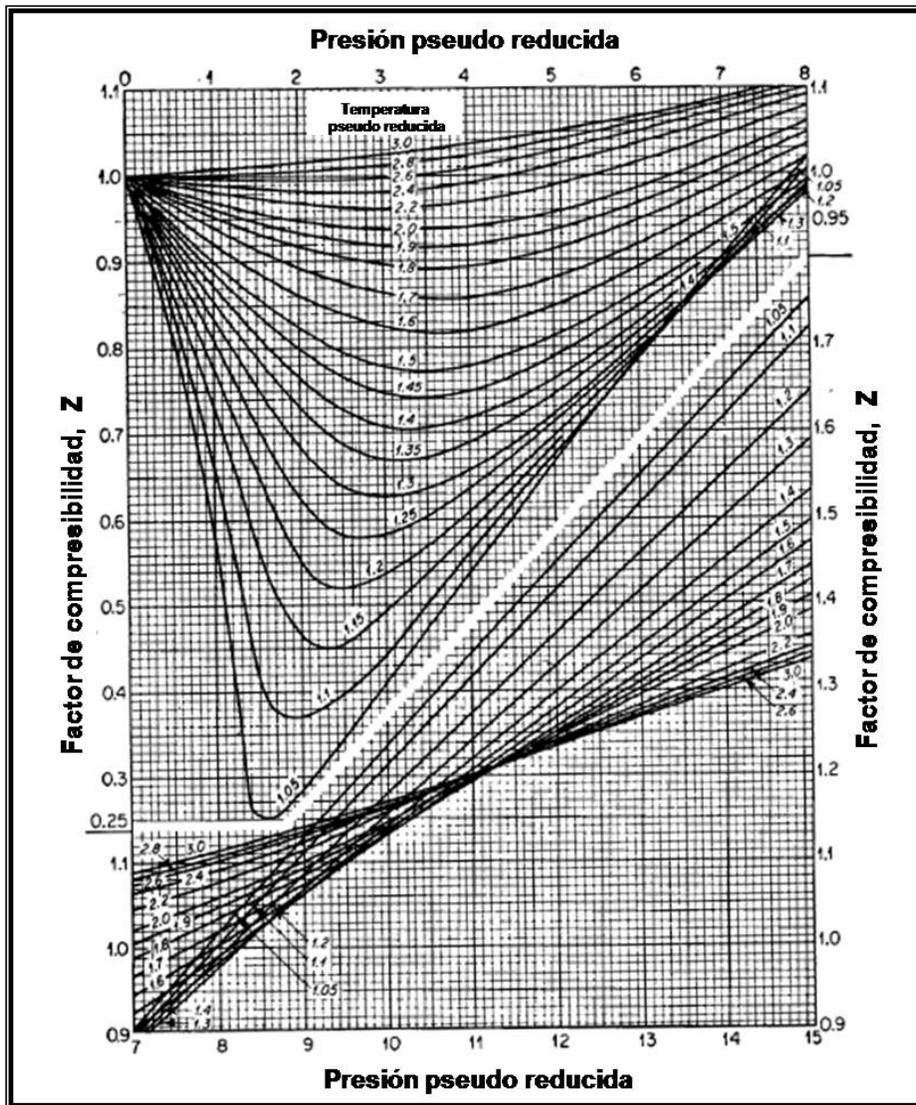


Figura 4.1 Factor de compresibilidad del gas (Beggs, 1991).

La correlación de Carr, Kobayashi y Burrows ha sido una de las más aplicadas en la industria petrolera. Esta correlación se presenta en las Fig. 4.2 y 4.3. Con la Fig. 4.2 se puede calcular la viscosidad del gas a cualquier temperatura y a una presión de 1 atmósfera, y la Fig. 4.3 proporciona la estimación de $\frac{\mu}{\mu_{1\text{atm}}}$ que es la relación de la viscosidad a una presión elevada y la viscosidad a 1 atmósfera.

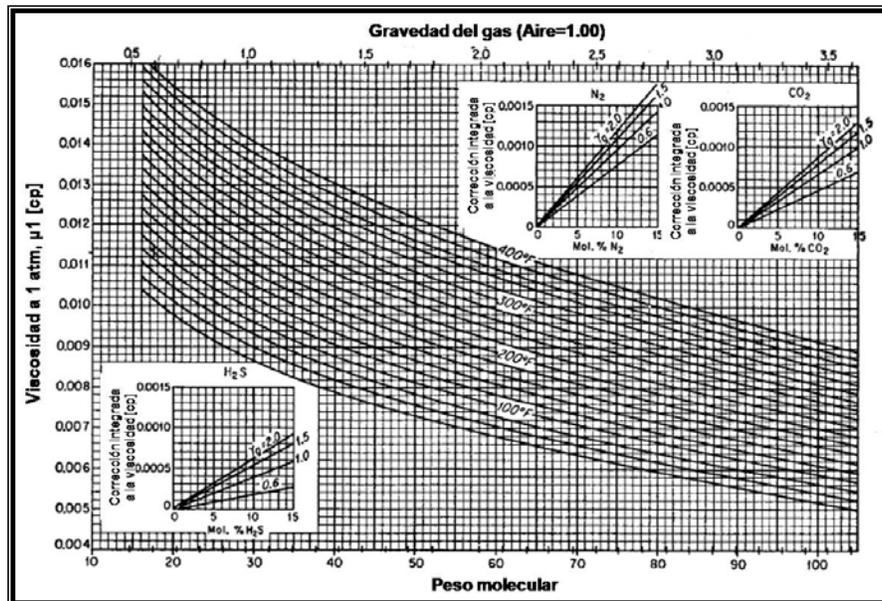


Figura 4.2 Viscosidad de los gases naturales a 1 atmósfera (Beggs, 1991).

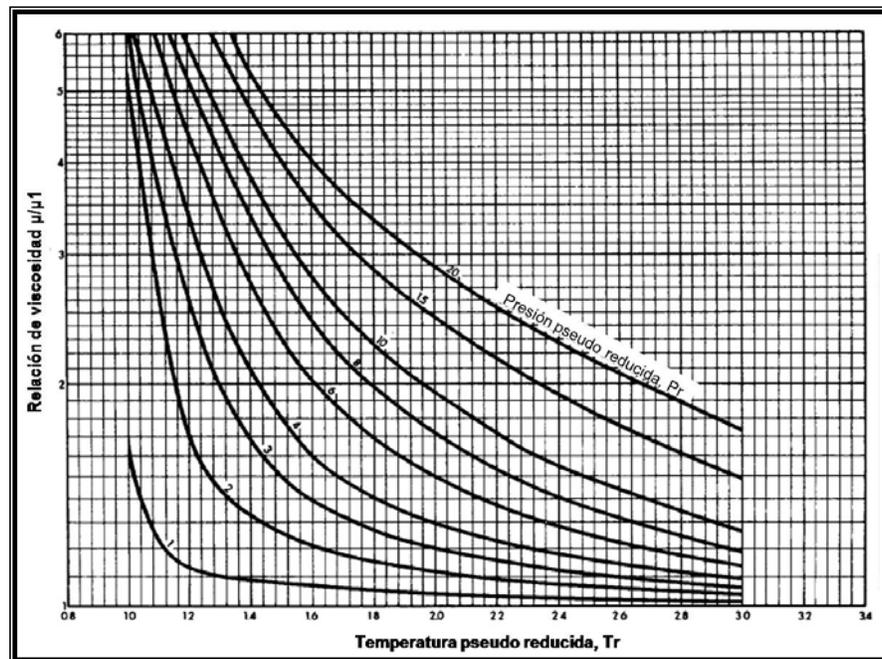


Figura 4.3 Relación de Viscosidad $\mu/\mu_{1\text{ATM}}$, a presión y temperatura elevadas (Beggs, 1991).

El factor de volumen del gas (B_g) relaciona el volumen a condiciones de yacimiento con el volumen a condiciones estándar de cualquier mezcla de hidrocarburos. En el caso de un gas puede determinarse con la siguiente expresión:

$$B_g = \frac{V}{V_{@ \text{ c.s.}}} = \frac{\frac{ZnRT}{P}}{\frac{Z_{@ \text{ c.s.}} nRT_{@ \text{ c.s.}}}{P_{@ \text{ c.s.}}}} \quad (4.9)$$

Considerando una misma masa de gas n , R puede ser cancelado. Para condiciones estándar, se tiene que $Z @ \text{ c.s.} \approx 1$, $T @ \text{ c.s.} = 60 + 460 = 520$ ($^{\circ}\text{R}$) y $P @ \text{ c.s.} = 14.7$ (psi). Por lo tanto, la Ec. 4.9 quedará como,

$$B_g = 0.0283 \frac{ZT}{P} \quad (4.10)$$

La compresibilidad del gas (C_g), considerada a menudo como una compresibilidad isotérmica, tiene una expresión termodinámica:

$$C_g = - \frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \quad (4.11)$$

Para un gas ideal, se puede mostrar que C_g es igual a $\frac{1}{p}$. La Ec. 4.12 permite calcular la compresibilidad de un gas real a cualquier presión y temperatura. Para esto, es necesario conocer el factor de desviación del gas (Z) y $\frac{\partial V}{\partial P_{pr}}$ de la correlación de Standing y Katz,

$$C_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{Z P_{pc}} \left(\frac{\partial Z}{\partial P_{pr}} \right)_T \quad (4.12)$$

IV.3. FLUJO DE GAS EN MEDIOS POROSOS

Flujo radial de gas

Suponiendo que se tiene un pozo produciendo gas a un gasto determinado a condiciones superficiales, de un yacimiento horizontal homogéneo con un espesor constante h y extensión infinita; además, las condiciones de flujo no cambian con el tiempo, es decir se tiene flujo en estado estacionario, para estas condiciones es posible obtener una expresión que relaciona la presión del yacimiento a una distancia del pozo y gasto de producción. Considerando un radio

de pozo r_w y que la presión en la cara de la formación es P_{wf} , el gasto de gas está dado por (Craft y Hawkins, 1959):

$$q_{cs} = \frac{0.703 k_g h (P_r^2 - P_{wf}^2)}{\mu_g Z T \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (4.13)$$

esta ecuación puede ser expresada como:

$$P_r = \left[P_{wf}^2 + \frac{\mu_g Z T q_{cs}}{0.703 k_g h} \ln\left(\frac{r}{r_w}\right) \right]^{0.5} \quad (4.14)$$

Con la cual es posible aproximar el valor de la presión del yacimiento para un radio r , medido desde el centro del pozo.

La relación entre el gasto de producción de un pozo y el abatimiento de presión se conoce como índice de productividad J , el cual para pozos de gas está dado por,

$$J = \frac{q}{P_{ws}^2 - P_{wf}^2} = \frac{0.703 k_g h}{\mu_g Z T \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (4.15)$$

En la Fig. 4.4 se observa que cuando $q = 0$, $P_{wf}^2 = P_{ws}^2$; y el punto indicado con $q_{o \text{ máx}}$ es el potencial del pozo. El potencial absoluto de un pozo de gas se define como “el gasto de gas correspondiente a una P_{wf} igual a la atmosférica”.

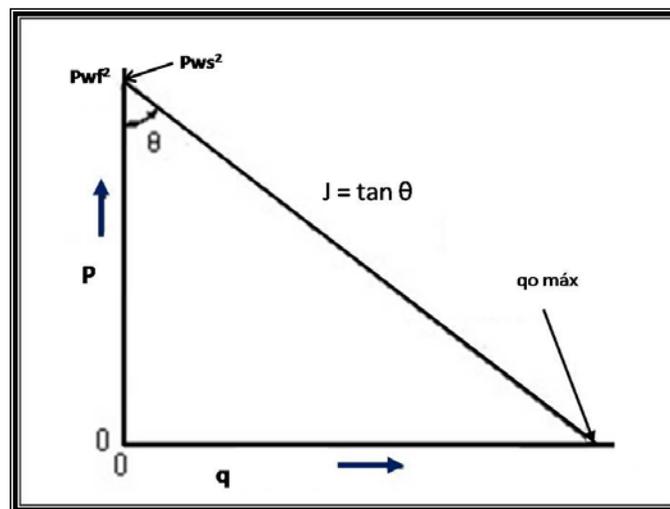


Figura 4.4 Índice de productividad para un pozo de gas (ERCB, 1975).

Considerando la Ec. 4.13, obteniendo logaritmos de ambos lados:

$$\log q_{cs} = \log \frac{0.703 k_g h}{\mu_g Z T \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} + \log (P_{ws}^2 - P_{wf}^2) \quad (4.16)$$

La Ec. 4.16 indica que para flujo en condiciones ideales la pendiente de la recta es de 45°. Existen diversos pozos que presentan un comportamiento similar con pendientes cercanas a la unidad. En otros casos debido a la turbulencia el comportamiento deja de ser lineal, por tal motivo existe una expresión adecuada para estas condiciones de flujo.

$$q_{cs} = \frac{0.703 k_g h (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n}{\mu_g Z T \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (4.17)$$

donde n es el inverso de la pendiente de la recta.

Considerando que:

$$\frac{0.703 k_g h}{\mu_g Z T \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} = C \quad (4.18)$$

se tiene:

$$q_{cs} = C (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n \quad (4.19)$$

La Ec. 4.19 representa la ecuación de flujo de gas y permite estimar el potencial absoluto, y dirige a una gráfica log-log de ΔP^2 vs. q_g .

Flujo lineal de gas

La caída de presión debido a la turbulencia es frecuentemente el factor principal que limita el ritmo de producción. La expresión que relaciona el gasto con la caída de presión para flujo lineal a través de un medio poroso de longitud L, es:

$$P_{ws}^2 - P_{wf}^2 = \frac{8.93 Z T \mu L q}{K A} + \frac{1.247 \times 10^{-16} \beta Z T \gamma_g L q^2}{A^2} \quad (4.20)$$

en donde: γ_g es la gravedad específica del gas (aire = 1.0)

La Ec. 4.20 puede expresarse en forma de línea recta:

$$\frac{P_{ws}^2 - P_{wf}^2}{q} = C + Dq \quad (4.21)$$

en donde el término de flujo laminar está dado por,

$$C = \frac{8.93 Z T \mu L}{K A} \quad (4.22)$$

mientras que el término de flujo no laminar, por,

$$D = \frac{1.247 \times 10^{-16} \beta \gamma_g Z T L}{A^2} \quad (4.23)$$

Para los casos anteriores β puede determinarse con la expresión:

$$\beta = \frac{2.33 \times 10^{10}}{K^{1.201}} \quad (4.24)$$

Los valores de C y D corresponden a la ordenada y pendiente en la gráfica de $\frac{P_{ws}^2 - P_{wf}^2}{q}$ vs. q , respectivamente (ver Fig. 4.5).

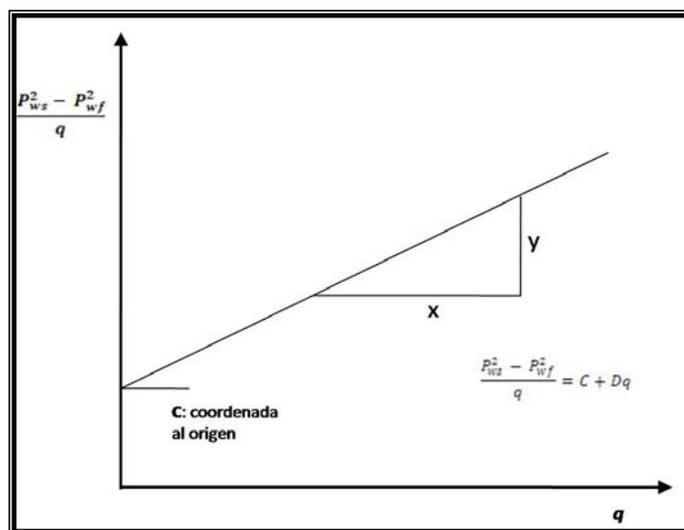


Figura 4.5 Gráfica para obtener el valor de C y D (Jones, Blount y Glaze, 1976).

Con los valores de C, D y P_{ws} obtener el valor de $q_{m\acute{a}x}$ ($P_{wf} = 0$), resolviendo la ecuación cuadrática:

$$Dq_{m\acute{a}x}^2 + Cq_{m\acute{a}x} - (P_{ws}^2) = 0 \quad (4.25)$$

cuya solución es:

$$q_{m\acute{a}x} = \frac{-C + \sqrt{C^2 + 4D P_{ws}^2}}{2D} \quad (4.26)$$

Se calcula un valor propuesto de diagnóstico, adicional C' , con la siguiente expresión:

$$C' = \frac{P_{ws}^2}{q_{m\acute{a}x}} = C + Dq_{m\acute{a}x} \quad (4.27)$$

Finalmente, se obtiene el valor de la relación C'/C .

La ecuación de flujo radial de gas es válida para la determinación de la efectividad de una terminación y es dado para flujo pseudoestacionario como:

$$P_{ws}^2 - P_{wf}^2 = \frac{1.424 \mu Z T q}{k h} \left(\ln 0.472 \frac{r_e}{r_w} + S \right) + \frac{3.16 \times 10^{-18} \beta \gamma_g Z T}{h^2} \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e} \right) q^2 \quad (4.28)$$

donde: S es el factor de daño total.

La Ec. 4.28 se puede expresar de igual manera que la Ec. 4.21 en forma de línea recta, pero para este caso,

$$C = \frac{1.424 Z T \mu}{K h} \left(\ln 0.472 \frac{r_e}{r_w} + S \right) \quad (4.29)$$

Considerando que $1/r_e$ normalmente es muy pequeño, el término de flujo no laminar es:

$$D = \frac{3.16 \times 10^{-18} \beta \gamma_g Z T}{h^2} \left(\frac{1}{r_w} \right) \quad (4.30)$$

De la misma forma que en flujo lineal se puede generar una gráfica como la mostrada en la Fig. 4.5, para conocer los valores de C y D.

En la mayoría de los casos, la trayectoria de flujo en los últimos pies es esencialmente radial, y es también donde tiene lugar la mayor parte de la caída de presión por turbulencia, ya que el área perpendicular al flujo es muy pequeña en dicha zona. Por tal motivo, para realizar un diagnóstico de este caso, el valor de h en el término de turbulencia puede sustituirse por la longitud del intervalo disparado h_p , entonces el término se expresará:

$$D = \frac{3.16 \times 10^{-18} \beta \gamma_g Z T}{h_p^2 r_w} \quad (4.31)$$

Los efectos de turbulencia se pueden estimar comparando las condiciones de terminación antes y después de modificar la longitud de la zona disparada.

Comportamiento de afluencia en yacimientos de gas

Mc-Leod modificó la ecuación de Darcy para incluir las caídas de presión tanto en el yacimiento como en los disparos. La característica principal de la ecuación propuesta es que considera las caídas de presión debido al flujo no laminar en la zona dañada y en la zona compactada alrededor de los disparos en la tubería. Las pérdidas de presión por flujo no laminar pueden representar más del 90 % de la caída de presión del yacimiento al pozo y por lo tanto se deben incluir en la evaluación del comportamiento de afluencia. Las ecuaciones propuestas por Mc-Leod fueron:

Para presiones menores de 4000 (psi)

$$P_{ws}^2 - P_{wf}^2 = \left(\frac{1.424 \mu_g Z T q}{k_y h} \right) \left[\ln \left(0.472 \frac{r_e}{r_w} \right) + S + \frac{Dq}{1000} \right] \quad (4.32)$$

para presiones mayores de 4000 (psi)

$$P_{ws}^2 - P_{wf}^2 = \left(\frac{0.1412 q \mu_g B_g}{k_y h} \right) \left[\ln \left(0.472 \frac{r_e}{r_w} \right) + S + \frac{Dq}{1000} \right] \quad (4.33)$$

D se determina como:

$$D = 2.2 \times 10^{-15} \left(\frac{\beta \gamma_g}{n^2 L_p^2 r_p} \right) \left(\frac{k_y h}{\mu_g} \right) \quad (4.34)$$

donde: k_{dp} es la permeabilidad de la zona dañada y compactada alrededor de las perforaciones (md), L_p la longitud de los disparos (pies), n el número total de disparos y r_p el radio de los disparos (pies).

Factores que afectan la producción

La capacidad de producción de un pozo depende principalmente de:

- a) Las características del yacimiento, presión, permeabilidad, espesor neto de la formación productora, y viscosidad, entre otras.
- b) El tipo de terminación, el tamaño de tubería, densidad de los disparos y las técnicas de disparos.

Una forma de seleccionar adecuadamente la densidad de los disparos es evaluar el comportamiento de afluencia contra diferentes densidades de disparos, dicha selección debe ser realizada con el objetivo de que se permita al pozo producir al gasto óptimo.

El procedimiento para realizar las curvas de P_{wf} vs. q es:

1. Los datos requeridos son: P_{ws} , μ_g , Z , T , h , k_y , r_e , r_w , S , B_g , γ_g , r_p , L_p
2. Calcular β con la Ec. 4.24.
3. Suponer una densidad de disparos y así determinar el número total de perforaciones n .
4. Calcular D con la Ec. 4.34.
5. Suponer diferentes valores de gastos de gas.
6. Determinar la presión de fondo fluyendo para cada gasto con las Ec. 4.32 o 4.33 según sea el caso.
7. Graficar los valores de P_{wf} vs. q . La gráfica obtenida será una similar a la mostrada en la Fig. 4.6 (en la cual pueden distinguirse las curvas obtenidas para densidades de 1, 2, 4, 6 y 8 disparos por pie).

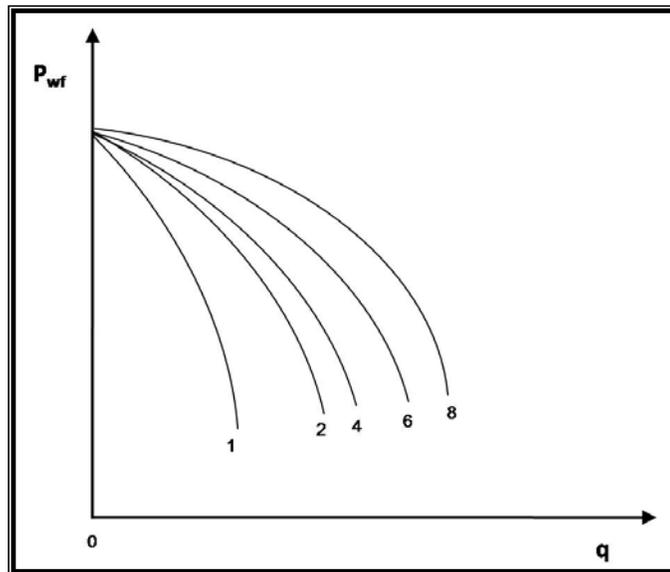


Figura 4.6 Comportamiento de afluencia para diferentes densidades de disparo (Bell W. T. y Ball R. M., 1981).

IV.4. COMPORTAMIENTO EN POZOS DE GAS SECO

Un yacimiento de gas seco es aquel que contiene principalmente metano ($C_1 > 99\%$), sin embargo, este tipo de yacimiento puede producir cierto volumen de líquido condensado, lo cual ocurre en las tuberías de producción y en las instalaciones de superficie. En teoría los yacimientos de gas seco no producen líquidos en superficie, sin embargo la diferencia entre un gas seco y un gas húmedo es arbitraria y generalmente un sistema de hidrocarburos que produzca con una relación gas-líquido mayor de $100000 \left(\frac{\text{pie}^3 \text{ @ c.s.}}{\text{bl @ c.s.}} \right)$ se considera seco. Sin embargo, del gas seco se puede extraer cierta cantidad de líquidos por medio de procesos criogénicos (enfriamiento).

Para este tipo de yacimientos existe un método que permite determinar el comportamiento de afluencia; el método fue propuesto por Jones, Blount y Glaze. El procedimiento de análisis permite la determinación de los efectos de flujos laminares y no laminares.

Jones y colaboradores propusieron métodos para estimar la mejora que resultaría de redisparar un pozo para alargar el intervalo de terminación. En la Ec. 4.36, se considera q_{sc} , donde A y B son los coeficientes de flujo laminar y no laminar, respectivamente.

$$\frac{P_{ws}^2 - P_{wf}^2}{q_{sc}} = A + Bq_{sc} \quad (4.35)$$

En coordenadas cartesianas producirá una línea recta con pendiente B y ordenada del origen A. Esta puede ser resuelta para el gasto de producción como,

$$q_{sc} = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)}}{2B} \quad (4.36)$$

Con el fin de tener alguna medida cualitativa de la importancia de la contribución de los efectos de turbulencia, Jones sugirió comparar el valor de A, calculado al AOF del pozo (A'), para estabilizar el valor de A. El valor de A' puede ser calculado como:

$$A' = A + B(\text{AOF}) \quad (4.37)$$

donde:

$$\text{AOF} = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B P_{ws}^2}}{2B} \quad (4.38)$$

Sugirió que si la relación de A'/A es mayor a 2 ó 3, entonces es probable que existan algunas restricciones al flujo. También sugirió que el espesor de la formación (h) utilizado en la definición de B podría ser reemplazado por la longitud de la zona de terminación (h_p), ya que la mayoría de las caídas de presión producen turbulencia muy cerca del pozo. En el efecto del cambio de longitud de la zona de terminación y para determinar el IP, B podrá estimarse a partir de:

$$B_2 = B_1 \left(\frac{h_{p1}}{h_{p2}} \right)^2 \quad (4.39)$$

Por otro lado, la mejora en el término B también puede estimarse a partir de:

$$B_2 = B_1 (N_1/N_2)^2 \quad (4.40)$$

donde N es el número total efectivo de disparos.

Análisis LIT (laminar-inercial-turbulento)

El método descrito anteriormente para la predicción del comportamiento de afluencia en pozos de gas requiere del ingreso al menos de una prueba realizada durante un período

suficientemente largo para alcanzar la estabilización. La Ec. 4.41 puede ser utilizada para calcular el tiempo aproximado de estabilización:

$$t_s = \frac{950 \phi \bar{\mu} \bar{C} r_e^2}{k} = \frac{380 \phi \bar{\mu} \bar{C} A}{k} \quad (4.41)$$

Esto puede ser un período de tiempo muy largo en yacimientos de baja permeabilidad, especialmente si en el pozo se tiene una gran área de drene. Varios métodos han sido propuestos para la obtención de una ecuación en donde se considere una prueba estabilizada, la única diferencia esencial en estos métodos es el procedimiento utilizado para obtener los coeficientes A y B en la Ec. 4.42. El método presentado por Brar y Aziz se describe a continuación:

$$\Delta P^2 = P_{ws}^2 - P_{wf}^2 = A q_{sc} + B q_{sc}^2 \quad (4.42)$$

Para flujo no transitorio, A varía con el tiempo y se escribe como A_t . Las ecuaciones se pueden escribir en términos de logaritmos comunes en lugar de logaritmos naturales. Para el estado pseudo estacionario se tiene:

$$\Delta P^2 = 2m \left[\log \frac{0.472 r_e}{r_w} + \frac{S}{2.303} \right] q_{sc} + 0.87 m D q_{sc}^2 \quad (4.43)$$

donde:

$$m = \frac{1637 T \bar{\mu} \bar{Z}}{kh} \quad (4.44)$$

Para flujo transitorio:

$$\Delta P^2 = m \left[\log \frac{kt}{\phi \bar{\mu} \bar{C} r_w^2} - 3.23 + 0.869 S \right] q_{sc} + 0.87 m D q_{sc}^2 \quad (4.45)$$

Comparando las Ecs. 4.43 y 4.45, y aplicando en la Ec. 4.33, se tiene:

$$A = 2m \left[\log \left(\frac{0.472 r_e}{r_w} \right) + \frac{S}{2.303} \right] \quad (4.46)$$

$$A_t = m \left[\log \left(\frac{kt}{\phi \bar{\mu} \bar{C} r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87 S \right] \quad (4.47)$$

y

$$B = 0.87 m D \quad (4.48)$$

el objetivo del análisis es determinar los valores de A y B, entonces la Ec. 4.42 se puede utilizar para calcular el IP, el factor de daño, el coeficiente de flujo no laminar (D) y la permeabilidad (k). La Ec. 4.45 puede escribirse como:

$$\frac{\Delta P^2}{q_{sc}} = A_t + Bq_{sc} \quad (4.49)$$

A_t y B son determinadas de las Ecs. 4.47 y 4.48, respectivamente.

El valor de A se incrementará con el tiempo hasta que se estabilice el flujo. La representación gráfica de $\Delta P^2/q_{sc}$ vs. q_{sc} en coordenadas cartesianas, dará lugar a una serie de líneas rectas paralelas con pendientes B y la ordenada al origen A_t , igual a $\frac{\Delta P^2}{q_{sc}}$ para cada tiempo de flujo. La Ec. 4.47 también se puede expresar como:

$$A_t = m \left[\log \frac{k}{\phi \mu \bar{C} r_w^2} - 3.23 + 0.87 S \right] + m \log(t) \quad (4.50)$$

Por lo tanto, una gráfica de A_t vs. t en escala semilogarítmica se tendrá como resultado una línea recta con una pendiente m e intersección en $t = 1$ hr ($\log 1 = 0$) igual a A_{t1} . El procedimiento para el análisis de una prueba de isocronal es:

1. Determinar A_t y B para flujo transitorio, utilizando la Ec. 4.45.
2. Graficar A_t vs. t en escala semilogarítmica y determinar m y A_{t1} .
3. Utilizando el valor de m evaluado anteriormente, calcular k con la Ec. 4.44.
4. Resolver la Ec. 4.47 para el factor de daño, utilizando los valores de k, m y A_{t1} .
5. Calcular el valor de A estabilizado usando la Ec. 4.46.
6. Usando el valor de B calculado en el paso 1, calcular D aplicando la Ec. 4.48.
7. Calcular el IP del pozo estabilizado para la Ec. 4.42 con los valores estabilizados de A y B.

Los valores de A_t y B pueden ser obtenidos directamente de la gráfica de $\Delta P^2/q$ vs. q; (ver Fig. 4.7). En este caso se obtiene una línea diferente por cada momento en el que se midieron las presiones, resultando en un valor de A_t cada vez mayor, el cual se incrementa con el tiempo.

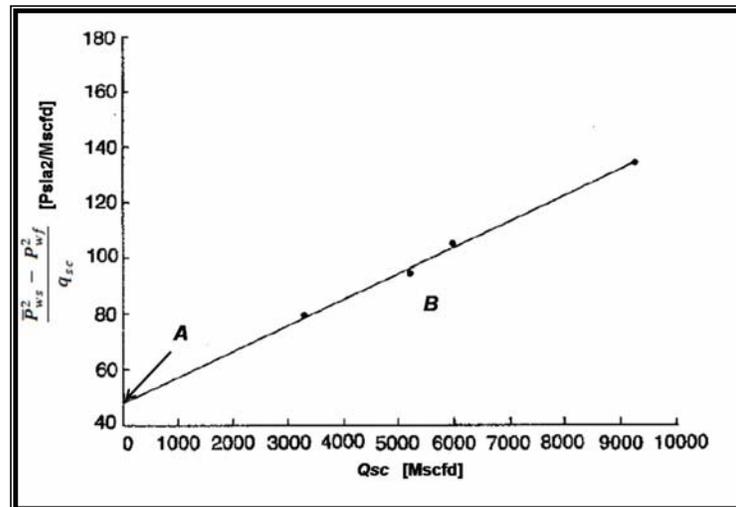


Figura 4.7 Método de Jones et. al.

IV.5. COMPORTAMIENTO EN POZOS DE GAS HÚMEDO

Los gases húmedos se caracterizan por un mayor contenido de componentes intermedios y pesados que los gases secos, esto puede distinguirse en la Tabla 4.2. El término “húmedo” proviene de que a condiciones de separación en superficie la mezcla cae en la región de dos fases generando relaciones gas-líquido que varían de 60000 a 100000 $\left(\frac{\text{pie}^3 \text{ @ c.s.}}{\text{bl @ c.s.}}\right)$. El líquido del tanque tiende a ser incoloro (similar a la gasolina) con una densidad mayor a 60 °API.

Los gases húmedos difieren del gas y condensado en:

- No ocurre condensación retrógrada durante el agotamiento de presión.
- Tienen menos cantidad de componentes pesados.
- La cantidad de líquido condensado en el separador es menor.

Para los pozos de gas húmedo no existe un método específico para determinar el comportamiento de afluencia, estos son evaluados como yacimientos de aceite o de gas, dependiendo de las condiciones que se tengan, principalmente la cantidad de gas.

IV.6. COMPORTAMIENTO EN POZOS DE GAS Y CONDENSADO

Los yacimientos de gas y condensado requieren para su desarrollo óptimo, operación y explotación, de ingeniería y métodos operativos significativamente diferentes a los usados en los yacimientos de aceite negro o gas seco. La característica más notable de este tipo de yacimientos es que puede existir, ya sea total o preponderantemente como fase gaseosa en el yacimiento al tiempo de su descubrimiento.

Durante el proceso de producción del yacimiento, la temperatura de la formación normalmente no cambia, pero la presión se reduce. Las mayores caídas de presión tienen lugar cerca de los pozos productores. Cuando la presión de un yacimiento de gas y condensado se reduce hasta un cierto punto, denominado presión del punto de rocío, una fase líquida rica en fracciones pesadas se separa, la fase gaseosa muestra una leve disminución de las fracciones pesadas. La reducción continua de la presión incrementa la fase líquida hasta que alcanza un volumen máximo, luego el volumen de líquido se reduce.

La formación de condensado se presenta cuando la presión de fondo de pozo cae por debajo del punto de rocío, y el condensado se separa de la fase gaseosa. Las fuerzas capilares favorecen el contacto del condensado con los granos (ver Fig. 4.8). Luego de un breve período transitorio, la región alcanza una condición de flujo en estado estacionario con el gas y el condensado fluyendo (ver parte superior de la Fig. 4.8). La saturación de condensado, S_l , es mayor cerca del pozo porque la presión es más baja, lo que implica más condensación de líquido. La permeabilidad relativa al aceite, k_{ro} , aumenta con la saturación. La reducción de la permeabilidad relativa al gas, k_{rg} , cerca del pozo, muestra el efecto de la formación del bloque. El eje vertical, representado por un pozo, es sólo esquemático.

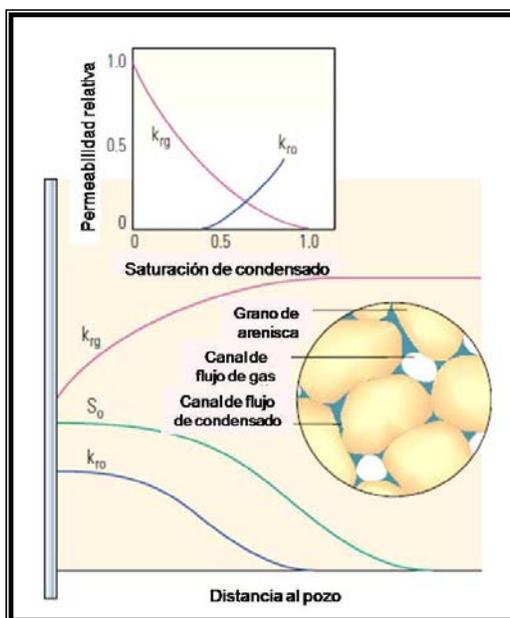


Figura 4.8 Esquema de la formación de condensado.

Las siguientes tablas permiten distinguir las diferencias entre los tipos de yacimientos de gas.

Componente	Gas seco	Gas húmedo	Gas y condensado
C_1	96.0	90.0	75.0
C_2	2.0	3.0	7.0
C_3	1.0	2.0	4.5
iC_4-nC_4	0.5	2.0	3.0
iC_5-nC_5	0.5	1.0	2.0
C_6	-	0.5	2.5
C_7+	-	1.5	6.0
MC_7+	-	115	125
RGL	-	26000	7000
Líquido de tanque °API	-	60°	55°
Color	-	Incoloro o amarillo claro	Amarillo claro

Tabla 4.2 Composiciones típicas de mezclas provenientes de yacimientos de gas (Craft y Hawkims, 1968).

	Gas seco	Gas condensado
Relación gas-líquido	> 100000	5000 - 100000
°API del líquido de tanque	-	40 – 60°
Color del líquido de tanque	-	Incoloro Amarillo claro
Factor de volumen del líquido	-	> 2.0
Composición	C ₁ > 90 % C ₅₊ < 1 %	C ₇₊ < 12.5 % C ₁ > 60 %
Temperatura del yacimiento	>T _{cdt} *	200-400 °F T _c < T < T _{cdt}
T*: temperatura cricondentérmica		

Tabla 4.3 Rango de parámetros de propiedades para yacimientos de gas seco y gas condensado (Craft y Hawkins, 1968).

IV.7. PRUEBAS DE POTENCIAL

Las pruebas de potencial de un pozo consisten en una serie de por lo menos tres o más períodos de flujos con presiones, gastos y otros datos registrados como una función del tiempo. Las pruebas de potencial también son conocidas como pruebas de contrapresión, debido a que los pozos son probados con un represionamiento en la tubería ($P > P_{atm}$).

Los resultados de las pruebas de potencial se representan en papel log-log graficando la diferencia de los cuadrados de las presiones contra el gasto, esto se muestra en la Fig. 4.9,

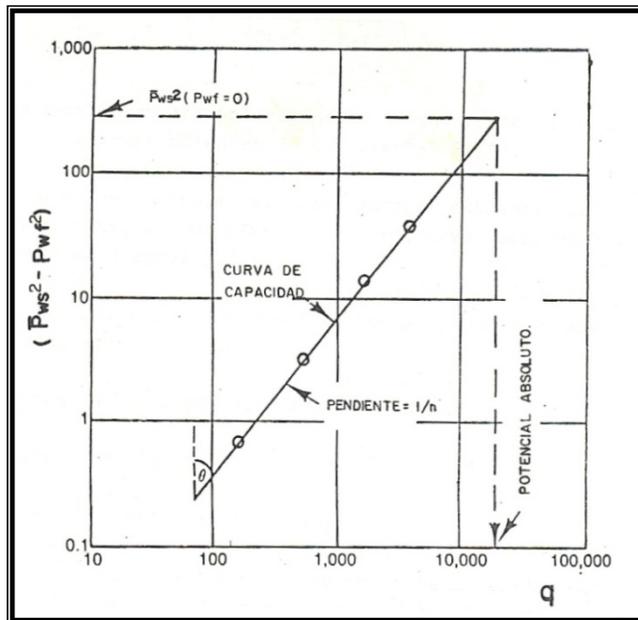


Figura 4.9 Curva de capacidad de una prueba convencional (Cullender, 1955).

Rawlins y Shellhardt (1936), establecieron que la relación entre gastos y presión está dada por,

$$q = C (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n \quad (4.51)$$

donde: q es el gasto de gas a condiciones base y C el coeficiente de productividad.

La línea recta que se presenta en la Fig. 4.9 es una aproximación del comportamiento real. Idealmente la curva debería ser suavemente cóncava y tener una pendiente unitaria ($\theta = 45$) a gastos bajos y una pendiente mayor a gastos altos.

El cambio de pendiente se debe al incremento en la turbulencia en las cercanías del pozo más el efecto de daño, cuyo valor depende de los incrementos en el gasto. En general, el valor del exponente n varía entre 0.5 y 1.0.

El valor de n puede obtenerse con la expresión:

$$n = \frac{\log q_2 - \log q_1}{\log (P_{ws}^2 - P_{wf1}^2) - \log (P_{ws}^2 - P_{wf2}^2)} \quad (4.52)$$

mientras que C ,

$$C = \frac{q}{(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n} \quad (4.53)$$

Las pruebas que se realizan en los pozos para determinar el potencial absoluto y el comportamiento de afluencia son:

- Pruebas de flujo después de flujo
- Pruebas isocronales convencionales
- Pruebas isocronales modificadas

IV.8. PRUEBAS DE FLUJO DESPUÉS DE FLUJO

En la Fig. 4.10 se observan las características esenciales de este tipo de prueba. El pozo está fluyendo a un gasto determinado hasta que la presión se estabiliza. A continuación se varía el gasto y el proceso se repite hasta que se tiene un número adecuado de cambios de gasto, entonces el pozo se cierra. La curva de contrapresión se desarrolla a partir de los valores de presión de fondo fluyendo estabilizada y de la presión promedio del yacimiento en el volumen drenado.

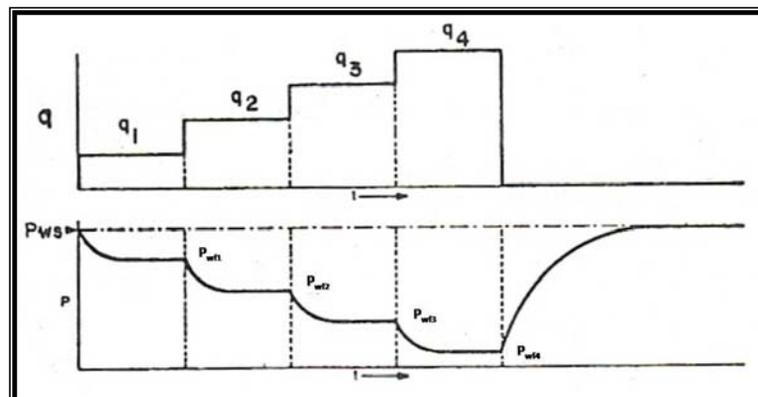


Figura 4.10 Diagramas de P y q, prueba convencional (Cullender, 1955).

Las Figuras 4.11 y 4.12 son más representativas de lo que ocurre en una prueba real, en ellas se muestra que los gastos no necesitan ser constantes durante los períodos de flujo. El inicio de una prueba es a partir de una condición de cierre; después, una serie de incrementos en el gasto (secuencia normal) o decrementos de éste (secuencia inversa) se llevan a cabo sobre el pozo.

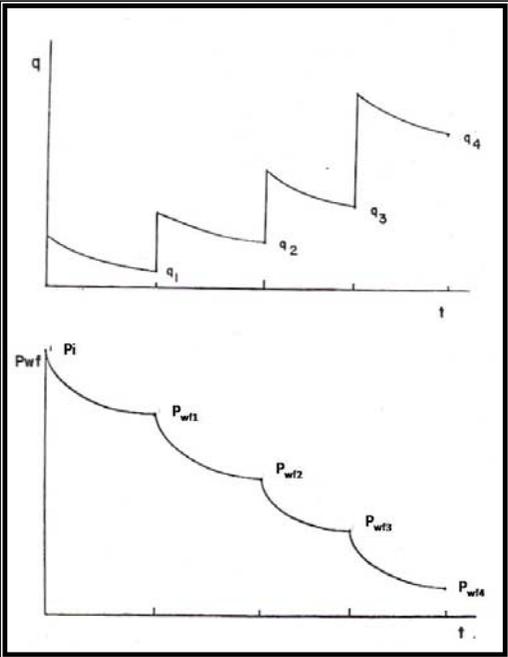


Figura 4.11 Prueba convencional en secuencia normal (Fetkovich M. H., 1975).

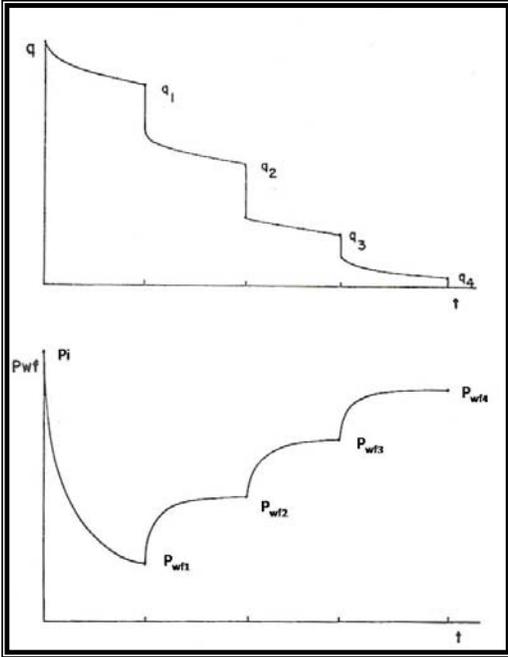


Figura 4.12 Prueba convencional en secuencia inversa (Fetkovich M. H., 1975).

Lo más importante en una prueba de contrapresión es alcanzar la condición de estabilización. The Railroad Commission of Texas (Ikoku Chi, 1980) define que el flujo está estabilizado cuando

dos lecturas de presión consecutivas en un período de quince minutos tienen una diferencia menos o igual a 0.1 (psi). Suponiendo que las condiciones estabilizadas se alcanzan durante cada uno de los períodos de la prueba, ésta puede considerarse tan válida como si se hubiera realizado una prueba isocronal. La curva de capacidad resultante es una curva estabilizada y se aplica directamente para determinar la capacidad y el potencial absoluto.

Debido a que se pueden tener condiciones de pseudoestabilización por una limitación en la capacidad de la tubería o por un incremento en la temperatura de flujo, es preferible usar las presiones estabilizadas de la columna estática en lugar de las presiones de flujo en la tubería.

El tiempo necesario para que un pozo alcance condiciones estabilizadas se puede determinar con la siguiente expresión:

$$t_s = 1000 \frac{\phi S_g \mu_g r_e^2}{kg P_{ws}} \quad (4.54)$$

donde: t_s es el tiempo de estabilización (hr).

El método de flujo después del flujo tiene buena aplicación en formaciones con alta permeabilidad, debido a que los tiempos de estabilización son relativamente cortos; mientras que, en formaciones de baja permeabilidad, los tiempos de estabilización pueden ser considerablemente mayores.

IV.9. PRUEBA ISOCRONAL CONVENCIONAL

El objetivo de las pruebas isocronales, propuesto por (Cullender, 1955), es obtener datos para establecer una curva de productividad o capacidad estabilizada sin que se deje fluir el pozo tiempo innecesario para alcanzar condiciones estabilizadas a cada gasto. El principio o fundamento es que el radio de investigación alcanzado en un tiempo dado, en una prueba de flujo, es independiente del gasto de flujo. Por lo tanto, si una serie de pruebas de flujo se realizan en un pozo, cada una para el mismo período de tiempo (isocronal), el radio de investigación será el mismo al final de cada prueba. Consecuentemente, la misma porción del yacimiento será drenada en cada gasto.

Una prueba isocronal convencional está constituida de períodos de flujo a diferentes gastos alternados con períodos de cierre. Los tiempos de cierre deben de ser lo suficientemente

grandes para permitir que la presión en el volumen drenado regrese a su valor inicial P_{ws} y, aunque los períodos de flujo son generalmente de igual duración, ésta no es condición necesaria.

La Fig. 4.13 ilustra un diagrama de gasto y presión para una prueba de flujo isocronal en un pozo de gas. Se puede advertir que el período de cierre después de cada período de flujo, debe ser lo suficiente para alcanzar la presión estática del yacimiento (o al menos aproximada). Además se debe advertir que es necesario tener un período de flujo estabilizado al final de la prueba.

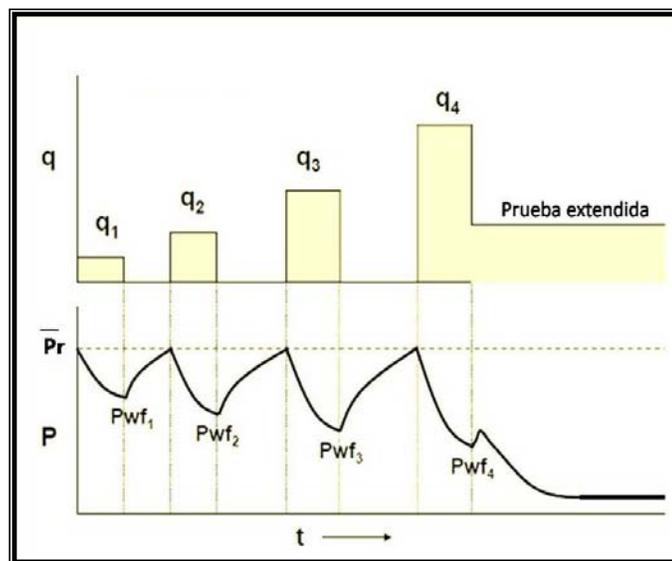


Fig. 4.13 Diagrama de P vs. q para una prueba isocronal convencional de un pozo de gas (Cullender, 1955).

La característica más importante de éste método es que las presiones de fondo fluyendo se miden a distintos tiempos de flujo, después de que el pozo es abierto; estos tiempos deben de ser los mismos para cada uno de los períodos de flujo.

Con los datos obtenidos de la prueba se elabora una gráfica de $(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)$ vs. q en papel log-log correspondiente al tiempo de flujo 1 y se obtiene una curva de capacidad transitoria. El procedimiento se repite para cada tiempo de flujo, respectivamente. Lo anterior se muestra en la siguiente figura:

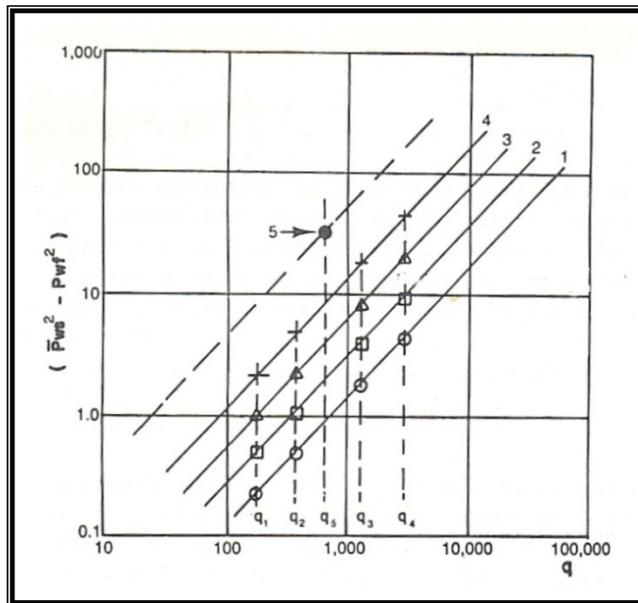


Figura 4.14 Curvas de capacidad de una prueba isocronal (Cullender, 1955).

Para cada una de las curvas se determinan n y C , normalmente los valores de n son muy próximos entre sí, pero los valores de C decrecen con el tiempo como se distingue en la Fig. 4.15. También se grafican los últimos valores de la prueba, y se traza una curva de capacidad con la misma pendiente de las curvas anteriores.

Se calcula el valor de C de cada curva y se grafica contra el tiempo en papel log-log; como se muestra en la Fig. 4.15.

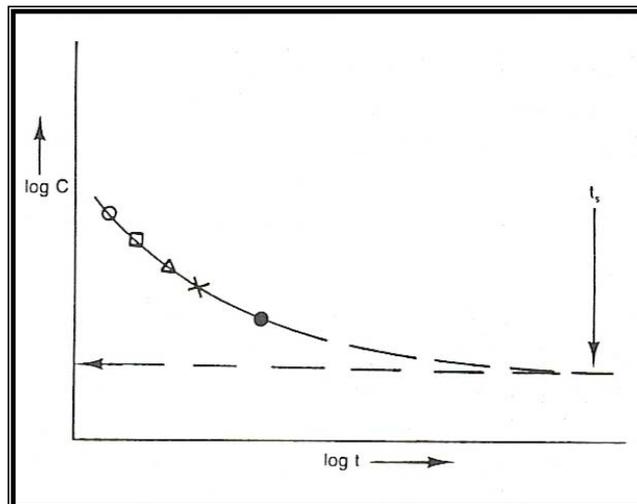


Figura 4.15 Gráfica de $\log(C)$ vs. $\log(t)$ para una prueba isocronal (Cullender, 1955).

La tendencia de la curva resultante se extrapola hasta el tiempo de estabilización t_s , que puede calcularse con la Ec. 4.54 para obtener el valor de C. Con este valor de C se traza una curva de capacidad estabilizada que representa el comportamiento de flujo del yacimiento al pozo. Cabe mencionar que no es necesario tener un gasto constante para realizar una prueba isocronal válida.

Las pruebas isocronales no son muy adecuadas para yacimientos de baja permeabilidad, debido a que los tiempos para alcanzar una completa estabilización, antes de iniciar la prueba y aún en los períodos de flujo, son grandes. Los requerimientos de condiciones de estabilización son menores en las pruebas isocronales modificadas.

El procedimiento para realizar una prueba isocronal convencional en campo es el siguiente (R. Smith, 1992):

1. Cerrar el pozo para obtener una presión de fondo de cierre estabilizada.
2. Abrir el pozo (poner a producción) con un estrangulador pequeño, por ejemplo uno de 6/64 pg, y dejar fluir al pozo durante ocho horas.
3. Al final del período de flujo de ocho horas, registrar (anotar) la presión de fondo fluyendo y el gasto de flujo.
4. Cerrar el pozo y dejar que la presión de fondo fluyendo se incremente a partir de la presión estática.
5. Abrir el pozo con un estrangulador ligeramente mayor, por ejemplo, 8/64 pg y dejar fluir al pozo durante ocho horas.
6. Al final del período de flujo de ocho horas, registrar la presión de fondo fluyendo y gasto de flujo.
7. Cerrar el pozo y dejar que la presión de fondo fluyendo se incremente hasta que la presión de fondo de cierre se estabilice.
8. Repetir los pasos cinco, seis, y siete utilizando progresivamente diámetros de estrangulador mayores.
9. Asegurarse de que los registros de presiones de flujo sean tomados justo antes del cierre. Además, si el gasto está variando en una prueba de flujo, registrar el gasto justo antes del cierre.
10. Estos cuatro puntos transitorios deberán ser graficados tal y como se describió en la prueba convencional de contrapresión (ya sea el método clásico o el método teórico).

11. Abrir el pozo para un quinto período de flujo (utilizando un diámetro de estrangulador previo, o bien, empleando uno nuevo) y dejarlo fluir hasta que ocurra la estabilización. Registrar este gasto y presión de fondo estabilizados.
12. Graficar este punto estabilizado. La curva de productividad estabilizada pasa a través de este punto estabilizado y es paralelo a la línea de los cuatro puntos estabilizados.

Se puede advertir que la duración del tiempo exacto de los períodos de flujo, no es tan importante; por ejemplo, períodos de flujo de doce horas podrán ser utilizados en lugar de ocho horas. Se puede advertir que los períodos de cierre no necesariamente son iguales. En cada período de cierre, la presión de fondo se incrementa para que la presión de cierre se estabilice.

IV.10. PRUEBA ISOCRONAL MODIFICADA

El objetivo de las pruebas isocronales modificadas es obtener la misma información que las pruebas isocronales; sin requerir, en algunas ocasiones de largos períodos de cierre. Con el propósito de acortar los tiempos de prueba se propuso desarrollar las pruebas isocronales modificadas, las cuales se realizan empleando períodos de cierre igual a los períodos de flujo, lo cual proporcionó resultados satisfactorios.

La característica principal de la prueba isocronal modificada es que los períodos de flujo y los períodos de cierre son todos iguales, también, en lugar de evaluar $(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)$ se evalúa $(P'_{ws}^2 - P_{wf}^2)$, donde P'_{ws} es la presión de cierre al inicio del período de flujo. Finalmente, se prolonga un período de flujo, a fin de obtener la curva de capacidad estabilizada. En la siguiente figura se muestra una prueba isocronal modificada.

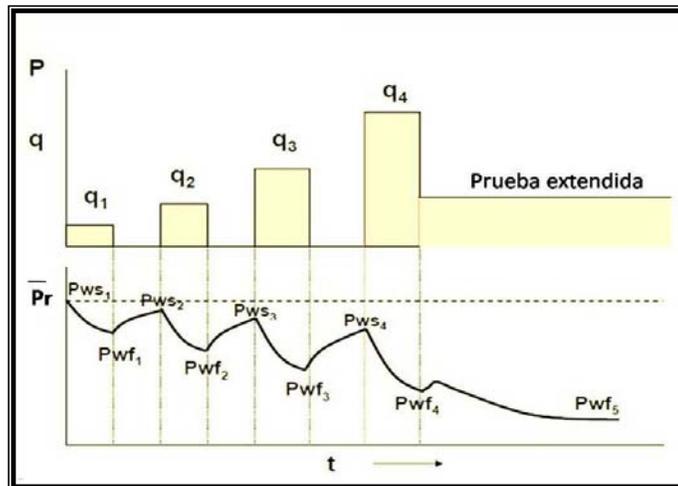


Figura 4.16 Gráfica de P vs. q, para una prueba isocronal modificada (Cullender, 1955).

El exponente n se obtiene graficando los valores correspondientes de $(P'_{ws}{}^2 - P_{wf}{}^2)$ vs. q en el papel log-log (curva de capacidad transitoria). La curva de capacidad estabilizada se obtiene dibujando una línea paralela a través del punto $((P_{ws}{}^2 - P_{wf5}{}^2), q_5)$, esto se muestra en la Fig. 2.17.

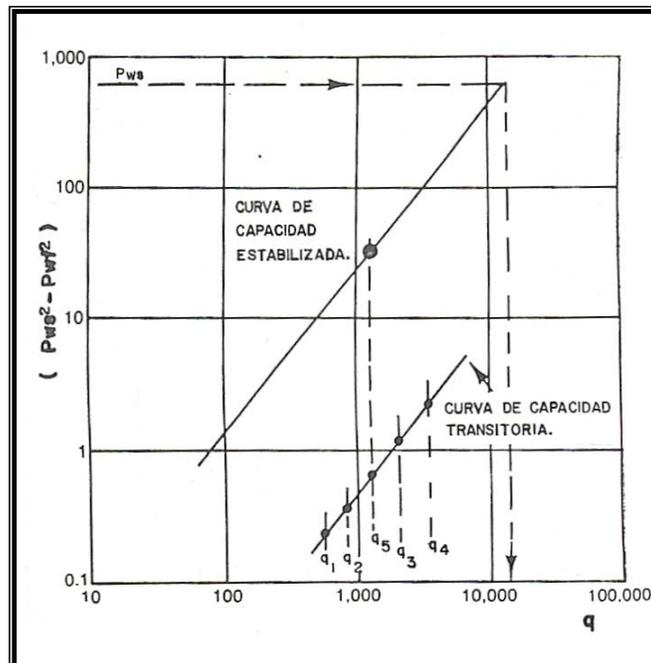


Figura 4.17 ΔP^2 vs. q para una prueba isocronal modificada (Cullender, 1955).

La prueba isocronal modificada no proporciona una curva de capacidad estabilizada real, pero si muy aproximada. La ventaja más importante es que requiere menor trabajo y tiempo que los métodos anteriores para obtener resultados adecuados. Además, no se requiere de un gasto constante para que la prueba isocronal modificada sea válida, esto puede observarse en la Fig. 4.18.

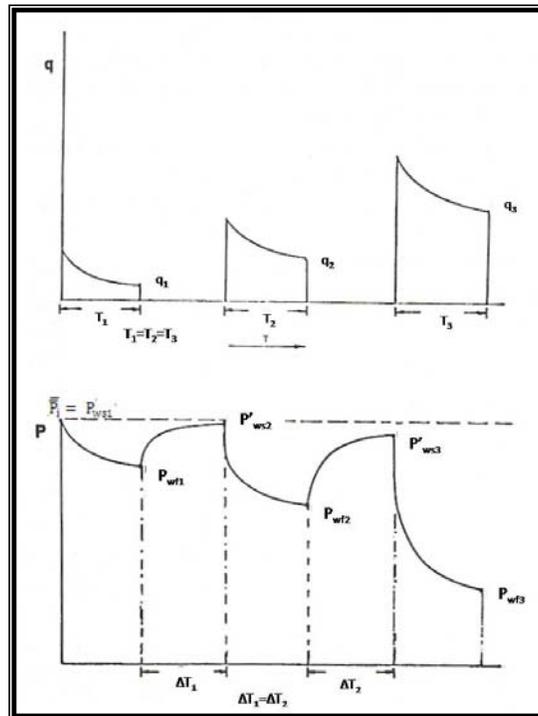


Figura 4.18 Prueba isocronal modificada (Fetkovich M. H., 1975).

El procedimiento para realizar una prueba isocronal modificada en campo es el siguiente (R. Smith, 1992):

1. Cerrar el pozo para estabilizar la presión de cierre (lo suficiente para obtener una buena estimación de la presión estática del yacimiento).
2. Abrir el pozo con un estrangulador pequeño, como de 6/64 pg y dejar fluir al pozo durante doce horas.
3. Al final de éste período de flujo, registrar (anotar) el gasto y la presión de fondo fluyendo.
4. Cerrar el pozo durante 12 horas.
5. Al final del período de cierre, registrar la presión. Esta presión de cierre se utilizará en el análisis como una estimación de la presión estática para el segundo período de flujo.

6. Abrir el pozo con un estrangulador con un diámetro ligeramente mayor, como 8/64 pg y dejar fluir al pozo durante doce horas.
7. Al final de éste período de flujo, registrar el gasto y la presión de fondo fluyendo.
8. Cerrar el pozo durante doce horas, registrar la presión de fondo del pozo (para ser usada como una aproximación de la presión estática para el próximo período de flujo).
9. Repetir los pasos seis, siete y ocho utilizando progresivamente diámetros de estrangulador mayores. Para cada período de flujo, la presión estática aproximada se utilizará en el análisis. Esto es, la presión de cierre existente justo antes de iniciar el período de flujo. La presión de fondo fluyendo es la que se encuentra al final de cada período de flujo, aunque la estabilización no haya ocurrido.
10. Estos cuatro puntos son graficados en la misma forma descrita para pruebas convencionales de contrapresión.
11. Realizar un quinto período de flujo hasta que la estabilización ocurra. Se puede utilizar un nuevo diámetro de estrangulador o uno de los previamente utilizados. Para el análisis, se utiliza la presión de fondo fluyendo estabilizada así como también el gasto al final del período de flujo. Esto permitirá obtener un punto a condiciones estabilizadas.
12. Graficar el punto estabilizado, y dibujar una línea a través de este punto paralela a la línea trazada a través de los cuatro puntos anteriores. Esta línea a lo largo del punto estabilizado es la curva de capacidad estabilizada para este pozo.

Cabe mencionar que los períodos de flujo y cierre no necesariamente deben ser de doce horas. En algunas ocasiones se podrán utilizar tiempos de 8 ó 16 horas, según el tipo de análisis que se necesite.

Curva de capacidad

Si se utilizan las presiones de fondo en las pruebas de contrapresión, se obtiene la curva de contrapresión en la cara de la arena, lo cual permite determinar el potencial absoluto. Por otro lado, si se usan presiones en la cabeza del pozo, la gráfica resultante es la contrapresión en la cabeza del pozo, la cual determina la máxima capacidad del mismo (Cullender, 1955).

Generalmente, se obtiene una curva de capacidad graficando presiones en la cabeza contra el gasto, esto se distingue en la Fig 4.19. Las presiones en la cabeza del pozo pueden ser medidas o bien calculadas a partir de mediciones de presión de fondo.

El procedimiento para construir una curva de capacidad es el siguiente:

1. Generalmente se conocen dos puntos que son $q_{m\acute{a}x}$, el cual se tiene a una presión cero en la cara de la arena, y P_{ws} , que se obtiene cuando q es igual a cero. Dichos puntos son el A y B de la Fig. 4.19.
2. A partir de la curva de contrapresión estabilizada se determina la P_{wf} , para cada gasto previamente seleccionado.
3. Con el valor de P_{wf} se determina el valor de la presión en la cabeza del pozo correspondiente.
4. El procedimiento se repite para diferentes gastos hasta obtener suficientes puntos para construir la gráfica de capacidad.

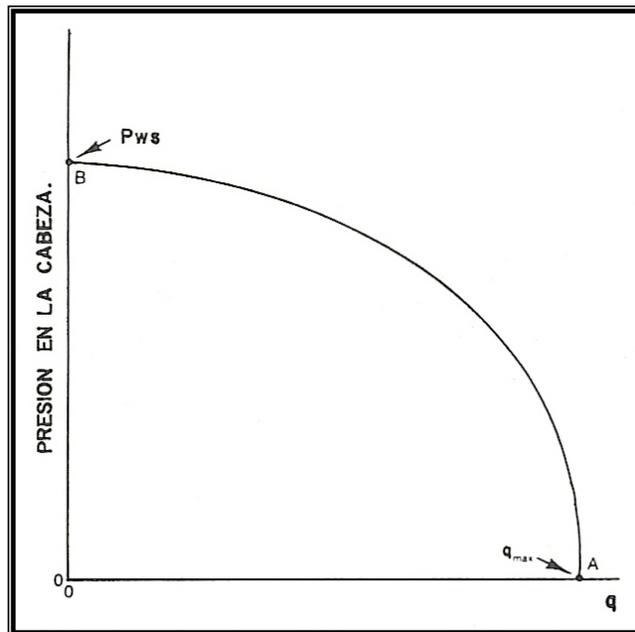


Figura 4.19 Curva de capacidad en la cabeza del pozo (Cullender, 1955).

V. RESULTADOS

V.1. MATRIZ DE PROCEDIMIENTOS

Conforme a la información expuesta en el presente trabajo, resulta importante señalar que en la literatura técnica existe un número no muy grande de métodos o procedimientos para establecer el comportamiento de afluencia (Inflow Performance Relationships o IPR). Los procedimientos que se han desarrollado hasta la fecha, sean numéricos, analíticos o empíricos, están controlados principalmente por el tipo de fluido, a decir aceite bajosaturado, aceite saturado y gas, más que por el tipo petrofísico del yacimiento, tipo de pozo y terminación. Conforme a lo anterior, el mayor porcentaje de los métodos aplican para yacimientos homogéneos e isotrópicos produciendo por empuje de gas en solución, en donde un pozo vertical penetra totalmente la formación productora de espesor constante. Cabe hacer mención que de éstos, un número muy reducido de trabajos se han enfocado a ciertos problemas y/o efectos específicos, tales como la alta velocidad de flujo, la presencia de agua como fase fluyente, drene gravitacional, y aún en menor número modelos específicos para evaluar sistemas heterogéneos como lo son los yacimientos naturalmente fracturados y estratificados. Adicionalmente, es necesario hacer mención que algunos de los procedimientos resultan en ocasiones difíciles de aplicar, debido a que requieren de información la cual puede no estar disponible. Finalmente también se debe considerar que en la literatura técnica no existen procedimientos por medio de los cuales sea posible evaluar el comportamiento de afluencia en yacimientos de gas y condensado así como de aceite volátil.

En nuestro país, desde el punto de vista petrofísico existe una gran variedad de yacimientos, siendo los más importantes los yacimientos naturalmente fracturados, los cuales normalmente contienen aceites saturados y cuyo mecanismo de empuje predominante es el empuje por gas en solución. Sin embargo un empuje hidráulico puede ser asociado normalmente a muchos de nuestros yacimientos, esto sin dejar de mencionar que también pueden ser productores de aceites volátiles. Asimismo, un punto de suma importancia es que la mayoría de los pozos están terminados con flujo restringido hacia el intervalo disparado, es decir parcialmente penetrantes, los cuales muchas veces se encuentran atravesando las formaciones productoras con un ángulo de inclinación o en su caso en forma horizontal. Se puede concluir que en realidad para muchos problemas reales de campo no existen procedimientos de análisis.

Otro punto relevante de señalar es que, en la práctica es normal que se llegue a establecer el comportamiento de afluencia usando procedimientos tradicionales, esto indistintamente del

tipo de yacimiento y del fluido producido y/o efectos presentes tanto en el yacimiento como en el pozo; esto es un problema que en menor o mayor grado generará incertidumbre. Hay que recordar que al construir el IPR del pozo, se están estableciendo las condiciones de producción bajo las cuales se diseñará el sistema integral de producción.

En la Tabla 5.1, se presentan en forma condensada los procedimientos disponibles en la literatura para la construcción de las curvas de afluencia, así como para analizar y evaluar algunos otros efectos relacionados. Esta tabla fue desarrollada con el fin de contar con un punto de referencia para poder abordar en forma más apropiada este tipo de estudios y lograr resultados más realistas.

Cuadro de Procedimientos de IPR						
Yacimientos de Aceite					Yacimientos de Gas	
Aceite Bajosaturado	Aceite Saturado					
ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP)	MÉTODO DE VOGEL	Predicción	Presencia de Fase de Agua Móvil			PRUEBAS DE FLUJO DESPUÉS DE FLUJO
	MÉTODO DE STANDING	MÉTODO DE STANDING	MÉTODO DE BROWN-SUKARNO	MÉTODO DE WIGGINS ET AL.		
MÉTODO DE JONES, BLOUNT Y GLAZE	MÉTODO DE FETKOVICH	MÉTODO DE FETKOVICH	MÉTODO DE WITHSON	MÉTODO DE CAMACHO-PADILLA	MÉTODO DE PADILLA ET AL.	PRUEBAS ISOCRONALES CONVENCIONALES
		MÉTODO DE KELKAR	Efectos Inerciales			PRUEBAS ISOCRONALES MODIFICADAS
	MÉTODO DE JONES, BLOUNT Y GLAZE	MÉTODO DE ECKMIER	MÉTODO DE PADILLA-CAMACHO-SAMANIEGO			
		Pozos Inclínados y Horizontales				
MÉTODO DE PADILLA ET AL.	PRUEBAS ISOCRONALES	MÉTODO DE COUTO-GOLAN	MÉTODO DE BENDAKHLIA-AZIZ		MÉTODO DE CHENG	MÉTODO DE JONES, BLOUNT Y GLAZE
		MÉTODO DE UHRI-BLOUNT (PUNTO PIVOTE)	Yacimientos Naturalmente Fracturados	Yacimientos Estratificados		
	PRUEBAS ISOCRONALES	MÉTODO DE KLINS-MAJCHER	MÉTODO DE QASEM		MÉTODO DE QASEM *	MÉTODO DE PADILLA ET AL.

Tabla 5.1 Matriz de procedimientos para el análisis del comportamiento de afluencia (IPR). * Procedimiento aún no disponible.

De la Tabla 5.1, se verifica que aún no existen procedimientos apropiados para evaluar el comportamiento de IPR que incluyan efectos tales como: empuje hidráulico y pozos parcialmente penetrantes en yacimientos homogéneos y heterogéneos. Asimismo procedimientos validos para yacimientos de gas y condensado, de aceites volátiles, y otros efectos.

En la Tabla 5.2 se presentan con más detalle los diferentes métodos y las condiciones bajo las cuales se aplican. En las columnas 1 a 4 se especifican el método, el tipo petrofísico del yacimiento (homogéneo, naturalmente fracturado, estratificado, etc.), las fases fluyentes (aceite, gas y agua), y el tipo de pozo (vertical, inclinado u horizontal), respectivamente. En las columnas 5 y 6 se hace mención al fluido contenido en el yacimiento (aceite bajosaturado o saturado) y el mecanismo de empuje predominante (gas en solución, efectos gravitacionales, hidráulico, etc.). Finalmente en la columna 7 algunos otros efectos característicos de cada procedimiento.

Método	Tipo de yacimiento	Fases fluyentes	Tipo de pozo	Tipo de fluido	Mecanismo de empuje	Otros efectos
Vogel (1968)	Homogéneo	o, g,	Vertical	Aceite saturado	Gas en solución	EF =1
Standing (1970)	Homogéneo	o, g,	Vertical	Aceite saturado	Gas en solución	Pozos estimulados y dañados Predicción
Fetkovich (1973)	Homogéneo	o, g,	Vertical	Aceite saturado	Gas en solución	Inerciales Predicción
Jones, Blount y Glaze (1976)	Homogéneo	o ó g	Vertical	Aceite bajosaturado, gas	Roca-fluido Gas en solución	Terminación Inerciales
Klins-Majcher (1992)	Homogéneo	o, g	Vertical	Aceite saturado	Gas en solución	Efecto de daño
Uhri-Blount (Punto Pivote) (1982)	Homogéneo	o, g,	Vertical	Aceite saturado	Gas en solución	Predicción*
Kelkar (1985)	Homogéneo	o, g	Vertical	Aceite saturado	Gas en solución	Predicción*
Eckmier (1968)	Homogéneo	o, g	Vertical	Aceite saturado	Gas en solución	Predicción*
Couto-Golan (1982)	Homogéneo	o, g	Vertical	Aceite saturado	Gas en solución	Predicción*

Brown-Sukarno (1986)	Homogéneo	o, g, w	Vertical	Aceite saturado	Gas en solución	Flujo dos fases y tres fases
Wiggins et al. (1994)	Homogéneo	o, g, w	Vertical	Aceite bajosaturado	Gas en solución	Flujo de tres fases
Withson (1983)	Homogéneo	o ó g	Vertical	Aceite bajosaturado, gas	Roca-fluido	Inerciales
Camacho-Padilla-Vásquez (1993)	Homogéneo	o, g	Vertical	Aceite bajosaturado y saturado	Gas en solución	Inerciales
Padilla et al. (1997)	Homogéneo	o ó g	Vertical	Aceite bajosaturado, gas	Roca-fluido Gas en solución	Penetración parcial Inerciales
Padilla-Camacho-Samaniego (2009)	Homogéneo	o, g	Vertical	Aceite saturado	Gas en solución Efectos grav.	Penetración parcial
Cheng (1990)	Homogéneo	o, g	Inclinados y Horizontal	Aceite saturado	Gas en solución	Inclinación del pozo
Bendakhlia-Aziz (1989)	Homogéneo	o, g	Horizontal	Aceite saturado	Gas en solución	Pozos horizontales
Fuad Qasem (1996)	Naturalmente Fracturado	o, g	Vertical	Aceite saturado	Gas en solución	Doble porosidad

Tabla 5.2 Métodos disponibles para la evaluación de curvas de IPR y condiciones para las que aplican. * Métodos para predicción.

V.2. PROGRAMAS ESPECIALIZADOS

Actualmente existen programas especializados que permiten diseñar, modelar, identificar y optimizar problemas de pozos, ya sean fluyentes o con sistema artificial de producción. Estos sistemas especializados muestran el comportamiento de afluencia, el comportamiento del pozo, y del sistema superficial de producción para cualquier fluido en el yacimiento.

Estos programas permiten en forma rápida conocer el potencial de los yacimientos. No sólo admiten el modelado para flujo multifásico desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo, sino que además toman en cuenta el comportamiento superficial para proveer un análisis del sistema integral de producción. Además hacen posible efectuar un análisis nodal del sistema integral de producción, y con esto un análisis de sensibilidad sobre cualquier variable del sistema. Las aplicaciones de los programas incluyen los tipos de modelos de terminación para pozos verticales y horizontales, y posibilitan el modelado de terminaciones complejas, utilizando diferentes parámetros del yacimiento y tipos de fluidos.

De manera general, con el uso de los programas especializados es posible realizar la evaluación del comportamiento de afluencia o IPR, ver Tabla 5.3

Programas que permiten evaluar el comportamiento de afluencia		
Programa 1	Programa 2	Programa 3
<ul style="list-style-type: none"> • Índice de productividad • Método de Vogel • Método de Fetkovich 	<ul style="list-style-type: none"> • Índice de productividad • Método de Vogel • Método de Fetkovich • Método de Jones, Blount y Glaze • Método de pseudo-presión 	<ul style="list-style-type: none"> • Índice de productividad • Método de Vogel • Método de Fetkovich • Método de Análisis LIT • Método de pseudo-presión

Tabla 5.3 Métodos de IPR en programas especializados.

Es importante observar que en los tres programas presentados aquí, los cuales son utilizados en la industria petrolera se incluyen sólo cuatro procedimientos comunes para establecer el comportamiento de afluencia, asimismo la aplicación de pseudo-presiones para el caso de problemas de flujo multifásico en el yacimiento para lo cual se requiere disponer de información muy específica tal como datos PVT y petrofísicos de laboratorio para cada pozo en particular.

Observaciones Generales:

- a) En la tabla de procedimientos (Tabla 5.1) se incluyen la mayoría de los métodos disponibles para realizar la evaluación del comportamiento de afluencia, mientras que los programas comerciales están limitados a un número reducido de procedimientos comunes (Tabla 5.3), los cuales sólo son útiles para ciertas condiciones específicas.

- b) Para los problemas reales de campo no hay procedimientos que incluyan las variables más comunes presentes en el conjunto pozo-yacimiento, tal que esto permita realizar una evaluación precisa de las condiciones de producción de los pozos y con esto llegar a establecer una optimización realista del sistema integral de producción.

- c) Hoy en día es práctica normal considerar variantes en las simulaciones (estudios de sensibilidad de parámetros), dentro de este proceso existen valores requeridos muchas veces asignados en forma arbitraria, obviamente que esto es inadecuado para la definición de las condiciones reales de producción de los pozos. Lo anterior es considerando, como ya se señaló, las limitantes en los procedimientos disponibles en los programas comerciales.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. La evaluación del comportamiento de afluencia es vital para optimizar el sistema integral de producción. En este sentido aplicar un método adecuado resulta un punto muy importante.
2. Los procedimientos que se han desarrollado hasta la fecha, sean numéricos, analíticos o empíricos, están controlados principalmente por el tipo de fluido, a decir aceite bajosaturado, aceite saturado y gas, más que por el tipo petrofísico del yacimiento, tipo de pozo y terminación.
3. El mayor porcentaje de los métodos aplican para yacimientos homogéneos e isotrópicos produciendo por empuje de gas en solución, en donde un pozo vertical penetra totalmente la formación productora de espesor constante.
4. Un número muy reducido de trabajos se han enfocado a ciertos problemas y/o efectos específicos, tales como la alta velocidad de flujo, la presencia de agua como fase fluyente, drene gravitacional, y aún en menor número modelos específicos para evaluar sistemas heterogéneos como lo son los yacimientos naturalmente fracturados y estratificados. Asimismo, es importante señalar que para usar otros procedimientos es importante contar con una mayor cantidad de información, a veces no disponible.
5. En la literatura técnica no existen procedimientos por medio de los cuales sea posible evaluar el comportamiento de afluencia en yacimientos de gas y condensado así como de aceite volátil. Asimismo, el empuje hidráulico y pozos parcialmente penetrantes en yacimientos homogéneos y heterogéneos.
6. Del punto 5, se puede concluir que para muchos problemas reales de campo no existen procedimientos de análisis.
7. En esta tesis se presentan en forma condensada los procedimientos disponibles en la literatura técnica para la construcción de las curvas de afluencia. La Tabla 5.1 fue desarrollada con el fin de contar con un punto de referencia para poder abordar en forma más apropiada este tipo de estudios y lograr resultados más realistas.

8. De los programas especializados analizados en esta tesis, los cuales son utilizados en forma intensiva en la industria petrolera, se observa que presentan en promedio sólo cuatro procedimientos comunes, los cuales sólo son útiles para ciertas condiciones. Lo anterior es una limitante de los programas comerciales.
9. Después de hacer una comparación entre los procedimientos existentes en la literatura para la evaluación del comportamiento de afluencia y los procedimientos disponibles en los programas especializados, se concluye que estas herramientas presentan deficiencias puesto que no permiten realizar cálculos con procedimientos alternos.
10. Para el uso de los programas especializados, se recomienda que a pesar de contar con la información necesaria, ésta debe ser verificada y validada. Si los datos son alterados se incurrirá en errores de cálculo y diseño.
11. El ingeniero petrolero es el encargado de diseñar y optimizar los procesos de producción de los pozos, lo cual logra apoyándose en herramientas y técnicas de análisis. Uno de los objetivos del presente trabajo es mostrar a los estudiantes de Ingeniería Petrolera parte de los aspectos técnico-prácticos más relevantes de esta especialidad, la cual no es abordada con la relevancia necesaria en el programa de la carrera.
12. El presente trabajo de tesis puede ser usado como manual de procedimientos para problemas relacionados con el comportamiento de afluencia o IPR, el cual se encuentra actualizado hasta noviembre del año 2009.

NOMENCLATURA

A	= área	(pies ²)
B ₁	= multiplicador de turbulencia antes de la terminación	(adim)
B ₂	= multiplicador de turbulencia después de disparar	(adim)
B _o	= factor de volumen del aceite	$\left(\frac{bl_{o@c.y.}}{bl_{o@c.s.}} \right)$
B _g	= factor de volumen del gas	$\left(\frac{pie_{g@c.y.}^3}{pie_{g@c.s.}^3} \right)$
f (p)	= una función de presión o pseudo presión	
h	= espesor de la arena productora	(pies)
h _{p1}	= nueva longitud de terminación	(pies)
h _{p2}	= longitud pasada de terminación	(pies)
J' _{o1}	= índice de productividad a un tiempo 1	$\left(\frac{bpd}{psi} \right)$
K	= permeabilidad	(md)
k _a	= permeabilidad absoluta	(md)
k _o	= permeabilidad del aceite	(md)
k _g	= permeabilidad del gas	(md)
L	= longitud, longitud de la trayectoria de flujo	(pies)
P	= presión	(psi)
\bar{P}	= presión media del yacimiento	(psi)
P _b	= presión de burbuja	(psi)
P _e	= presión en la frontera exterior, presión corriente abajo, presión a $r = r_e$	(psi)
P _i	= presión corriente arriba	(psi)
P _{wf}	= presión de fondo fluyendo	(psi)

P_{wfs}	= presión de fondo fluyendo en la pared del pozo	(psi)
P_{ws}	= presión estática	(psi)
P_{ws1}	= presión estática a un tiempo 1	(psi)
P_{ws2}	= presión estática a un tiempo 2	(psi)
$P_{ws,P}$	= presión estática en un tiempo (presente)	(psi)
$P_{ws,F}$	= presión estática en un tiempo 2 (futuro)	(psi)
q_o	= gasto de aceite	(bpd)
$q_g @ c.s.$	= gasto de gas	$\left(\frac{\text{miles pies}^3}{\text{día}} \right)$
$q_{o \text{ máx}}$	= gasto máximo de aceite, potencial de un pozo de aceite	(bpd)
q_{o1}	= gasto para un tiempo 1	(bpd)
q_{o2}	= gasto para un tiempo 2	(bpd)
$q_{o \text{ máx}, P}$	= gasto máximo en un tiempo 1 (presente)	(bpd)
$q_{o \text{ máx}, F}$	= gasto máximo en un tiempo 2 (futuro)	(bpd)
r_e	= radio de drene del pozo	(pies)
r_w	= radio del pozo	(pies)
S	= factor de daño	(adim)
T	= temperatura del yacimiento, temperatura de flujo	(°R)
V_b	= volumen de la roca	(unidades de volumen)
V_{mat}	= volumen de la roca matriz	(unidades de volumen)
V_p	= volumen poroso de la roca	(unidades de volumen)
Z	= factor de compresibilidad del gas	(adim)
β	= coeficiente inercial	(pies ⁻¹)
γ_g	= densidad específica del gas (aire=1.0)	(adim)
γ_o	= densidad relativa del aceite	(adim)
ϕ	= porosidad	(fracción)

ρ_g	= densidad del gas	(lbm/pies ³)
ρ_o	= densidad del aceite	(lbm/pies ³)
μ_g	= viscosidad del gas	(cp)
μ_o	= viscosidad del aceite	(cp)

BIBLIOGRAFÍA

1. Ahmed T.: Reservoir Engineering Handbook, Gulf Professional Publishing Co., Houston, Tex., 2001.
2. Al-Saadoon, F. T.: "Predicting Present and Future Well Productivities for Solution-Gas Drive Reservoirs", *Journal of Petroleum Technology* 32 (5), 1980.
3. Arana O. V., Trujillo E. D. y Sánchez V. J.: Apuntes de Simulación Numérica de Yacimientos, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2005.
4. Beggs H. D.: Gas Production Operations, OGCI Publications, Oil & Gas Consultants International, Tulsa, 1991.
5. Beggs H. D.: Production Optimization Using Nodal Analysis, OGCI Publications, Oil & Gas Consultants International, Tulsa, 1991.
6. Bendakhlia, H. y Aziz, K.: "Inflow Performance Relationship for Solution Gas Drive Horizontal Wells", *Society of Petroleum Engineers 19823*, Annu. Tech. Conf. Exhib., San Antonio, TX., 1989.
7. Camacho, V. R., Raghavan, R.: "Inflow Performance Relationship for Solution Gas Drive Reservoirs", *Journal of Petroleum Technology* 41 (5), 1989.
8. Camacho, V. R. G., Padilla S., R. y Vásquez C. M.: "Comportamiento de IPR con presencia de Efectos Inerciales en el Yacimiento", *Rev. De Ingeniería Petrolera* Vol. XXXII No. 7, Julio 1992.
9. Camacho, V. R. G., Padilla S., R. y Vásquez C. M.: "Inflow Performance Relationships With Inertial Effects in the Reservoir", *Society of Petroleum Engineers 25481*, Oklahoma, Marzo 21-23, 1993.
10. Cheng A. M.: "Inflow Performance Relationship for Solution Gas Drive Slanted/Horizontal Wells", *Society of Petroleum Engineers 20720*, Annu. Tech. Conf. Exhib., New Orleans, LA., 1990.

11. Chu, M. H., Evans, R. D.: "Production System Optimization for Natural Flowing Water Drive Wells", Society of Petroleum Engineers 11582, Prod. Operations Symp, Oklahoma, 1983.
12. Craft, B. C., y Hawkins, M. F.: Ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos, 3a. ed., Prentice-Hall, Madrid, Tecnos, 1968.
13. Dias-Couto, L.E. y Golan, M.: "General Inflow Performance Relationship for Solution-Gas Reservoir Wells", Journal of Petroleum Technology 34(2), 1982.
14. Earlougher, R. C.: Advances in Well Test Analysis, Monograph, Vol. 5, 2a. ed., Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, Tex., 1977.
15. Economides, M. J.: Petroleum Production Systems, Prentice Hall PTR, New Jersey, 1994.
16. Evinger, H.H., Muscat, M.: "Calculation of Theoretical Productivity Factor", Trans. AIME 146, 1942.
17. Fetkovich M. J.: "The Isochronal Testing of Oil Wells", Society of Petroleum Engineers 4529, Annu. Tech. Conf. Exhib., Las Vegas, Nevada, Sep 30-Oct 3, 1973.
18. Gallice, F., Wiggins, M. L.: "A Comparison of Two-Phase Inflow Performance Relationships, Society of Petroleum Engineers 52171, Mid-Continent Operations Symp, Oklahoma, 1999.
19. Garaicochea, P. F. y Bashbush, B., J. L.: Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos, Facultad de Ingeniería, UNAM, 1987.
20. Garaicochea F. y Bernal H.: Transporte de Hidrocarburos Por Ductos, Colegio de Ingenieros Petroleros de México A. C., 1991.
21. Gilbert, W. E.: "Flowing and Gas-Lift Well Performance", API Drill. Prod. Prac., 1954.
22. Golan M. y Whitson C. H.: Well Performance, 2a. ed., Prentice Hall, 1991.

-
23. Harris Billy W. et al.: "Revisión de los Yacimientos de Gas Condensado", Oilfield Review, Society of Petroleum Engineers, 2006.
 24. Jones, L. G., Blount, E.M. y Glaze, O.H.: "Use of Short-Term Multiple Rate Flow Tests to Predict Performance of Wells Having Turbulence", Society of Petroleum Engineers 6133, Annu. Tech. Conf. Exhib., New Orleans, Oct 3-6, 1976.
 25. Kabir, C. S.: "Inflow Performance of Slanted and Horizontal Wells in Solution-Gas Drive Reservoirs", Society of Petroleum Engineers 24056, West. Reg. Meet., Bakersfield, CA, 1992.
 26. Kamkom, R., Zhu, D.: "Two-phase Correlation for Multilateral Well Deliverability", Society of Petroleum Engineers 95625, Annu. Tech. Conf. Exhib, Dallas, Tex., 2005.
 27. Katz L. Donald et al.: Handbook of Natural Gas Engineering, McGraw-Hill Co., New York, Toronto London, 1959.
 28. Kelkar, B.G., y Cox, R.: "Unifield Relationship to Predict Future IPR Curves for Solution Gas-Drive Reservoirs", Society of Petroleum Engineers 14239, Annu. Tech. Conf. Exhib, Las Vegas, Sept. 22-25, 1985.
 29. Kermit E. Brown: The Technology of Artificial Lift Methods, Vol. 1, Penn Well Books Co., 1978.
 30. Klins M. A., Majcher M. W.: "Inflow Performance Relationship for Damaged or Improved Wells Producing Under Solution Gas Drive", Journal of Petroleum Technology, 1992.
 31. Klins M. A., Clark III, J.W.: "An Improved Method to Predict Future IPR Curves", Society of Petroleum Engineers Res. Eng. 8(4), 1993.
 32. Levine, J. S., Prats, M.: "The Calculated Performance of Solution-Gas Drive Reservoirs", Society of Petroleum Engineers J. 1(3), 1961.
 33. Locke, S.: "An advanced method for predicting the productivity ratio of a perforated well", Journal of Petroleum Technology 33(12), 1981.
-

34. Lyons William C.: Standard handbook of petroleum & natural gas engineering, Vol. 2, Gulf Professional Publishing, 1996.
35. McLeod Jr., H. O.: "The Effect of Perforating Conditions on Well Performance", *Journal of Petroleum Technology* 35(1), 1983.
36. Manual Pipephase: "Oil & Gas Production Systems Modeling and Optimization", Invensys SIMSCI, 2002.
37. Manual Pipesim: "Diseño de Pozos y Análisis de Desempeño de la Producción", Schlumberger, 2007.
38. Manual Wellflo: Software de Ingeniería Petrolera, Weatherford, 2008.
39. McCain William D. Jr.: The Properties of Petroleum Fluids, 2a. ed., Penn Well Books, Tulsa, Oklahoma, 1990.
40. Matthews, C. S. y Ruseell, D. G.: Pressure Buildup and Flow Test in Wells, Monograph, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, Tex., 1967.
41. Nind T. E. W.: Principles of Oil Well Production, 2a. ed., McGraw-Hill, New York, NY., 1981.
42. Nind T. E. W.: Hydrocarbon reservoir and well performance, Chapman and Hall Ltd., New York, NY., 1989.
43. Padilla et al.: "Estudio de Efectos No-Laminares a Través del Análisis de Datos de Presión y Producción Estabilizada", *Revista de Ingeniería Petrolera*, Vol. XXXIX, No. 1, Enero 1999.
44. Padilla Sixto R.: "Efectos Petrofísicos y Entrada de Agua en el Comportamiento y Predicción de la Producción en Yacimientos Fracturados Carbonatados", *Revista de Ingeniería Petrolera*, Vol. XLVII, No. 3, Marzo 2007.

45. Padilla, S. R., Camacho, V. R., Castrejón, A. R., Samaniego, V. F.: "Inflow Performance Relationships Under Gravity Segregation for Solution Gas-Drive Reservoirs", Journal of Energy Resources Technology by ASME, V.131, 2009.
 46. Poe, B. D., Elbel, J. L., Spath, J.B., Wiggins M. L.: "Prediction of Future Well Performance, Including Reservoir Depletion Effects", Society of Petroleum Engineers 29465, Prod. Operations Symp., Oklahoma, 1995.
 47. Qasem F. H.: Performance and Recovery Prediction in Heterogeneous Naturally Fractured Reservoirs Under the Solution Gas Drive Process, PhD Dissertation. Univ. of Southern California, 1996.
 48. Raghavan, R., Joshi, S.D.: "Productivity of Multiple Drainholes or Fractured Horizontal Wells", Society of Petroleum Engineers Form Eval. 8(1), 1993.
 49. Ramírez S., Lozano V. y Pérez T.: Productividad de Pozos Petroleros, Tesis de Lic., Facultad de Ingeniería, UNAM 2007.
 50. Retnato, A., Economides, M. J.: "Performance of Multiple Horizontal Well Laterals in Lowto-Medium-Permeability Reservoirs", Society of Petroleum Engineers Res. Eng. 11(2), 1996.
 51. Retnato, A., Economides, M. J.: "Inflow Performance Relationships of Horizontal and Multibranch Wells in a Solution Gas-Drive Reservoir", Society of Petroleum Engineers 50659, European Pet. Conf., Hague, The Netherlands, 1998.
 52. Rodríguez de la Garza F.: Fundamentos de Simulación Numérica de Yacimientos, Facultad de Ingeniería, UNAM 2000.
 53. Slider, H. C.: Worldwide Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods, Penn Well Books, Tulsa, Oklahoma, 1983.
 54. Standing, M. B.: "Inflow Performance Relationship for Damaged Wells Producing from Solution Gas Drive", Journal of Petroleum Technology 22(11), 1970.
-

55. Standing, M. B.: "Concerning the Calculation of Inflow Performance of Wells Producing from Solution Gas Reservoirs", *Journal of Petroleum Technology* 23(9), Sept. 1971.
 56. Sukarno P., Tobing, E. L.: "Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing from Solution Gas drive reservoirs", *Society of Petroleum Engineers* 29312, *Asia Pacific Oil Gas Conf. Exhib.*, Kuala Lumpur, Malaysia, 1995.
 57. Sukarno P.: Inflow Performance Relationship Curves in Two-Phase and Three Phase Flow Conditions, Tesis doctoral Universidad de Tulsa, 1986.
 58. Tarbuck Edward J.: Ciencias de la Tierra: Una introducción a la Geología Física, 7ª. Ed., Pearson Educación, 2005.
 59. Uhri D. C., y Blount, E. M.: "Pivot Point Method Quickly Predicts Well Performance", *World Oil*, 1982.
 60. Vogel J. V.: "Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Driver Wells", *Journal of Petroleum Technology* 20(1), Enero 1968.
 61. Weller, W. T.: "Reservoir Performance During Two-Phase Flow", *Journal of Petroleum Technology* 18(22), 1966.
 62. Whitson Curtis H. y R. Brulé M.: Phase Behavior, Monograph, Vol. 20, *Society of Petroleum Engineers*, Richardson, 2000.
 63. Wiggins M. L., Russell, J. E., Jennings, J. W.: "Analytical Inflow Performance Relationships for Three-Phase Flow in Bounded Reservoirs", *Society of Petroleum Engineers* 24055, *West. Reg. Meet.*, Bakersfield, CA, 1992.
 64. Wiggins M. L.: "Generalized Inflow Performance Relationships for Three Phase Flow", *Society of Petroleum Engineers Res. Eng.* 9(3), 1994.
 65. Yildiz, T.: "Multilateral Horizontal Well Productivity", *Society of Petroleum Engineers* 94223, *Europec/EAGE Ann. Conf.*, Madrid, Spain, 2005.
-